

POLITECNICO DI MILANO

Scuola di ingegneria civile e ambientale

Corso di studi in Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio – Environmental
and Land planning engineering



Stima del potenziale di produzione di energia fotovoltaica nelle infrastrutture di trasporto in Lombardia e in Italia

Relatore: Prof. Stefano Caserini

Correlatore: Ing. Maria Evelina Saracchi

Tesi di laurea Magistrale di:

Andrea Betteo matr. 928596

Anno Accademico 2019-2020

Sommario

L'Italia dispone ad oggi di circa 21 GWp di potenza fotovoltaica installata, che secondo gli obiettivi dei piani e delle strategie sul cambiamento climatico fissati a livello nazionale dovrà aumentare di 2,5 volte entro il 2030 e di 10-15 volte entro il 2050. Per raggiungere tali obiettivi, appare di grande interesse la possibilità di sfruttare aree non utilizzate e marginali.

La presente tesi ha valutato il potenziale legato alle aree connesse alle infrastrutture di trasporto (autostrade, ferrovie e aeroporti). Con quasi 7.000 km di autostrade, oltre 19.800 km di ferrovie e più di 40 aeroporti, l'Italia possiede un'enorme quantità di superfici potenzialmente sfruttabili.

Le possibilità di applicazione del fotovoltaico valutate sono per autostrade e ferrovie le aree nelle fasce di rispetto e le superfici delle barriere antirumore presenti, per gli aeroporti le aree inutilizzate all'interno del sedime aeroportuale, i tetti degli edifici e le tettoie a copertura dei parcheggi.

Sono stati valutati 3 diversi scenari di sfruttamento, relativi a diversi livelli di utilizzo delle aree disponibili. L'analisi di dettaglio per la regione Lombardia ha portato alla quantificazione delle superfici idonee presenti nelle fasce di rispetto di autostrade e ferrovie (tramite elaborazione GIS) e alla raccolta di un set di dati relativi alle barriere antirumore installate presso le autostrade lombarde e alle aree aeroportuali; le stime a livello nazionale si basano su estrapolazioni dei valori reperiti a livello regionale.

Dalle stime ottenute si nota come il contributo potenziale massimo delle suddette aree connesse alle infrastrutture di trasporto è molto rilevante, a livello nazionale pari a circa 49 GWp nello scenario di massimo sfruttamento. Per la sola Lombardia, per cui è stato condotto uno studio di dettaglio, nello stesso scenario di sfruttamento si stima una produzione energetica pari a circa 6,76 TWh/anno (ottenibile dall'installazione di 5,62 GWp).

L'utilizzo delle fasce di rispetto di autostrade e ferrovie fornisce il contributo largamente preponderante, pari a una produzione energetica massima di circa 5,25 TWh/anno (4,29 GWp) in Lombardia e a una potenza installabile massima di circa 42 GWp a livello nazionale. In queste aree, il maggiore contributo (superiore all'80%) è dato dallo sfruttamento dei campi coltivati, in cui è stata prevista l'installazione di impianti agrofotovoltaici che permettano il mantenimento almeno parziale della produzione agricola.

Un altro contributo di grande rilevanza può derivare dallo sfruttamento delle aree inutilizzate presenti negli aeroporti. Una metodologia di dettaglio basata sui dati ricavati per i 5 principali aeroporti lombardi, che rappresentano circa il 90% della superficie dei 14 aeroporti della regione, ha permesso di stimare un potenziale di produzione energetica massimo di circa 1,42 TWh/anno (1,24 GWp installabili) per gli aeroporti lombardi. Per gli aeroporti italiani si stima invece un potenziale di installazione massimo pari a circa 6,5 GWp.

Le stime complessive indicano infine che in due dei tre scenari di sfruttamento considerati si raggiungerebbero gli obiettivi posti per il 2030 sia a livello di Regione Lombardia sia a livello italiano. A livello italiano il contributo ottenibile dalle tre infrastrutture nello scenario a massimo sfruttamento, pari a circa 49 GWp, rappresenta inoltre dal 15 al 27% dell'intera potenza da installare entro il 2050 secondo la Strategia a lungo termine italiana recentemente approvata. A differenza dei risultati ottenuti per la Regione Lombardia, la reale possibilità di sfruttamento del potenziale stimato a livello italiano potrà essere precisata con studi ad un maggior livello di dettaglio, in grado di valutare vincoli locali (normativi, paesaggistici) non evidenziabili alla scala utilizzata nel presente lavoro.

Abstract

Italy currently has about 21 GWp of installed photovoltaic power. According to the targets set by national plans and strategies on climate change this power must increase by 2.5 times by 2030 and by 10-15 times by 2050. To achieve these targets, the possibility of exploiting unused and marginal areas appears of great interest. The present thesis has evaluated the potential linked to areas connected to transport infrastructures (highways, railways and airports). With nearly 7,000 km of motorways, over 19,800 km of railways and more than 40 airports, Italy has a huge amount of potentially usable surfaces.

The photovoltaic application possibilities evaluated for highways and railways are the areas in the buffer zones and the surfaces of the present noise barriers. For the airports are the unused areas within the airport grounds, the roofs of the buildings and the canopies covering the parking lots.

Three different exploitation scenarios were evaluated. These are related to different levels of use of the available areas.

The detailed analysis for the Lombardy region led to the quantification of the suitable surfaces located in the buffer zones of motorways and railways (through GIS processing) and to the collection of a set of data related to the noise barriers installed on the motorways and to airport areas. The estimates at the national level are based on extrapolations of the values found at the regional level.

From the estimates obtained, it can be seen that the maximum potential contribution of the aforementioned areas connected to transport infrastructures is very significant, at a national level equal to approximately 49 GWp in the scenario of maximum exploitation. For Lombardy, for which a detailed study was conducted, in the same exploitation scenario an energy production of approximately 6.76 TWh / year is estimated (obtainable from the installation of 5.62 GWp).

The use of the buffer zones of motorways and railways provides a largely preponderant contribution, equal to a maximum energy production of approximately 5.25 TWh / year (4.29 GWp) in Lombardy and a maximum installable power of approximately 42 GWp at level national. In these areas, the greatest contribution (over 80%) is given by the exploitation of cultivated fields. These fields were considered exploited through the installation of agro-photovoltaic systems that allow at least partial maintenance of the agricultural production. Another very important contribution can derive from the exploitation of unused areas in airports. A detailed methodology based on the data obtained for the 5 main airports of the Lombardy region, which represent about 90% of the total surface of the 14 airports present in the region, made it possible to estimate a maximum energy production potential of about 1.42 TWh / year (1.24 installable GWp) for Lombard airports. For Italian airports, on the other hand, a maximum installation potential of approximately 6.5 GWp is estimated.

Finally, the overall estimates indicate that in two of the three exploitation scenarios considered, the targets set for 2030 would be achieved both at the level of the Lombardy Region and at the Italian level. At the Italian level, the contribution obtainable from the three infrastructures in the maximum exploitation scenario, equal to approximately 49 GW, also represents 15 to 27% of the entire power to be installed by 2050 according to the recently approved Italian long-term strategy. Unlike the results obtained for the Lombardy Region, the real possibility of exploiting the potential estimated at the Italian level can be clarified with studies at a greater level of detail, capable of evaluating local constraints (regulatory, landscape) that cannot be highlighted at the scale used in the present work.

Ringraziamenti

Ringrazio il professore Stefano Caserini per il supporto, la competenza e la grande disponibilità dimostrata durante lo sviluppo del presente lavoro.

Ringrazio l'ingegnere Maria Evelina Saracchi per la disponibilità, la competenza e i consigli con cui mi ha aiutato nello svolgimento di questo lavoro.

Ringrazio poi l'ing. Michele Rinaldi di FerrovieNord, l'ing. Giovanni Tamburo di RFI e l'ing. Maurizio Gubetti per l'aiuto fornitomi nella raccolta di informazioni essenziali per lo svolgimento di questa tesi.

Ringrazio la mia famiglia che mi è sempre stata accanto dimostrando infinita fiducia e che mi ha permesso di seguire il percorso migliore per me.

Ringrazio la mia ragazza Alice, mio costante supporto, grazie alla quale ho sempre trovato la forza di sorridere.

Indice dei contenuti

1) INTRODUZIONE	9
1.1) Possibilità di applicazione / esperienze internazionali	12
1.1.1) Autostrade.....	12
1.1.1.1) Barriere antirumore	12
1.1.1.2) Aree a “bordo strada”	15
1.1.1.3) Tetti e tunnel a copertura delle strade	17
1.1.1.4) Strade composte da celle fotovoltaiche	19
1.1.2) Ferrovie	21
1.1.2.1) Barriere antirumore	21
1.1.2.2) Aree a “bordo binari”	22
1.1.2.3) Tetti e tunnel di copertura dei binari	22
1.1.3) Aeroporti.....	23
1.2) Stima del potenziale di produzione elettrica da sistemi fotovoltaici.....	26
1.2.1) Radiazione solare.....	27
1.2.2) Tecnologia fotovoltaica	29
1.2.2.1) Efficienza specifica del pannello in condizioni standard ($\eta_{FV,STC}$)	29
1.2.2.2) Performance ratio (PR).....	31
1.2.3) Selezione siti e valutazione area sfruttabile	33
1.2.3.1) Pannelli fotovoltaici installati a terra (GPV).....	33
1.2.3.1.1) Selezione siti ottimali	33
1.2.3.1.2) Valutazione area sfruttabile (superficie fotovoltaica installabile).....	34
1.2.3.2) Barriere antirumore (PVNB).....	38
1.2.3.2.1) Valutazione area sfruttabile (superficie fotovoltaica installabile).....	38
2) MATERIALI E METODI	39
2.1) Lombardia	39
2.1.1) Autostrade.....	42
2.1.1.1) Fotovoltaico nelle fasce di rispetto autostradale	42
2.1.1.1.1) Fasce di rispetto autostradale	42
2.1.1.1.2) Valutazione delle aree nelle fasce di rispetto e selezione siti ottimali	43
2.1.1.1.3) Stima della superficie fotovoltaica installabile (parametro A_{FV})	44
2.1.1.1.4) Stima dell’irraggiamento normale alla superficie dei pannelli (parametro G)	48
2.1.1.2) Barriere antirumore	48
2.1.1.2.1) Stima della superficie fotovoltaica installabile (parametro A_{FV})	49

2.1.1.2.2) Stima dell'irraggiamento normale alla superficie dei pannelli (parametro G)	49
2.1.1.2.3) Valutazione degli ombreggiamenti	51
2.1.1.3) Altre possibilità di applicazione sulle autostrade	52
2.1.1.3.1) Strutture/tetti a copertura delle autostrade.....	52
2.1.1.3.2) Strade composte da celle fotovoltaiche	52
2.1.2) Ferrovie	53
2.1.2.1) Fotovoltaico nelle fasce di rispetto.....	53
2.1.2.1.1) Fasce di rispetto ferroviarie.....	53
2.1.2.1.2) Riassunto metodologia utilizzata (da capitolo 2.1.1.1)	53
2.1.2.2) Barriere antirumore	55
2.1.2.2.1) Rete FerrovieNord.....	56
2.1.2.2.2) Rete RFI	56
2.1.2.3) Strutture/tetti a copertura delle ferrovie	58
2.1.3) Aeroporti.....	59
2.1.3.1) Cinque principali aeroporti lombardi	61
2.1.3.1.1) Stima della superficie fotovoltaica installabile (parametro A_{FV})	61
2.1.3.1.2) Stima dell'irraggiamento normale alla superficie dei pannelli (parametro G)	63
2.1.3.2) Nove aeroporti minori	64
2.1.3.2.1) Stima della superficie fotovoltaica installabile (parametro A_{FV})	64
2.1.3.2.2) Stima dell'irraggiamento normale alla superficie dei pannelli (parametro G)	66
2.2) Italia.....	67
2.2.1) Autostrade.....	69
2.2.1.1) Dati riguardanti la rete nazionale	69
2.2.1.1.1) Stima della lunghezza delle autostrade in galleria	70
2.2.1.2) Metodologia estrapolazione 1: da lunghezza complessiva e dati regionali.....	72
2.2.1.3) Metodologia estrapolazione 2: da lunghezza senza gallerie e dati nazionali	73
2.2.1.3) Metodologia estrapolazione 3: da lunghezza senza gallerie e dati regionali.....	74
2.2.2) Ferrovie	74
2.2.2.1) Metodologia estrapolazione ferrovie.....	75
2.2.3) Aeroporti.....	76
2.2.3.1) Metodologia estrapolazione aeroporti 1: da dati passeggeri	77
2.2.3.2) Metodologia estrapolazione aeroporti 2: da dati superfici	78

3) RISULTATI **79**

3.1) Lombardia **79**

3.1.1) Autostrade..... **79**

3.1.1.1) Fotovoltaico nelle fasce di rispetto..... 79

3.1.1.2) Barriere antirumore	81
3.1.1.3) Altre possibilità di applicazione sulle autostrade	82
3.1.2) Ferrovie	83
3.1.2.1) Fotovoltaico nelle fasce di rispetto.....	83
3.1.2.2) Barriere antirumore	84
3.1.2.3) Strutture/tetti a copertura delle linee ferroviarie	87
3.1.3) Aeroporti.....	88
3.1.3.1) Cinque grandi aeroporti lombardi	88
3.1.3.2) Nove aeroporti minori	90
3.1.3.3) Totale aeroporti lombardi.....	91
3.2) Italia.....	92
3.2.1) Autostrade.....	92
3.2.2) Ferrovie	93
3.2.3) Aeroporti.....	94

4) DISCUSSIONE DEI RISULTATI 95

4.1) Autostrade.....	95
4.1.1) Lombardia	95
4.1.1.1) Fotovoltaico nelle fasce di rispetto.....	95
4.1.1.2) Barriere antirumore	96
4.1.1.3) Totale autostrade lombarde	97
4.1.2) Autostrade italiane	98
4.2) Ferrovie	100
4.2.1) Lombardia	100
4.2.1.1) Fotovoltaico nelle fasce di rispetto.....	100
4.2.1.2) Barriere antirumore	101
4.2.1.3) Totale ferrovie lombarde	101
4.2.2) Ferrovie italiane.....	103
4.3) Aeroporti.....	104
4.3.1) Lombardia	104
4.3.2) Aeroporti italiani.....	106
4.4) Quadro riassuntivo e confronto con gli obiettivi nazionali	107
4.4.1) Lombardia	107
4.4.2) Italia.....	110

5) CONCLUSIONI..... 114

Bibliografia 120

APPENDICE 1: Elaborazione dati QGIS 126

A1.1) Fasce di rispetto autostradali lombarde 126

A1.2) Fasce di rispetto ferrovie lombarde 126

A1.3) Aeroporti lombardi 127

APPENDICE 2: Metodologia stima parametri SF, $F_{A,C}$ e $F_{A,NC}$ 128

APPENDICE 3: Risultati produzione energia fotovoltaica per la Lombardia. 130

A3.1) Autostrade: 130

A3.2) Ferrovie: 135

A3.3) Aeroporti: 140

APPENDICE 4: Risultati produzione energia fotovoltaica per l'Italia 142

A4.1) Autostrade: 142

A4.2) Ferrovie: 145

A4.3) Aeroporti: 145

1) INTRODUZIONE

Contesto internazionale e quadro giuridico-programmatico

La grande adesione (197 Paesi) agli accordi di Parigi, stipulati nel 2015 durante la Conferenza delle Parti (COP21), evidenzia quanto sia di primario interesse la lotta ai cambiamenti climatici. Gli sforzi internazionali volti alla stipulazione di un accordo comune sono sintomo di una sensibilità sociale (e quindi politica) sempre maggiore. In questi accordi è stato posto l'obiettivo di mantenere il riscaldamento globale ben al di sotto dei 2°C e di proseguire gli sforzi per limitare l'aumento a 1,5°C rispetto ai livelli pre-industriali. Tali Accordi prevedono che tutte le "Parti" presentino un Contributo Determinato a livello Nazionale (Nationally Determined Contribution, NDC) che ne definisca lo sforzo atto alla riduzione delle emissioni e al raggiungimento degli obiettivi di contenimento delle temperature.

L'Unione Europea ha presentato un unico NDC, nel quale si pone come obiettivo complessivo di tutti gli Stati membri una riduzione delle emissioni di gas serra al 2030 del 40% (rispetto al 1990). Tale obiettivo è stato concretizzato con l'adozione del "Pacchetto clima-energia 2030", un pacchetto di provvedimenti volti a ottenere anche una produzione di energia rinnovabile pari al 32% dei consumi complessivi e una riduzione dei consumi di energia primaria del 32.5% rispetto all'andamento tendenziale.

Tali obiettivi sono però in continuo mutamento, negli ultimi anni il livello di ambizione dell'Unione Europea è cresciuto. A prova (e a causa) di ciò, nel dicembre 2020 il Consiglio europeo ha approvato, in linea con la precedente Comunicazione della Commissione europea dell'11 dicembre 2019 sul "Green Deal", un obiettivo vincolante di riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

All'interno di questo contesto internazionale, anche l'Italia è protagonista di azioni sempre più ambiziose in tema di cambiamento climatico. A tale riguardo, nel gennaio 2021 è stata pubblicata la strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra, nella quale vengono presentate le strategie atte a perseguire gli obiettivi internazionali posti per il 2050. Tali obiettivi delineano *"una società giusta e prospera, dotata di un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra e in cui la crescita economica sarà dissociata dall'uso delle risorse"* (dalla Comunicazione sul Green Deal europeo della Presidente della Commissione Ursula Von der Leyen).

Nella strategia italiana viene riportata l'importanza di una riduzione dei consumi finali, i quali devono ridursi di circa il 40% rispetto a quelli attuali, e del fatto che tale riduzione si deve accompagnare ad una ricomposizione di fonti e vettori energetici impiegati; viene infatti evidenziato come le rinnovabili debbano crescere arrivando, nel complesso, a coprire non meno dell'85-90% dei consumi finali.

Transizione energetica e ruolo del fotovoltaico (FV)

Come quello globale, anche il sistema energetico italiano è quindi destinato a cambiare; la principale causa del riscaldamento globale è infatti l'attuale settore energetico, il quale nel 2016 ha causato quasi i tre quarti del totale di emissioni antropogeniche di gas serra (World Resources Institute, 2020).

In tutto il mondo la domanda di energia aumenta di anno in anno e l'Agenzia internazionale dell'energia stima un aumento (rispetto al 2019) tra il 4 e il 9% entro il 2030 (IEA, 2020).

La stessa IEA segnala il fotovoltaico (FV) come la tecnologia al centro della produzione e della transizione energetica dei prossimi anni.

Nel 2019 la nuova capacità fotovoltaica installata in Europa, pari a 16,7 GW, è stata superiore a quella relativa a qualsiasi altra tecnologia (SolarPower EU, 2019). La ragione principale di tale successo è da ricercarsi nel suo basso costo; l'energia solare è infatti spesso più economica di qualsiasi altra tecnologia (ciò è vero per l'elettricità al dettaglio e, sempre più, anche per l'energia all'ingrosso). In aggiunta a ciò, il solare fotovoltaico è la tecnologia caratterizzata dalla più ripida curva di riduzione dei costi prevista (SolarPower EU, 2019); la sua competitività aumenterà ulteriormente. Oggi, in una città del Nord Europa come Helsinki, l'energia solare

può essere generata a un costo livellato dell'energia (LCOE, levelized cost of energy) di 0,05 EUR per kWh; tale prezzo dovrebbe, secondo la piattaforma europea per la tecnologia e l'innovazione del fotovoltaico (ETIP PV), diminuire a meno di 0,02 EUR per kWh nel 2050 (SolarPower EU, 2019).

Nonostante la popolarità del fotovoltaico e il suo enorme potenziale, l'Europa è ancora all'inizio dell'era solare. Oggi, appena il 5% circa della produzione di elettricità nell'UE è dovuto all'energia solare (SolarPower EU, 2019).

Anche l'Italia è indietro nella diffusione dell'energia FV; la potenza fotovoltaica installata a fine 2019 ammonta a 20,9 GW (GSE, 2020), valore che risulta molto inferiore a quelli posti come obiettivo a livello nazionale. A tale riguardo nel Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima (del dicembre 2019) è stato fissato un obiettivo di potenza fotovoltaica installata pari a 52 GW entro il 2030. L'obiettivo indicato nella strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra (gennaio 2021) è invece quello di raggiungere una capacità fotovoltaica installata al 2050 compresa tra i 200 e i 300 GW, tale valore corrisponde a circa 10-15 volte quello attuale.

Sfide del fotovoltaico

Il ruolo centrale del fotovoltaico nel futuro panorama energetico globale è quindi pressochè una certezza. Questa tecnologia richiede tuttavia ampie superfici.

Secondo uno studio del National Renewable Energy Laboratory, per soddisfare l'intera domanda energetica degli Stati Uniti mediante il fotovoltaico sarebbero necessari circa 181 m² di superficie a persona (Denholm e Margolis, 2008).

Tale richiesta di superfici si pone in un contesto internazionale caratterizzato da scarsa disponibilità di suolo in aree urbane. Il FV rischia quindi di vedere il proprio sviluppo rallentato dalla competizione con altre modalità di uso del suolo (tra cui per esempio l'utilizzo agricolo, le domande di cibo ed energia stanno infatti crescendo contendendosi le limitate superfici a disposizione; Nonhebel, 2005; Wadhawan e Pearce, 2017).

Per evitare tale competizione (che nel migliore dei casi rallenterebbe ulteriormente la diffusione del fotovoltaico), un tema di forte attualità risulta la ricerca di metodi con cui installare FV senza incidere sulla capacità produttiva alimentare e senza impattare in maniera socialmente inaccettabile il paesaggio in cui viene inserito.

A tale riguardo, nel EU Market Outlook pubblicato nel 2019 dalla società SolarPower viene evidenziato come ipotizzando di utilizzare tutti i tetti presenti in UE si genererebbe energia pari a circa un quarto della domanda di elettricità dell'UE (SolarPower EU, 2019).

Tra le varie possibilità studiate negli ultimi anni, sta suscitando molto interesse la possibilità di implementare il fotovoltaico lungo le infrastrutture di trasporto (in particolare autostrade, ferrovie e aeroporti); tale soluzione risulta infatti vantaggiosa per vari motivi:

- tutte queste infrastrutture presentano molte superfici e spazi utili potenzialmente a disposizione di installazioni fotovoltaiche;
- l'installazione di pannelli FV in tali spazi spesso comporta un minore impatto sul paesaggio rispetto alle tradizionali installazioni a terra e, come detto, non comporta una competizione con il settore produttivo alimentare per l'uso del suolo;
- il numero di "decisori" da coinvolgere in un eventuale piano di installazione su larga scala (un intero paese) è limitato, non comparabile al numero di soggetti da coinvolgere in un piano di installazioni fotovoltaiche dedicate sui tetti di numerosi edifici; ciò rende l'attuazione del progetto più semplice (e quindi fattibile, anche in tempi minori);
- l'accettabilità sociale è e sarà un ostacolo all'installazione di campi fotovoltaici, l'utilizzo delle aree comprese nelle infrastrutture di trasporto potrebbe però essere più facilmente accettato.

In sintesi, l'idea di sfruttare le infrastrutture di trasporto di un paese (autostrade, ferrovie e aeroporti) per l'installazione di quanto più fotovoltaico possibile appare, nell'ottica di un futuro in cui tale tecnologia avrà

un ruolo sempre più centrale nella produzione energetica nazionale, un ottimo modo attraverso cui compiere parte della transizione energetica necessaria.

Scopo dello studio

Con quasi 7.000 km di rete autostradale, gli oltre 19.800 km di rete ferroviaria e gli oltre 40 aeroporti, l'Italia possiede un'enorme quantità di superfici sfruttabili attraverso l'installazione di pannelli fotovoltaici. Seppure l'utilizzo di tali aree appaia una buona idea, è fondamentale capire la quantità di energia producibile.

A tale scopo la presente tesi si pone come obiettivo lo studio delle potenzialità di produzione di energia fotovoltaica con impianti installati nelle aree delle infrastrutture di trasporto italiane. Dopo una analisi di dettaglio per la regione Lombardia, sono effettuate stime a scala nazionale.

Oltre a identificare e descrivere le possibilità di applicazione fotovoltaica su ognuna delle tipologie di infrastrutture considerate, viene quindi condotta una stima della potenza installabile e della produzione ottenibile in diversi scenari di sfruttamento delle stesse infrastrutture.

Negli ultimi anni sono stati condotti molti studi dedicati alla valutazione di varie applicazioni del FV nelle diverse infrastrutture di trasporto; tali applicazioni, e alcuni tra gli studi più interessanti, vengono discusse nel capitolo 1.1.

Nel capitolo 1.2 vengono invece presentate e discusse le metodologie adottate con lo scopo di stimare il potenziale produttivo di installazioni fotovoltaiche distribuite in ampie aree territoriali. Tali metodologie risultano applicabili anche al lavoro svolto in questa tesi.

Nel capitolo 2 vengono presentate le fonti di dati utilizzate, le ipotesi adottate, gli scenari considerati e le metodologie utilizzate per la stima del potenziale di produzione fotovoltaica per le infrastrutture della sola Lombardia e dell'intera Italia.

I risultati dei vari scenari considerati vengono presentati nel capitolo 3, mentre nel capitolo 4 viene proposta una loro analisi e discussione.

Il capitolo 5 è infine dedicato alle conclusioni del lavoro; in quest'ultimo vengono analizzate con maggiore dettaglio le ipotesi prese, l'incertezza trattata, i limiti e le possibilità di future ricerche dedicabili ad un miglioramento delle stime ottenute.

1.1) Possibilità di applicazione / esperienze internazionali

Negli ultimi anni sono state studiate le potenzialità di moltissime possibili applicazioni del fotovoltaico; come detto, tra le più interessanti vi sono quelle che coinvolgono le infrastrutture di trasporto. Le applicazioni possibili sono varie e assumono diverso interesse a seconda dell'infrastruttura considerata e del paese in cui vengono valutate.

Nell'analizzare le possibili applicazioni del FV nelle infrastrutture di trasporto occorre fare distinzione tra i sistemi autonomi e i sistemi connessi alla rete.

I sistemi autonomi producono elettricità per apparecchiature autonome, le quali utilizzano l'energia prodotta in maniera diretta e/o immagazzinandola in batterie dedicate. Questi sistemi fotovoltaici sono utilizzati principalmente per funzioni molto specifiche o temporanee; gli esempi più diffusi sono legati all'illuminazione di strade e segnaletica stradale.

Nello studio qui presentato sono state però considerate solamente le applicazioni di sistemi connessi alla rete elettrica, i quali, a differenza dei sistemi autonomi, sono installati con l'obiettivo di produrre energia elettrica utilizzabile su larga scala. Nel 2012 i sistemi autonomi rappresentavano solo l'1% della capacità totale installata in Europa (EPIA, 2012).

A tale scopo, è stata condotta un'analisi della letteratura relativa alle possibilità di applicazione presenti per ognuna delle infrastrutture considerate.

Nei seguenti capitoli sono riassunte, divise per infrastruttura, le informazioni più interessanti e, quando presenti, alcuni dei più significativi esempi di reale implementazione.

1.1.1) Autostrade

L'implementazione di impianti fotovoltaici lungo le autostrade è stata sperimentata per la prima volta in Europa, alla fine degli anni '80.

La maggior parte dei progetti ad oggi realizzati si basa sul montaggio di pannelli fotovoltaici sulle barriere antirumore già presenti. Nonostante questa possibilità di applicazione sia quella attualmente più studiata e realizzata, negli ultimi anni anche altre soluzioni implementative stanno suscitando sempre maggiore interesse.

1.1.1.1) Barriere antirumore

L'utilizzo delle barriere antirumore come supporti su cui installare pannelli fotovoltaici (PVNB, Photovoltaic Noise Barrier) è una possibilità impiantistica sempre più diffusa e studiata in tutto il mondo.

Le barriere antirumore sono ostacoli fisici progettati per ridurre i livelli di rumore tra le sorgenti e i recettori sensibili.

Le conclusioni di numerosi studi condotti sulle PVNB concordano su due punti (De Schepper et al., 2012; Meppelink, 2015; Wadhawan e Pearce, 2017; Poe et al., 2017; Zdyb et al., 2019; Zhong, 2021):

- nell'utilizzo delle barriere (esistenti e pianificate) risiede un grande potenziale di produzione energetica;
- l'utilizzo di tali barriere è una possibilità che, visto l'attuale progresso tecnologico, risulta tranquillamente percorribile.

Secondo le informazioni raccolte da Poe et al. (2017), i quali hanno consultato vari professionisti di agenzie dei trasporti sparse per tutto il mondo, le PVNB possono essere progettate in modo da non compromettere le capacità della barriera di ridurre in modo sicuro il rumore.

Non vi è alcuna differenza fondamentale tra PVNB e sistemi fotovoltaici tradizionali. Le uniche differenze risiedono nella struttura di montaggio e nelle limitazioni sull'orientabilità del pannello (angolo azimutale imposto dalla barriera antirumore).

Esistono diversi metodi sperimentalmente collaudati atti a combinare il fotovoltaico con le barriere antirumore, come mostrato nella Fig. 1.1 (Wadhawan e Pearce, 2017).

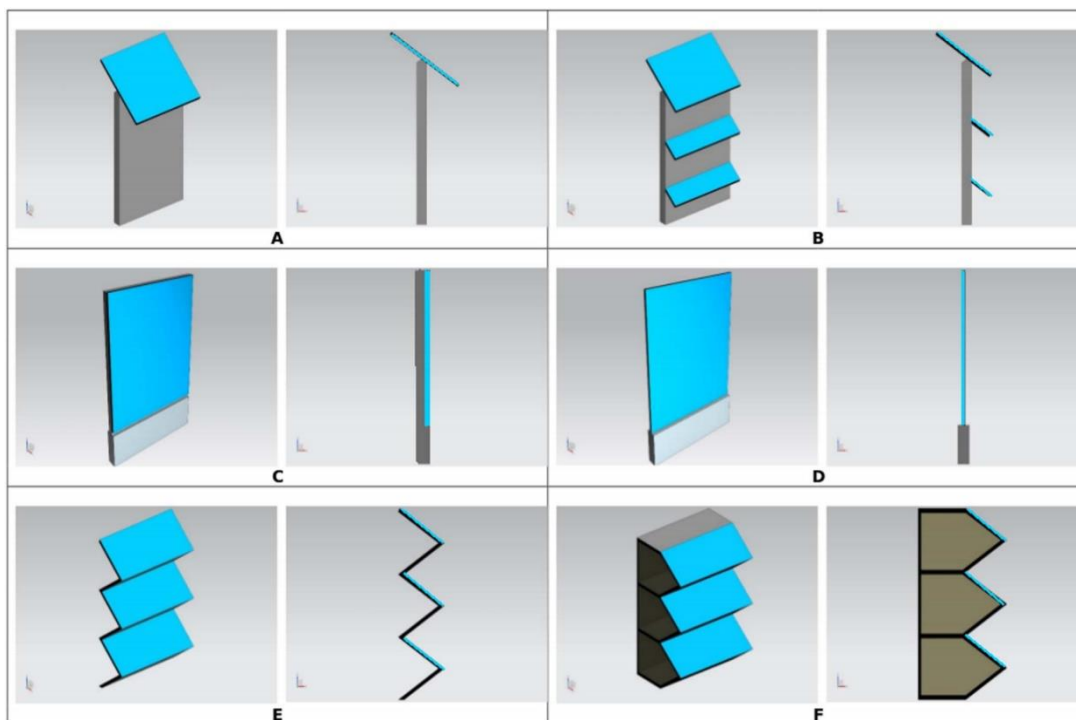


Figura 1.1: Tipi di PVNB mostrati in prospettiva e lateralmente. I moduli possono essere montati: sulla sommità della barriera (A), sulla sommità e come tegole lungo il lato (B), come copertura di un singolo lato della superficie verticale (C) o come superficie bifacciale (D), in una configurazione a zig-zag orizzontale (E) o in maniera simile ma fissati a dei cassettei (F) (Wadhawan e Pearce, 2017).

Le PVNB possono essere classificate in due diverse categorie: barriere “retrofitate” e barriere integrate (De Jong, 2015).

La prima è l’opzione ad oggi più adottata e consiste nell’installare i moduli FV sopra barriere già esistenti (il che spesso esclude varie opzioni riportate in figura 1.1).

La seconda opzione consiste invece nell’integrare i pannelli FV nel design stesso delle barriere. Quest’ultima è la modalità di installazione preferita nei progetti più recenti; ciò è dovuto al fatto che la progettazione integrata di pannelli fotovoltaici e barriera antirumore permette di ottenere migliori prestazioni sia dal punto di vista dell’abbattimento del rumore sia della produzione energetica.

Siccome le PVNB spesso risultano non orientate in modo ottimale (angolo azimutale e/o inclinazione), se confrontate con i parchi solari convenzionali risultano caratterizzate da una resa energetica inferiore.

Questo divario prestazionale si riduce nelle tipologie di PVNB che permettono un’inclinazione ottimale del pannello installato (tipi A, B, E e F in figura 1.1) e nelle barriere antirumore orientate in maniera favorevole (la migliore è la direzione Est-Ovest).

Per la conversione delle barriere attualmente presenti in PVNB, risulta tuttavia importante notare come l’opzione ad incasso verticale (tipo C in figura 1.1) rappresenti l’opzione con il minore costo (Wadhawan e Pearce, 2017).

Esempi internazionali

Il primo sistema PVNB è stato installato in Svizzera nel 1989 (Nordmann et al. 1989). Negli anni '90 sono stati costruiti numerosi impianti pilota, principalmente in Svizzera, Germania (Nordmann et al., 2004) e Paesi Bassi (Meppelink, 2015). Dopo questi progetti iniziali sono state costruite PVNB di dimensioni maggiori, con esempi in Italia, dove nel 2009 e 2010 sono state erette una barriera antirumore fotovoltaica da 730 kWp e una da 833 kWp.

Recentemente installazioni ancora più grandi, da 1 MWp a 2.065 MWp, sono state costruite in diversi luoghi in Germania (G.J. Faturrochman, et al., 2017).

La prima PVNB con modulo bifacciale (tipo D figura 1.1) è stata costruita su un ponte autostradale vicino a Zurigo nel 1997 e ampliata nel 2004 (Nordmann et al., 2002). Questa, insieme ad un'altra lungo una ferrovia a Münsingen, sempre in Svizzera, è l'unica esistente nel suo genere.

La tabella 1.1 combina i dati di Goetzberger et al. (1999) e De Jong (2015) riguardo ad alcune delle installazioni presenti in Europa (non sono state trovate informazioni dettagliate circa installazioni più recenti).

Tabella 1.1: Panoramica di alcune delle PVNB installate in Europa al 2015. L'angolo di inclinazione è in relazione a una superficie orizzontale e l'angolo azimutale è definito come pari a 0° a nord, 90° a est, 180° a sud e 270° a ovest (Meppelink, 2015).

Paese	Data	kWp installati	Inclinazione dei pannelli	Angolo azimutale della barriera
Svizzera	1989	103	45°	-
Svizzera	1992	103	-	200°
Austria	1992	40	-	160°
Germania	1992	30	-	200°
Svizzera	1995	104	45°	-
Germania	1995	60	-	-
Paesi Bassi	1995	55	50°	245°
Germania	1997	30	-	-
Germania	1997/98	30	-	-
Paesi Bassi	1997/98	220	50°	200°
Germania	2007	1.000	45°	210°
Germania	2009	2.065	45°	150°
Germania	2010	1.000	45°	150°
Germania	2012	1.200	45°	210°

Dal 1989 le PVNB sono state installate in almeno 14 paesi diversi (tabella 1.2; Poe et al., 2017).

Tabella 1.2: Numero di PVNB realizzate nei vari paesi (Poe et al., 2017).

Paese	Prima implementazione	Numero (minimo) di installazioni realizzate
Australia	2007	2
Austria	1992	3
Croazia	2010	1
Danimarca	1991	2
Francia	1999	2
Italia	2006	2
Germania	1992	18
Paesi Bassi	1995	4
Slovenia	2012	1
Svezia	2014	1
Svizzera	1989	9
Regno Unito	2006	3

Studi dedicati

Le PVNB rappresentano, come detto, l'applicazione del fotovoltaico alle autostrade più studiata e realizzata. Negli ultimi 30 anni sono stati condotti numerosissimi studi.

Nello studio di Nordmann e Clavadetscher (2004) gli autori hanno stimato che, dalle sole barriere antirumore di cui era pianificata l'installazione fino al 2009, dalla rete autostradale italiana si potesse ottenere una potenza di circa 10 MWp e una produzione annua di circa 10 GWh.

Tutti gli studi visionati confermano, come evidente, l'importanza della superficie di FV installabile per metro di barriera antirumore. Secondo quanto riportato da Meppelink (2015), i design all'avanguardia offrono una superficie che varia tra 1,3 e 2,6 m² per metro di barriera. Wang (2020) descrive invece un modello di PVNB avente pannelli inclinati di 90° fissati sulle pareti laterali (tipo C figura 1) e caratterizzato da un valore pari a 0,96 m² di FV per metro di barriera.

L'unico studio dedicato alla valutazione del potenziale di produzione delle PVNB condotto in Italia è molto datato (2003) ed è dedicato alla valutazione della produzione ottenibile dall'installazione di pannelli fotovoltaici sulle barriere antirumore presenti sulle strade nazionali della sola regione Campania.

I risultati di tale studio, che indicano una potenza installabile di circa 22 MWp e una produzione annua di circa 27 GWh, risultano però condizionati da ipotesi che oggi, dopo quasi 20 anni, risultano poco verosimili. La tecnologia fotovoltaica è infatti migliorata molto sia nelle prestazioni sia nella competitività economica; le installazioni che nel 2003 apparivano come poco convenienti appaiono invece oggi, e sempre più in futuro, come estremamente competitive (Bellucci et al., 2003).

Più recentemente sono invece stati condotti numerosi studi interessati allo studio di applicazioni delle PVNB nel resto del mondo.

Wadhawan e Pearce (2017), ad esempio, hanno quantificato il potenziale produttivo ottenibile dalla conversione delle sole barriere già presenti in tutti gli USA; i risultati, che indicano una potenza installabile che varia tra i 7 e i 9 GW, sono stati ottenuti estrapolando i risultati ottenuti dall'analisi della sola rete stradale californiana.

Meppelink (2015) ha invece studiato il potenziale produttivo delle barriere presenti sulle autostrade nazionali olandesi. I risultati ottenuti indicano un massimo che varia tra i 210,6 e i 250,7 GWh annui.

Infine, il monitoraggio di varie installazioni ha dimostrato che la polvere (causata dal traffico) che si accumula può causare perdite di energia (Van der Borg e Jansen 2001), soprattutto se i moduli sono montati troppo in basso, vicino alla superficie stradale (Nordmann e Clavadetscher 2004). E' stato tuttavia osservato che la pioggia è efficace nella pulizia delle PVNB (Carder e Barker 2006).

1.1.1.2) Aree a “bordo strada”

Viste le esigenze di sviluppo del fotovoltaico, negli ultimi anni sta crescendo sempre più l'interesse verso l'utilizzo delle aree situate ai lati della superficie stradale. Tali aree sono spesso caratterizzate da ampie superfici inutilizzate, adatte all'installazione di veri e propri campi fotovoltaici (GPV, Ground Mounted Photovoltaic Systems) in grado di produrre molta più energia di quella ottenibile dalle sole PVNB.

Tra queste aree, risultano perfette quelle libere da ingombri voluminosi che generano ombreggiatura (edifici, alberi, ecc.); questo tipo di installazioni sono quindi considerabili in aree disabitate, dove non ci sono edifici ne boschi.

Se valutato per un intero Paese, lo sfruttamento di superfici tanto estese rappresenta una interessantissima possibilità per lo sviluppo del fotovoltaico; sviluppo che avverrebbe così grazie al “consumo” di suolo inutilizzato e caratterizzato da un basso valore sociale (il cui utilizzo sarebbe poco impattante socialmente).

La forma (e l'orientamento) del campo solare varia in funzione delle caratteristiche dell'area in cui si sceglie di inserirlo, tra queste le più interessanti sono:

- i terreni situati ai lati della strada (spazi verdi privi di ostacoli voluminosi e di pendenza significativa);

- le cunette spesso situate ai lati della strada;
- le aree interne agli svincoli autostradali (quelli caratterizzati da spazi adatti).

Esempi internazionali

Numerose agenzie di trasporti in giro per il mondo esprimono un sempre maggiore interesse nell'installazione di tecnologie energetiche rinnovabili in spazi non tradizionalmente considerati per la generazione di energia. Molte tra queste hanno dimostrato la fattibilità dell'utilizzo delle aree confinanti con la superficie stradale (su cui in molti Paesi, compresa l'Italia, esercitano diversi diritti) (Poe e Filosa, 2012).

Uno dei primi esempi internazionali di installazione di un campo solare nelle aree immediatamente confinanti con la superficie stradale è stato realizzato in Oregon, USA. Quest'ultimo, mostrato in figura 1.2, consiste in un sistema fotovoltaico da 104 kW che produce circa 130 MWh anni (Poe e Filosa, 2012).



Figura 1.2: Array fotovoltaico installato nell'area confinante con l'autostrada in Oregon.

Un altro esempio è rappresentato dal sistema implementato dall'Ohio DOT (Department of Transportation) e l'Università di Toledo, il quale è caratterizzato da una potenza installata di 117,477 kW (figura 1.3; Stuart e Phillips, 2012).



Figura 1.3: Campo fotovoltaico installato lungo un tratto autostradale a Toledo, Ohio (Stuart e Phillips, 2012).

Nel complesso, escludendo le differenze normative dovute alla peculiarità dell'area interessata, al momento della progettazione dell'installazione, e cioè una volta definita l'area adatta alla stessa, la presenza dell'autostrada nelle vicinanze non genera nessuna differenza nell'approccio al dimensionamento del campo fotovoltaico. Le esperienze sviluppate nella progettazione dei classici campi fotovoltaici possono quindi essere adottate e implementate in maniera invariata anche in queste applicazioni.

Studi dedicati

Negli ultimi anni sono stati pubblicati diversi studi volti allo studio di fattibilità di campi fotovoltaici (GPV) lungo le autostrade.

Ramesh (2014) ha condotto uno studio volto a valutare i potenziali impatti negativi che un'applicazione di questo tipo può comportare; in tale studio l'autore traccia delle linee guida atte ad assicurare un utilizzo più sicuro ed efficiente delle aree a bordo strada.

Kim et al. (2017) hanno invece proposto una metodologia attraverso cui identificare i siti adatti a questo tipo di installazioni. I criteri formulati sono stati poi utilizzati per selezionare i due siti migliori; per questi ultimi, i quali sono aree comprese in svincoli autostradali (figura 1.4) è stata calcolata una capacità di potenza installata superiore a 1 MWp.

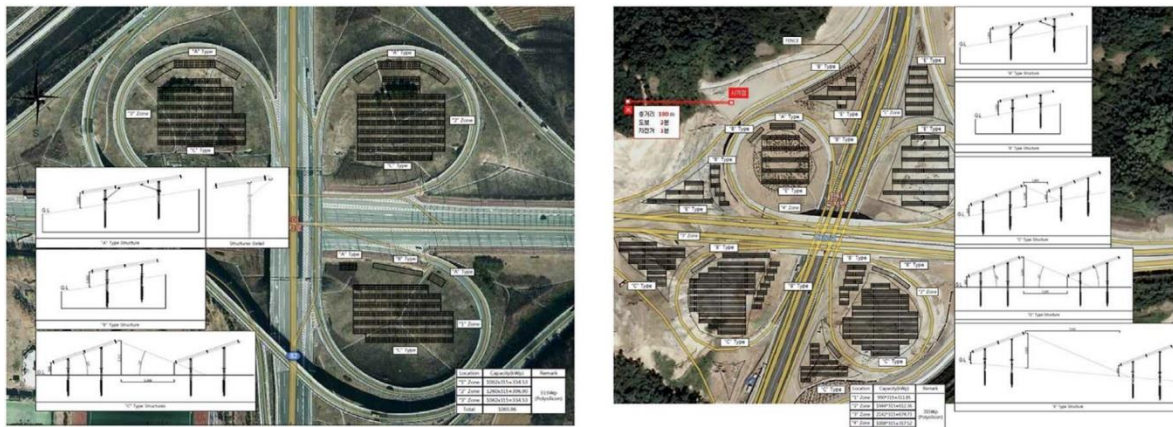


Figura 1.4: I due siti adatti all'installazione di campi fotovoltaici selezionati nello studio di Kim et al. lungo le autostrade sud-coreane (2017).

Un altro esempio di studio che propone una metodologia di selezione dei siti adatti all'implementazione di pannelli fotovoltaici è quello condotto da Jung et al. (2019), in cui viene però valutata l'adeguatezza delle sole "cunette" situate ai lati delle autostrade.

Se confrontate con le PVNB dello stesso Paese, le installazioni di campi fotovoltaici nelle aree libere confinanti con la superficie stradale risultano potenzialmente capaci di una produzione energetica molto superiore.

Tali installazioni comportano però maggiori complicazioni realizzative; se per le barriere a decidere è solamente il gestore del tratto autostradale, per queste installazioni si potrebbero spesso aggiungere altri decisori. Ciò risulta vero soprattutto nelle zone in cui il gestore autostradale possiede solamente pochissimo terreno oltre il confine stradale.

Nell'ottica di un futuro in cui l'energia fotovoltaica risulti sempre più conveniente, l'implementazione di campi solari che si sviluppino, oltre che sulle aree di proprietà dell'ente gestore stradale, anche sulle proprietà private confinanti con queste ultime appare una possibilità estremamente verosimile e conveniente.

L'analisi eseguita in questo studio è stata condotta seguendo l'idea di tale scenario; cioè uno scenario in cui l'installazione di campi fotovoltaici sia conveniente e accettata da tutti i decisori coinvolti (proprietari delle terre). Tale decisione è stata presa anche alla luce del fatto che le aree considerate adatte a questo tipo di installazione sono state selezionate solamente al di fuori da unità abitative e, più in generale, da ambiti urbani.

1.1.1.3) Tetti e tunnel a copertura delle strade

Per eliminare il problema (ove presente) della ridotta disponibilità di spazi adatti a lato delle strade, i pannelli fotovoltaici possono anche essere implementati sopra le stesse. Questo può essere fatto sia su tunnel già esistenti (qualora lo permettano) sia su strutture di copertura della strada appositamente progettate.

Queste ultime consistono in strutture capaci di generare, come minimo, un'area utile pari a quella dedicata al traffico veicolare (carreggiate + banchine + spartitraffico).

Per quanto la progettazione di strutture di questo tipo permetterebbe lo sfruttamento di grandissime superfici, queste risultano oggi una possibilità difficilmente implementabile su larga scala (e scarsamente studiata in letteratura). I costi necessari sia all'installazione che alla manutenzione e il forte impatto paesaggistico sembrano infatti rendere questo tipo di applicazione molto meno interessante di quelle viste sino ad ora. Gli unici tratti autostradali adatti potrebbero infatti ricercarsi negli ambiti extra-urbani caratterizzati da forte vegetazione alberata e, anche in questi ultimi, la costruzione dovrebbe impattare il meno possibile sul paesaggio. Oltre ai costi, un grande ostacolo potrebbe infatti essere l'accettabilità sociale di tali strutture.

Per tali motivi, e per il fatto che le sperimentazioni attualmente presenti in tutto il Mondo sono pochissime, in questo studio questo tipo di applicazione non è stata considerata con lo stesso dettaglio delle prime due; è stato condotto solamente un rapido e semplice calcolo del suo potenziale produttivo in Lombardia e in Italia (discusso nei seguenti capitoli).

Esempi internazionali

Esistono pochissimi esempi internazionali in cui sono state realizzate implementazioni fotovoltaiche di questo tipo (e nessuna che prevede strutture progettate appositamente per questo scopo).

L'unica relativa a un'autostrada è stata realizzata in Germania nel 2009. In tale anno la società tedesca di pianificazione e costruzione delle autostrade ha infatti installato un sistema solare da 2,8 MW sul tetto di un tunnel sull'autostrada A3 vicino ad Aschaffenburg (in figura 1.5; U.S. DOT, 2012).

L'unico altro caso documentato è relativo ad un'installazione realizzata sulla linea ferroviaria ad alta velocità che collega Parigi ad Amsterdam; questa verrà discussa nel capitolo 1.1.2.3 (Vajih, 2017).



Figura 1.5: Impianto solare sul tetto del tunnel barriera antirumore nei pressi di Aschaffenburg, Germania (U.S. DOT, 2012).

Studi dedicati

Non sono stati condotti molti studi e sperimentazioni su installazioni a copertura di strade.

Uno dei più interessanti è quello pubblicato da Sharma e Harinarayana (2013). In tale studio gli autori propongono e valutano il fissaggio di pannelli solari su strutture poste ad una altezza superiore ai 5,5 m sopra alcuni tratti dell'autostrada indiana (figura 1.6). Gli stessi concludono che la copertura dei 2 tratti autostradali considerati (lunghi 205 e 93 km) potrebbe comportare una produzione massima pari a circa 370 GWh annui. Nello stesso studio viene poi sottolineato il fatto che, oltre alla produzione energetica, tali strutture comporterebbero dei vantaggi "collaterali", tra cui: una maggiore longevità del manto stradale, la generazione di posti di lavoro e un minore consumo energetico da parte dei veicoli (dovuto, negli stessi, ad un minore utilizzo dell'aria condizionata).

Gli stessi autori riportano infine come l'elevata altezza a cui vengono fissati i pannelli li esponga maggiormente all'azione del vento. Questo problema va ancora studiato nel dettaglio ma può, secondo loro, essere superato attraverso soluzioni di fissaggio dei pannelli più solide (e costose).

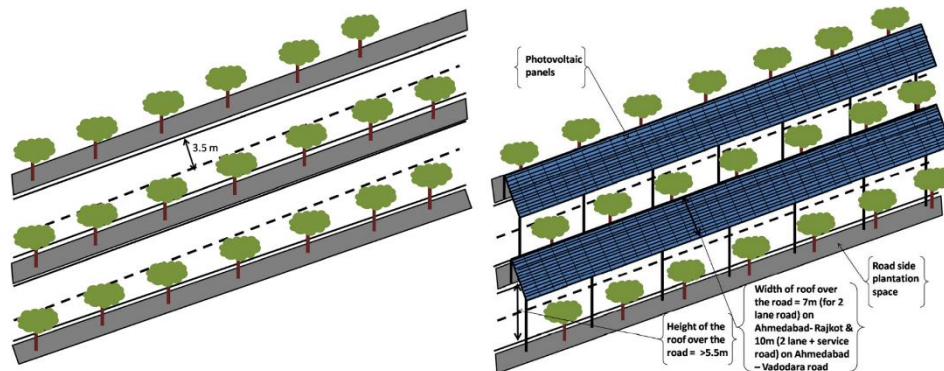


Figura 1.6: Schema dell'autostrada nazionale indiana con e senza le strutture per l'installazione dei pannelli fotovoltaici considerate da Sharma e Harinarayana (2013).

All'interno di un progetto annunciato a luglio 2020, l'Austrian Institute of Technology (AIT) sta studiando i vantaggi e gli svantaggi di tettoie fotovoltaiche che coprano interamente alcune strade austriache (in figura 1.7 un rendering esemplificativo non rappresentante il progetto in questione). Nella prima parte del progetto sta venendo progettato un prototipo di tetto stradale fotovoltaico che soddisfi tutti i requisiti di sicurezza e massimizzi gli effetti positivi desiderati; nella seconda fase tale prototipo verrà poi realizzato e monitorato per un anno intero.



Figura 1.7: Rendering di installazione fotovoltaica su tetto di copertura stradale (LABOR3 Architektur GmbH).

1.1.1.4) Strade composte da celle fotovoltaiche

L'idea alla base di questa tecnologia è tanto interessante quanto ambiziosa: riuscire a costruire strade il cui battistrada è composto ed integrato a celle fotovoltaiche operative.

Seppure rappresenti un interessantissimo campo di ricerca, questa opzione non offre nessuna certezza sulla possibilità di essere, anche in un futuro lontano, applicata alle autostrade. Potrebbe invece rivelarsi adatta solamente a strade soggette ad un minore carico di traffico rispetto alle autostrade (Shekhar et al., 2018; Gholikhani et al., 2020).

Ad oggi non esiste infatti nessuna sperimentazione in grado di confermare la sua reale applicabilità alle autostrade, per tale motivo in questo studio non è stata considerata con lo stesso dettaglio delle prime due (PVNB e fotovoltaico a bordo strada). È stato condotto solamente una rapida e semplice stima del suo potenziale produttivo in Lombardia e in Italia (discusso nei seguenti capitoli).

Esempi internazionali e studi dedicati

A Krommenie (Olanda), nel novembre 2014 è stata realizzata una strada ciclabile fotovoltaica (in figura 1.8). I suoi realizzatori ritengono che per poter estendere questa tecnologia alle autostrade sia necessaria ancora molta ricerca e sviluppo e, allo stato attuale, affermano che è impossibile anche solo prevedere se sarà mai possibile (Shekhar et al., 2018).



Figura 1.8: Pista ciclabile fotovoltaica installata in Olanda (Shekhar et al., 2018).

In America, Solar Roadways sta sperimentando un sistema stradale fotovoltaico modulare (Solar Roadways, 2020). L'azienda ha sviluppato un pannello esagonale di 3,66 m costituito da uno strato superficiale trasparente fatto di vetro testurizzato, uno strato di elettronica e un imballaggio impermeabilizzante (figura 1.9). Nonostante i suoi ideatori affermino che la tecnologia dovrebbe funzionare anche se utilizzata per le autostrade, non sono ancora stati effettuati test in condizioni reali.



Figura 1.9: Solar Roadways (Solar Roadways, 2015).

Uno studio condotto da Rahman et al. (2017) propone la stima della produzione ottenibile dalla conversione di 194 km di autostrada in Bangladesh. Tale studio utilizza unicamente modelli teorici di simulazione e considera che le celle componenti la strada operino con un'efficienza pari al 5% (ipotesi degli autori). I risultati, che indicano una produzione di circa 570,5 GWh (pari a circa 0,2 MWh per m^2 di superficie stradale), sono però accompagnati dalla necessità di un riscontro della reale efficacia di tale tecnologia (ancora mai avvenuta).

Come detto non esistono sperimentazioni che assicurino l'efficacia di questa tecnologia, non mancano però esempi fallimentari. A fine 2016, presso Tourouvre in Francia, sono stati implementati mille metri di asfalto in grado di produrre energia con il sole (figura 1.10). Questo progetto-pilota ($2.800 m^2$ per una potenza complessiva di 336 kW) è stato realizzato dalla società francese Wattway, specializzata nel realizzare superfici carrabili con celle solari incorporate. L'esperimento si è però concluso rivelando l'inadeguatezza della tecnologia implementata (Pultarova, 2017; QualEnergia.it, 2020). Molte parti della strada si sono infatti rovinate; cento metri sono stati addirittura rimossi perché impossibili da riparare. I pannelli solari hanno

generato 150.000 kWh di elettricità durante il primo anno, circa metà di quelli inizialmente stimati, per poi scendere, durante il secondo anno, a soli 78.000 kWh.



Figura 1.10: Progetto pilota di strada fotovoltaica realizzato a Tourouvre, Francia.

1.1.2) Ferrovie

Come per le autostrade, anche nelle ferrovie risiede un grande potenziale di generazione energetica. Le opzioni attraverso cui implementare il fotovoltaico sono, a meno della tecnologia che integra le celle FV nella strada, analoghe a quelle discusse per le autostrade.

Seppure molto interessanti, anche per le ferrovie non sono stati considerati i sistemi autonomi che mirano a generare energia spendibile direttamente all'interno dei treni (i quali permettono produzioni energetiche estremamente ridotte). Tra questi l'opzione più sperimentata consiste nell'installazione di pannelli fotovoltaici direttamente sul tetto dei vagoni. Un impianto di questo tipo è stato, per esempio, realizzato in India (impianto da 3,6 kWp / vagone, in grado cioè di generare solamente l'energia richiesta dall'impianto di condizionamento dell'aria; Asanov e Loktionov, 2018).

Queste applicazioni risultano ad oggi quelle più studiate e sperimentate (Ishii et al., 2019; Jaffery et al., 2014; Vorobiev e Vorobiev, 2011).

Nei seguenti capitoli sono presentate le diverse possibilità di implementazione di sistemi fotovoltaici connessi alla rete e installati lungo le infrastrutture ferroviarie.

1.1.2.1) Barriere antirumore

Le caratteristiche e le potenzialità di tale tecnologia sono le stesse delle PVNB discusse per le autostrade. I diversi metodi sperimentalmente collaudati atti a combinare il fotovoltaico con le barriere antirumore sono infatti gli stessi (mostrati in Fig. 1.1).

Le uniche differenze che potrebbero esserci tra queste installazioni e quelle presenti sulle autostrade sono legate alle differenze tra le due reti infrastrutturali, e sono quindi variabili in funzione del Paese a cui ci si riferisce.

In linea generale risulta però una maggiore sollecitazione delle stesse barriere (e quindi dei pannelli) agli sforzi indotti dal passaggio dei treni (che generano un impatto di spostamento d'aria molto superiore a quello attribuibile al passaggio dei veicoli in autostrada); ciò comporta maggiori costi di investimento nel fissaggio dei pannelli, possibili manutenzioni più frequenti e la necessità di utilizzare pannelli più flessibili (Asanov e Loktionov, 2018).

Nello studio di Nordmann e Clavadetscher (2004) gli autori hanno stimato che, dalle sole barriere antirumore di cui era pianificata l'installazione fino al 2009, dalla rete ferroviaria italiana si potesse ottenere una potenza di circa 1 MWp e una produzione annua di circa 1 GWh.

Questo tipo di installazioni sono meno diffuse rispetto a quelle presenti sulle autostrade, un esempio è però rappresentato dall'impianto da 8 kWp realizzato a Zurigo nel 1998 (Figura 1.11)



Figura 1.11: PVNB lungo la linea ferroviaria a Zurigo (Nordmann e Clavadetscher, 2004).

1.1.2.2) Aree a “bordo binari”

Anche in questo caso non vi sono sostanziali differenze nella valutazione del potenziale di produzione ottenibile rispetto a quanto visto per le autostrade; le installazioni consistono in “classici” campi fotovoltaici (GPV).

Alcuni studi condotti negli ultimi anni hanno valutato l’implementazione di pannelli fotovoltaici messi a terra nelle aree disponibili ai lati dei binari.

Asanov e Loktionov (2018) hanno studiato i vantaggi derivanti dall’implementazione di pannelli fotovoltaici lungo le infrastrutture ferroviarie (gli autori considerano l’installazione di pannelli fotovoltaici a lato e tra i diversi binari, per un totale di 15 metri di larghezza FV per metro di binari) concludendo che, oltre che fattibile, tale implementazione risulta in grado di soddisfare il fabbisogno energetico della stessa tratta ferroviaria in cui è installata (lo studio è basato sulla rete ferroviaria russa).

Ji et al. (2020) hanno invece proposto uno schema impiantistico attraverso cui integrare la produzione fotovoltaica con le ferrovie cinesi. Il potenziale di produzione energetica di tale schema, che consiste nell’installazione di pannelli fotovoltaici sia sopra strutture a copertura dei binari sia a terra a lato degli stessi, è stato valutato su 547,4 km di rete ferroviaria. Dalle simulazioni effettuate, nel caso di massimo sfruttamento considerato, la produzione energetica complessivamente ottenibile è risultata di circa 122,6 GWh annui.

Infine, Asanov et al. (2019) hanno stimato la produzione ottenibile dall’installazione di pannelli solari nelle aree immediatamente confinanti con 6.472 km di binari della ferrovia del Caucaso settentrionale. I risultati ottenuti indicano una produzione massima pari a circa 6.617 GWh annui.

1.1.2.3) Tetti e tunnel di copertura dei binari

La possibilità di realizzare strutture sovrastanti i binari su cui poi installare pannelli fotovoltaici risulta di grande interesse in quanto permette lo sfruttamento di grandissime superfici senza impattare in alcun modo l’uso del suolo.

Proprio per tale motivo numerosi studi condotti negli ultimi anni propongono questo tipo di implementazione sulle ferrovie di diversi luoghi nel Mondo. Tra questi vi è, come già visto, lo studio condotto da Ji et al. (2020).

Questa tecnologia presenta ancora pochissimi impianti esistenti; l’unico documentato è il tunnel realizzato sulla linea ad alta velocità che collega Amsterdam a Parigi (figura 1.12). Lungo il suo tracciato, quest’ultima attraversa una foresta e, per evitare che gli alberi cadano sulla linea (lunga 3,6 chilometri) è stato costruito un tunnel a protezione. Questo tunnel è stato poi dotato di 16.000 pannelli solari, i quali raggiungono una capacità di 3,3 MW e producono circa 3,6 GWh annui (Vajih, 2017).



Figura 1.12: Tunnel coperto da pannelli solari sulla tratta ferroviaria Amsterdam-Parigi, Belgio.

Per gli stessi motivi elencati per le autostrade, compreso il fatto che non esistono sperimentazioni concrete, in questo studio questo tipo di applicazione non è stata considerata con lo stesso dettaglio delle prime due; è stato condotto solamente un rapido e semplice calcolo del suo potenziale produttivo in Lombardia e in Italia (discusso nei seguenti capitoli).

1.1.3) Aeroporti

L'industria aeronautica contribuisce in modo significativo all'aumento della concentrazione di gas serra nell'atmosfera. Secondo quanto riportato da Lee et al. (2020), nel 2018 l'intero settore ha generato il 2,5% del totale delle emissioni antropogeniche di CO₂. Queste ultime comportano però meno della metà della forzante radiativa causata dal settore: circa il 66% della forzante è infatti attribuibile ad altre emissioni (tra cui la più rilevante è quella di vapore acqueo da parte degli scarichi degli aerei).

Considerando tutte le emissioni, la forzante radiativa complessiva attribuibile al settore dell'aviazione è di circa il 3,5% del totale di origine antropogenica (Lee et al., 2020).

Per questo motivo, e per il fatto che circa il 10-15% delle spese operative di un aeroporto sono dovute ai costi di approvvigionamento elettrico (Mills, 2011), negli ultimi anni si sta affermando sempre più l'idea che l'installazione, negli stessi aeroporti, di impianti di produzione di energia rinnovabile possa comportare enormi vantaggi. Sostituire la fonte energetica utilizzata è infatti una delle migliori pratiche attraverso cui un aeroporto può contemporaneamente ridurre la propria impronta carbonica e le spese di gestione (Sreenath et al., 2020; Mills, 2011; Baek et al., 2016; Sreenath et al., 2019; Anurag et al., 2017; Dehkordi et al., 2019).

Ciò che rende interessante lo studio delle possibilità attraverso cui implementare il fotovoltaico negli aeroporti è la loro enorme disponibilità di aree inutilizzate.

Studi dedicati

Negli ultimi anni sono stati installati impianti fotovoltaici di diversa capacità in aeroporti sparsi in tutto il Mondo. L'applicazione del fotovoltaico nelle aree aeroportuali (ASPV, Airport solar PV) è però una realtà ancora relativamente nuova.

Diversi autori hanno studiato le potenzialità di questo tipo di applicazione; a tale riguardo Sreenath et al. (2020) hanno pubblicato un articolo in cui hanno riportato tutte le più importanti conclusioni tratte negli ultimi anni. Tali conclusioni sono state ottenute da analisi di fattibilità ambientate in aeroporti di Paesi distribuiti in tutto

il Mondo, tra cui: Malesia, Malawi, India, Egitto, Lesotho, Brasile, Grecia, Corea del Sud e Messico (Sreenath et al., 2020; Baek et al., 2016; Bellini, 2017).

Oltre ad evidenziare le evidenti potenzialità di produzione fotovoltaica degli aeroporti, gli studi condotti riportano tre principali ostacoli da superare per poter considerare sicura l'installazione di un impianto ASPV. Questi sono:

1. la possibilità di causare, attraverso la riflessione della luce, abbagliamento ai piloti o al personale dell'aeroporto;
2. la possibilità di causare interferenze con i sistemi di comunicazione dell'aeroporto;
3. la possibilità, se installati in aree inadeguate, di causare ingombro problematico per le manovre degli aerei.

1. Potenziale abbagliamento

Stando a quanto comunicato dalla Federal Aviation Administration (FAA, 2018), i progetti di impianti ASPV situati negli USA devono dimostrare che il sistema non produca alcun abbagliamento diretto verso le torri di controllo e lungo la traiettoria percorsa dagli aerei. A tale proposito, in diversi studi vengono proposti software attraverso cui prevedere l'abbagliamento causato e identificare così le soluzioni impiantistiche adatte (orientamento e inclinazione dei moduli FV; Sreenath et al., 2020).

2. Potenziali interferenze

Il corretto funzionamento dei sistemi di comunicazione può essere turbato da: l'emissione di onde elettromagnetiche, la riflessione dei segnali da parte delle componenti metalliche dei pannelli FV e degli inverter o dall'ostruzione fisica causata da un impianto ASPV realizzato tra il comunicatore e il ricevitore. In realtà, a causa delle loro altezze ridotte, si suppone che tali impianti presentino una ridotta capacità di interferire con il corretto funzionamento dei sistemi di comunicazione; gli studi sull'impatto degli impianti solari su tali sistemi non sono infatti obbligatori (FAA, 2013; Sreenath et al., 2020).

3. Problematiche relative all'ingombro spaziale

La scelta degli spazi in cui installare un impianto ASPV deve essere fatta tenendo conto degli spazi di manovra necessari agli aerei, questo rende inutilizzabili le aree immediatamente vicine alle piste e alcune aree coinvolte nei piani di evacuazione dell'aeroporto. La valutazione di queste limitazioni, come dell'abbagliamento causato, va condotta in maniera puntuale sui singoli aeroporti considerati.

Le uniche differenze che quindi esistono nella progettazione di un impianto ASPV rispetto a un qualsiasi altro impianto FV consistono nella necessità di una maggiore accortezza nella selezione dei siti adatti e nella scelta dell'orientamento e dell'inclinazione dei pannelli (Sreenath et al., 2020).

Esempi internazionali

La prima reale installazione di un impianto fotovoltaico in un aeroporto risale ai primi anni 2000. Da allora l'utilizzo di impianti ASPV sta gradualmente aumentando di anno in anno.

Tuttavia, ancora pochi aeroporti dispongono di centrali solari in loco. Questi sono però situati in tutto il mondo (in Nord America, Europa, Asia, Oceania e nel Pacifico).

Tra questi, uno degli esempi più rilevanti è rappresentato dall'aeroporto di Cochin, in India, il quale è il primo aeroporto al mondo completamente alimentato a energia solare (dal 2016). In questo aeroporto i pannelli FV sono stati installati in 3 diverse modalità: a terra, sui tetti degli edifici e su tettoie costruite a copertura degli ampi parcheggi (figura 1.13); tutte le installazioni presenti negli aeroporti di tutto il Mondo rientrano in una di queste 3 alternative impiantistiche.

Il secondo aeroporto divenuto totalmente autosufficiente grazie al fotovoltaico è stato quello di George (Sud Africa). In quest'ultimo è stato installato un impianto da 750 kW, il quale supera il fabbisogno energetico dell'aeroporto di circa 350 kW (Sreenath et al., 2020).



Figura 1.13: Installazioni fotovoltaiche presenti nell'aeroporto di Cochin, India (Sreenath et al., 2020).

Un altro esempio di impianto ASPV è situato nell'aeroporto di Indianapolis (USA). Quest'ultimo, commissionato a fine 2013, è ora attivo e genera circa 36,1 GWh annui (figura 1.14).

Dal 2014 risulta inoltre attivo l'impianto fotovoltaico situato nell'aeroporto di Kuala (Malesia); tale impianto nel 2018 ha prodotto circa 18,28 GWh.

Il nuovo aeroporto internazionale di Città del Messico (che sarà il secondo aeroporto più grande al mondo) rappresenta poi il primissimo esempio di aeroporto pensato e progettato per essere interamente alimentato da energie rinnovabili (prevalentemente energia solare) Secondo quanto riportato dalla U.S. rating agency Standard & Poor's (S&P), l'aeroporto sarà dotato di un impianto ASPV con capacità variabile tra i 30 e i 40 MW (Bellini, 2017).



Figura 1.14: Installazione fotovoltaica situata nell'aeroporto di Minneapolis, USA.

1.2) Stima del potenziale di produzione elettrica da sistemi fotovoltaici

Negli ultimi anni sono stati pubblicati un gran numero di lavori interessati alla stima del potenziale di produzione di installazioni fotovoltaiche su larga scala. Questi lavori si differenziano tra loro sia per la tipologia di installazione considerata sia per le metodologie di stima adottate.

Le tipologie di installazione considerate in tali studi sono varie; tra queste vi sono anche alcune tra quelle realizzabili nelle infrastrutture di trasporto (presentate nel capitolo 1.1).

In particolare:

- il potenziale delle PVNB (adatte sia alle autostrade sia alle ferrovie) è stato studiato da Bellucci et al. (2003), Meppelink (2015), Wadhawan e Pearce (2017) e Wang (2020);
- la produzione ottenibile da classici campi solari (in questa tesi considerati a lato di autostrade e ferrovie e nelle aree inutilizzate degli aeroporti) è stata invece studiata da Rehman et al. (2007), Aste e Del Pero (2010), Sacchelli et al. (2016), Martín-Chivelet (2015), Kim et al. (2017), Majumdar e Pasqualetti (2018), Asanov et al. (2019), Ji et al. (2020) e Tempa e Singh (2020);
- il potenziale “estraibile” da pannelli installati sopra tetti a copertura di strade e ferrovie è stato studiato da Sharma e Harinarayana (2013) e Ji et al. (2020);
- la produzione energetica teoricamente ottenibile dall’installazione di strade composte di celle FV è stata studiata da Efthymiou et al. (2016) e Rahman et al. (2017).

Le metodologie utilizzate in tali studi per la stima del potenziale di produzione di installazioni fotovoltaiche distribuite su larga scala sono varie ma riassumibili in 2 categorie.

Prima categoria:

comprende le metodologie che stimano la produzione di uno o più impianti fotovoltaici (definiti dallo studio stesso e non realmente esistenti) mediante software di simulazione in grado di ottenere stime di produzione basate su dati climatici orari (i più usati sono S.A.M. e PVsyst).

Dai risultati ottenuti da queste installazioni fittizie tali metodologie “estrapolano” parametri attraverso cui valutare il potenziale di produzione su larga scala (Aste e Del Pero, 2010; Sharma e Harinarayana, 2013; Wadhawan e Pearce, 2017; Malu et al., 2017; Kim et al., 2017).

Seconda categoria:

comprende le metodologie che stimano la produzione attraverso l’utilizzo di una singola espressione. Questa esprime la produzione potenziale in funzione di parametri medi legati a efficienze di produzione e a grandezze fisiche calcolate in maniera semplificata (dati climatici medi annui).

Mediante la stima della superficie fotovoltaica complessivamente installabile tali studi risalgono poi alla produzione potenziale (Aste e Del Pero, 2010; Meppelink, 2015; Martín-Chivelet, 2015; Sacchelli et al., 2016; Swain, 2017; Wang, 2020; Tempa e Singh, 2020; PVGIS, 2020).

Gli studi che adottano metodologie della seconda categoria valutano la produzione energetica di un impianto fotovoltaico tramite l’utilizzo dell’espressione:

$$E = G * A_{FV} * \eta_{FV,STC} * PR \quad (1.1)$$

In cui:

E [kWh]: energia elettrica prodotta dall’impianto FV in un anno;

G [$\frac{kWh}{m^2}$]: irraggiamento cumulato annuo normale alla superficie dei pannelli FV;

A_{FV} [m^2]: superficie dei pannelli FV;

$\eta_{FV,STC}$ [-]: efficienza specifica del pannello FV in condizioni standard;

PR [-]: efficienza di trasformazione energetica del sistema FV in condizioni reali di funzionamento (performance ratio).

I parametri indicati in tale espressione sono stati considerati e calcolati in modi differenti a seconda dello studio. Tali differenze vengono discusse nei capitoli seguenti.

In particolare: l'irraggiamento cumulato annuo (G) è discusso nel capitolo 1.2.1, l'efficienza specifica del pannello FV in condizioni standard ($\eta_{FV,STC}$) e il performance ratio (PR) nel capitolo 1.2.2 e l'area dei pannelli FV (A_{FV}) nel capitolo 1.2.3. In quest'ultimo capitolo vengono fatte considerazioni distinte tra le applicazioni che coinvolgono pannelli installati a terra (o su tetti e parcheggi) e quelle che invece considerano l'installazione di pannelli sulle barriere fonoassorbenti.

1.2.1) Radiazione solare

La radiazione solare che raggiunge il limite superiore dell'atmosfera (valutata su un piano perpendicolare alla direzione dei raggi) è definita costante solare e il suo valore medio è di circa $1.361-1.362 \text{ W m}^{-2}$. In realtà questo valore varia sulla superficie terrestre in funzione della latitudine e del tempo (indicatore della posizione della Terra nel suo moto orbitale attorno al Sole).

Nel passaggio attraverso l'atmosfera la radiazione solare viene assorbita, dispersa e diffusa; ciò fa sì che la quantità di energia che raggiunge la superficie terrestre sia inferiore alla costante solare. Questo è dovuto all'interazione tra la radiazione e diverse componenti dell'atmosfera, tra cui la più influente è la copertura nuvolosa (PVGIS, 2020).

Con irraggiamento solare si indica la quantità di energia solare incidente su una data superficie per un dato periodo (kWh m^{-2}); con irradianza si indica invece la potenza per unità di superficie (W m^{-2}).

L'irraggiamento e l'irradianza, quindi, possono e devono essere riferite ad una specifica superficie; in funzione dell'orientamento di quest'ultima si ottengono valori diversi.

Uno dei modi più diffusi per riferirsi a irraggiamento e irradianza è quello di considerare la superficie terrestre (piana ed orizzontale), in tale modo ci si riferisce al Global Horizontal Irradiance/Irradiation (GHI).

Un altro modo è quello di riferirsi alla superficie normale alla direzione dei raggi solari (come visto per la costante solare), in questo caso si identifica la Direct Normal Irradiation / Irradiance (DNI) (Solargis, 2020).

La differenza nei valori che esprimono la GHI e la DNI varia in funzione del periodo dell'anno e della località considerata e spesso (soprattutto in inverno) risulta non trascurabile (Meppelink, 2015).

La scelta dei valori di radiazione da considerare nell'espressione (1.1) (grandezza G) è quindi funzione dell'inclinazione/orientamento della superficie fotovoltaica considerata, della posizione geografica in cui si effettua il calcolo (latitudine e clima locale) e del momento dell'anno in cui lo si effettua.

I dati riguardanti irraggiamento e irradianza che possono essere utilizzati nell'analisi di un impianto fotovoltaico si dividono in due tipologie: quelli provenienti da misure satellitari e da stazioni meteorologiche e quelli provenienti da misure effettuate appositamente nel sito di interesse (Piyatadsananon, 2016).

Al fine di calcolare la produzione su larga scala risulta di maggiore interesse la prima tipologia di dati; questi sono infatti quelli maggiormente utilizzati negli studi analizzati.

Il modo più preciso di misurare la radiazione solare è quello di utilizzare sensori di alta qualità messi a terra (stazioni meteorologiche). Le misurazioni di tali stazioni meteorologiche devono, per essere utili, soddisfare però una serie di condizioni:

- devono essere eseguite almeno ogni ora;
- devono provenire solamente da sensori di alta qualità calibrati e puliti regolarmente;
- devono essere condotte per un lungo periodo di tempo, preferibilmente 10 anni o più.

Il numero di misurazioni che soddisfa tutti questi criteri è relativamente basso e le stazioni sono spesso molto distanti fra loro. Per questi motivi è diventato sempre più comune utilizzare i dati satellitari (per lo più da satelliti meteorologici geostazionari).

Lo svantaggio dell'utilizzo dei dati satellitari è che la radiazione solare a livello del suolo deve essere calcolata utilizzando una serie di algoritmi matematici che utilizza anche, tra gli altri, dati sul vapore acqueo atmosferico,

aerosol e ozono. La precisione dei risultati, complessivamente minore, è perciò funzione di molti più fattori (PVGIS, 2020).

Al fine di eseguire una stima della produzione di un impianto fotovoltaico il più precisa possibile questa andrebbe valutata utilizzando dati orari della radiazione solare (ottenuti da elaborazioni statistiche dei dati orari misurati su più anni).

La maggior parte dei lavori aventi come obiettivo la stima della produzione su larga scala utilizza però un valore medio della cumulata annua.

Poiché l'irraggiamento varia durante l'anno, durante un solo giorno e di anno in anno, l'utilizzo della media della sua cumulata annua comporta una maggiore imprecisione; questa è però giustificata dalla scala e dal dettaglio con cui sono effettuate le stime.

Negli studi analizzati i dati di irraggiamento vengono ottenuti in diversi modi:

- sono presi da banche dati messe a disposizione da enti specializzati, come ad esempio quella realizzata da Solargis e quella realizzata dall'European Commission Joint Research Centre (PVGIS);
- sono calcolati a partire dal modello digitale del terreno (DEM) dell'area di interesse mediante appositi tool presenti in ArcGIS e QGIS;
- vengono utilizzati software di simulazione in grado di computare i dati orari di irraggiamento; in questo caso il problema della raccolta dei dati cumulati annui quindi non si pone.

Alcuni esempi di studi analizzati sono riassunti in tabella 1.3 (Kim et al., 2020).

Tabella 1.3: Risultati della revisione bibliografica eseguita da Kim et al. (2020) a cui sono state aggiunte le informazioni relative a 16 ulteriori articoli.

Stima della radiazione solare (metodo/fonte)	Regione	Ref. art.
Usa GIS (a partire dal DEM)	Campania, Italia	Bellucci et al., 2003
Usa il software SAM	USA	Wadhawan e Pearce, 2017
Usa GIS (a partire dal DEM)	Olanda	Meppelink, 2015
Usa GIS (a partire dal DEM)	Corea del sud	Kim et al., 2020
Eseguono misure sui pannelli realmente presenti	India	Swain, 2017
Crea layer a partire da formule, relazioni e valori teorici	Corea del sud	Jung et al. 2019
Usa il software RetScreen	Arabia Saudita	Rehman et al., 2007
Dati presi da NREL	Tailandia	Tempa e Singh, 2020
Per interpolazione di misure da stazioni meteorologiche a terra	Turchia	Ebru Colak et al., 2020
Crea layer a partire da formule, relazioni e valori teorici	Italia	Borfecchia et al., 2014
Usa GIS (a partire dal DEM)	Arabia Saudita	Al Garni e Awasthi, 2017
Usa il software SAM	India	Malu et al., 2017
Usa GIS (a partire dal DEM)	Arizona USA	Majumdar et al., 2018
Usa GIS (a partire dal DEM)	Italia	Sacchelli et al., 2016
Dati presi da SOLARGIS	Tailandia	Piyatadsananon, 2016
Usa il software SAM	USA	Bukhary et al., 2018
Dati presi da ANN	Corea del sud	Kim et al., 2020
Dati presi da ESRA	Europa	
Dati presi da PVGIS	Europa	
Dati presi da NASA	Terra	
Dati presi da PVGIS	Andalusia, Spagna	
Dati presi da PVGIS	Piemonte, Italia	
Dati presi da NREL	Sud-ovest USA	
Dati presi da PVGIS	Europa	
Dati presi da NREL	Colorado, USA	
Usa GIS (a partire dal DEM)	Marocco	
Usa GIS (a partire dal DEM)	Iran	

1.2.2) Tecnologia fotovoltaica

Al fine di convertire l'energia solare in elettricità vengono utilizzati i pannelli fotovoltaici. Questi sono composti da più celle fotovoltaiche, le quali sono costituite da diversi strati di materiali semiconduttori. Tali celle sono reciprocamente “collegate” e protette da coperture trasparenti e resistenti alle intemperie.

Quando i fotoni raggiungono le celle si crea un campo elettrico attraverso i diversi strati; tale campo genera la corrente elettrica.

1.2.2.1) Efficienza specifica del pannello in condizioni standard ($\eta_{FV,STC}$)

Le prestazioni di un pannello dipendono da molti fattori, tra cui la radiazione solare, lo spettro solare e la temperatura.

Per confrontare la produzione di pannelli diversi ne si valutano le prestazioni in condizioni di prova standard (STC, Standard Test Conditions). In tali condizioni la densità di radiazione è di 1.000 W m^{-2} , la temperatura di esercizio della cella è pari a 25°C e la distribuzione spettrale della radiazione segue le norme IEC 60904-3 e AM1.5. La potenza prodotta dal pannello in condizioni STC è denominata “di picco” (W_p) (Plastow, 2011). Una potenza prodotta di $1.000 W_p \text{ m}^{-2}$ in condizioni STC significa quindi un'efficienza ($\eta_{FV,STD}$) del 100%, mentre una di $500 W_p \text{ m}^{-2}$ significa un'efficienza del 50% (Andrews e Jelley, 2007).

L'efficienza di un pannello in condizioni STC è determinata da due fattori principali: l'efficienza della cella fotovoltaica (che varia in base al tipo di cella) e l'efficienza complessiva del pannello (che varia in base alla forma delle celle, alle dimensioni del pannello e al tipo di configurazione adottata).

Celle fotovoltaiche

Dal primo esempio di cella fotovoltaica reale e funzionante, realizzata da Chapin, Fuller e Pearson nel 1954 (John Perlin, 2004), lo sviluppo tecnologico ne ha forniti di diversi tipi. Queste possono essere classificate in tre generazioni a seconda del materiale di base utilizzato e del livello di maturità raggiunto (Albertazzi, 2015; Meppelink, 2015).

- La prima generazione fa uso di wafer al silicio mono- e policristallino e risulta una tecnologia matura, in commercio dal 1963; oggi è ampiamente presente sul mercato (è la tecnologia più diffusa).
- La seconda generazione è costituita principalmente da tecnologie a film sottile. Se confrontate con celle della prima generazione, a parità di assorbimento della luce, questa tecnologia offre buone prospettive di riduzione nel costo dei materiali (non utilizza i wafer). Nonostante migliorino di anno in anno, le prestazioni (in termini di efficienza) di questa tecnologia non sono ancora al livello delle celle di prima generazione; ci si aspetta però che presto il divario prestazionale venga colmato. Nel 2017 questa tecnologia ha rappresentato il 3% della produzione totale di celle (IEA PVPS TCP, 2018).
- La terza generazione è la più ampia e comprende diverse tecnologie perlopiù ancora in fase di sperimentazione; tra di esse si include, per esempio, il fotovoltaico a concentrazione e le celle organiche.

Il National Renewable Energy Laboratory (NREL) tiene traccia dell'efficienza massima ottenuta nelle sperimentazioni su ogni tecnologia di cella fotovoltaica. A tale scopo l'ultimo grafico è stato pubblicato il 25 settembre 2020 ed è riportato in Figura 1.15 (NREL, 2020a).

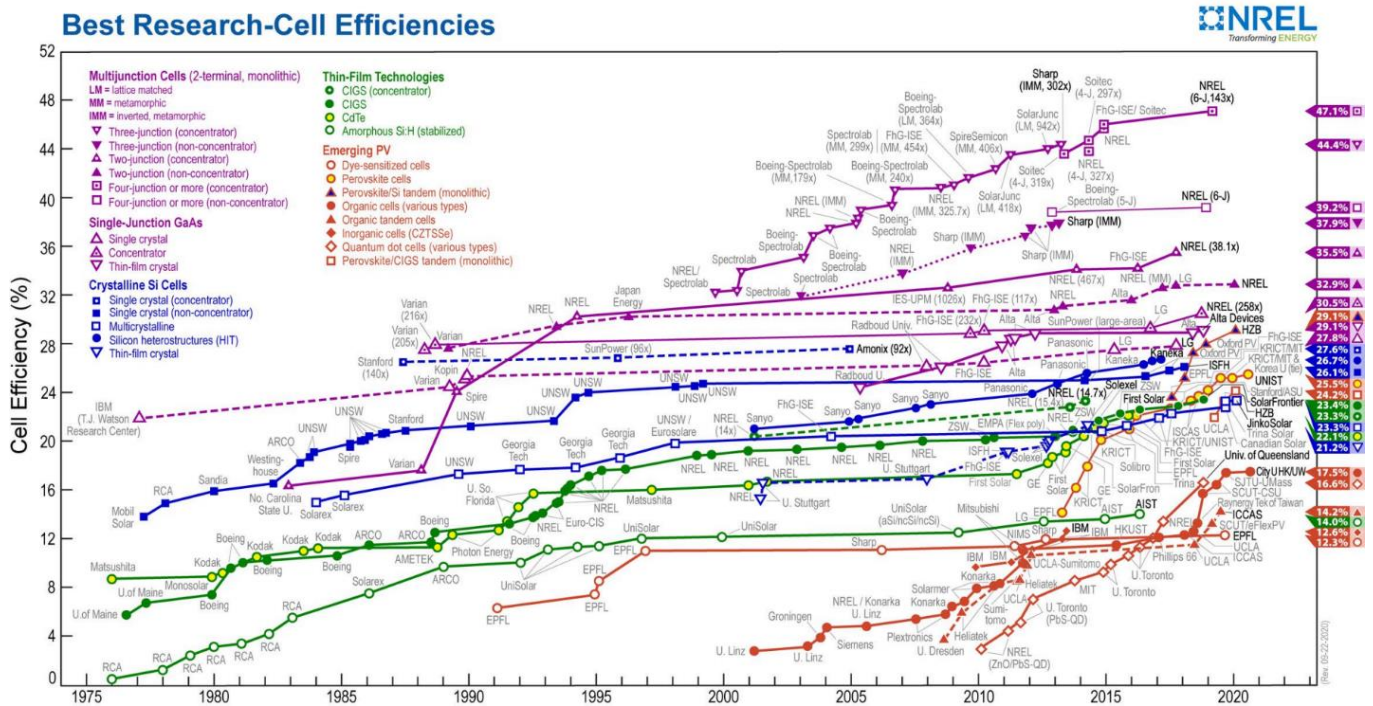


Figura 1.15: Migliori efficienze raggiunte in laboratorio dalle celle fotovoltaiche (NREL, 2020a)

Pannelli fotovoltaici

Per quanto riguarda invece le efficienze (in condizioni STC, $\eta_{FV,STC}$) dei pannelli in commercio, i valori di efficienza massima (e quelli ipotizzati per i prossimi anni da Meppelink, 2015) sono riassunti in tabella 1.4.

Tabella 1.4: Valori di efficienza (in condizioni standard) massima dei pannelli in commercio, considerando solo le tipologie tecnologiche più diffuse.

Tecnologia delle celle	2020	2020 – 2030/2050	Fonte
Wafer di silicio mono-cristallino	22.8%	-	NREL, 2020b ^a
Wafer di silicio poli-cristallino	20.4%	-	“
Silicio a film sottile	8.2% ^b	-	“
CIGS	19.2%	-	“
CdTe	19%	-	“
Wafer di silicio mono-cristallino	23%	25%	IEA, 2014/Meppelink, 2015 ^c
Wafer di silicio poli-cristallino	19%	21%	“
Silicio a film sottile	12%	15%	“
CIGS	15%	18%	“
CdTe	14%	15%	“
Wafer di silicio mono-cristallino	22.8%	-	Aggarwal, 2020 ^d
Wafer di silicio mono-cristallino	22.8%	-	Svarc, 2020 ^d

a I dati della NREL derivano da un grafico che riporta le maggiori efficienze di conversione confermate per i moduli in commercio (NREL: “Champion Photovoltaic Module Efficiency Chart”, 2020); questi valori sono stati calcolati in prove condotte sui pannelli da diversi laboratori indipendenti.

b Il valore riportato nell'analisi della NREL per i pannelli composti da celle in silicio a film sottile attinge da un'unica fonte risalente al 2004.

c Sono valori ottenuti da proiezioni e/o previsioni.

d Il valore riportato è relativo al pannello solare attualmente in commercio caratterizzato dalla migliore efficienza, che è il Maxeon 3 della SunPower (modulo da 400w composto di 104 celle di silicio mono-cristalline).

La disomogeneità di condizioni (anno, luogo, dati a disposizione, scala e scopo del lavoro) trattate negli studi analizzati compone uno scenario molto variegato e difficile da confrontare.

Alcune pubblicazioni adottano come efficienza quella di uno specifico pannello in commercio (a volte senza giustificarne la scelta); altri adottano invece valori di efficienza che, dopo un'analisi del mercato dei pannelli FV, vengono considerati verosimili.

Meppelink (2015), nel tentativo di calcolare la produzione ottenibile da fotovoltaico installato sulle barriere antirumore presenti nei tratti autostradali di proprietà della Rijkswaterstaat (Paesi Bassi), considera l'efficienza dei pannelli massima in commercio. A tale proposito l'autore indica diverse efficienze massime in commercio, ognuna delle quali ipotizzata verosimile per l'anno a cui si riferisce: per il 2015 risulta pari al 21%, per il 2020 al 23% e per il 2030 al 25%.

Ji et al. (2020) hanno invece studiato le potenzialità di produzione da pannelli fotovoltaici montati lungo alcuni tratti delle ferrovie cinesi (pannelli messi a bordo binari e sopra tetti di copertura); nel loro studio gli autori utilizzano un valore di efficienza pari al 16%, valore scelto "in maniera conservativa" (valore che risulta molto basso in confronto alle eccellenze attualmente in commercio).

Asanov et al. (2019) hanno invece calcolato la produzione potenzialmente ottenibile da pannelli FV installati ai lati dei binari della Ferrovia del Caucaso Settentrionale (Russia); nei loro calcoli gli autori utilizzano come efficienza dei pannelli quella indicata come la massima in commercio, ovvero 23%.

1.2.2.2) Performance ratio (*PR*)

Le prestazioni in condizioni STC ($\eta_{FV,STC}$) non corrispondono però alle prestazioni effettive; queste ultime possono essere notevolmente diverse a seconda delle condizioni reali.

La differenza tra le prestazioni in condizioni STC e quelle riscontrate in condizioni di reale esercizio risulta variare in funzione del tipo di pannello; ciò significa che due diversi pannelli aventi gli stessi watt di picco possono comportare, in condizioni di reale funzionamento, produzioni diverse.

Per considerare questa differenza di produttività si utilizza il Performance Ratio (*PR*), il quale è definito come il rapporto tra la produzione effettiva (in kWh) e quella in condizioni STC (in kWh) (Aste e Del Pero, 2010; Swain, 2017; Meppelink, 2015).

Un altro modo per interpretare il PR è definirlo come il rapporto tra la produzione effettiva e quella ottenuta nella condizione definita come "a perdite nulle" (ovvero la condizione STC) (Martín-Chivelet, 2015).

I fattori che influenzano il PR, e che quindi causano una perdita di efficienza rispetto alle condizioni STC, dipendono dall'ambiente (temperatura, ombreggiamento e sporcamento del sistema) e dal sistema fotovoltaico considerato (tipo di pannelli e inverter).

Le perdite attribuibili al tipo di sistema fotovoltaico considerato sono variabili in quanto, come detto, diverse tecnologie "reagiscono" in maniera differente allo scostamento della condizione da quella STC.

Il valore di PR viene quindi scelto in base alla posizione considerata, alla tecnologia coinvolta e alle perdite ipotizzate per il sistema (a differenza di $\eta_{FV,STC}$, il quale dipende solamente dal pannello fotovoltaico, PR tiene infatti conto anche delle altre componenti tecnologiche).

Perdite del sistema

Le perdite di sistema includono quelle che non dipendono dalla posizione del sito ma solo dal sistema elettrico; queste comprendono cioè tutte quelle perdite che riducono l'energia resa alla rete elettrica rispetto all'energia prodotta dai moduli. Alcuni esempi sono le perdite resistive nei cavi e le perdite nell'inverter. In questo insieme si considera inoltre il fatto che con il tempo i moduli tendono a perdere potenza e che per questo motivo la resa media calcolata per tutta la vita dell'impianto sarà minore della resa nei primi anni. Per quanto riguarda le perdite di sistema PVGIS suggerisce un valore di default pari al 14% (PVGIS, 2020).

Perdite dovute a fattori ambientali

Altre perdite sono invece legate, come detto, al tipo di pannello fotovoltaico considerato e a fattori ambientali (dipendenti dalla posizione geografica). Tra questi ultimi i più rilevanti sono (PVGIS, 2020):

- l'intensità luminosa (l'efficienza dei pannelli decresce al suo diminuire con una correlazione che dipende dal tipo di pannello);
- la temperatura (l'efficienza dei pannelli decresce al suo aumentare con una correlazione che dipende dal tipo di pannello);
- la quantità di luce riflessa (parte della luce viene riflessa dai pannelli, questo fenomeno dipende principalmente dall'angolo di inclinazione del pannello solare);
- la distribuzione spettrale della radiazione solare (l'influenza che quest'ultima ha sull'efficienza del pannello dipende dal tipo di pannello).

I fattori che concorrono alla definizione del PR sono quindi molti e molto complessi da quantificare (sono anche variabili nel tempo). Proprio per questo motivo, quando possibile (e cioè quando l'obiettivo è il calcolo della produzione di un impianto FV definito sia nella sua posizione geografica che nelle sue componenti tecnologiche), viene preferito l'utilizzo di specifici software di simulazione (come S.A.M e PVsyst).

Per problemi che interessano una scala territoriale paragonabile a quella trattata in questa tesi viene però adottato un valore del parametro PR medio, il quale assicura una maggiore imprecisione nei risultati (giustificata però dagli obiettivi degli studi; Aste e Del Pero, 2010; Meppelink, 2015).

Nella tabella 1.5 sono riportati alcuni esempi di valori medi del parametro PR adottati in studi interessati alla valutazione del potenziale di produzione fotovoltaica in diversi contesti geografici.

Tabella 1.5: Valori del parametro PR medio adottato in alcuni studi pubblicati negli ultimi anni.

PR usato/indicato [%]	Luogo dello studio	Fonte
75	Paesi Bassi	Meppelink, 2015
75	Italia	Sacchelli et al., 2016
70-80	-	Martín-Chivelet, 2015
75-85	Italia	Aste e Del Pero, 2010
79	India	Swain, 2017

Un'altra indicazione per la scelta del valore attribuibile a PR può essere ottenuta utilizzando il tool simulativo PVGIS (PVGIS, 2020).

Attraverso il suo utilizzo in 10 posizioni prese casualmente in Lombardia e ipotizzando un impianto fotovoltaico messo a terra e ottimamente orientato ed inclinato, si ottiene un valore massimo di PR pari a 80,19% ed uno minimo pari a 77,51% (con una deviazione standard di 0,846) (tabella 1.6).

Tabella 1.6: Valori calcolati da PVGIS in 10 siti scelti casualmente dalla mappa interattiva della Lombardia, nel calcolo si è considerato un impianto messo a terra di pannelli FV ottimamente orientati ed inclinati (PVGIS, 2020).

PR calcolato [%]	Posizione
77,72	Milano
77,55	Lodi
77,56	Mantova
80,19	Varese
77,72	Brescia
78,03	Lecco
78,84	Sondrio
77,51	Piacenza
77,57	Pavia
78,2	Bergamo
Media: 78,09%	

1.2.3) Selezione siti e valutazione area sfruttabile

Nella stima del potenziale produttivo di impianti FV non ancora esistenti e da posizionare in un territorio molto grande, la valutazione della superficie di pannelli fotovoltaici ottenibile (A_{FV}) è elemento di grande incertezza (e importanza).

Per eseguire questa valutazione occorre prima di tutto identificare le aree adatte all'installazione fotovoltaica considerata; a questo scopo sono stati analizzati diversi articoli che hanno trattato il tema riguardante la valutazione e selezione di siti ottimali.

Una volta identificate le aree adatte all'installazione si procede alla valutazione della effettiva superficie di pannelli fotovoltaici che può esservi installata (ovvero alla stima dei m^2 di superficie fotovoltaica ottenibile). Questa valutazione viene eseguita in maniera molto diversa in base alla tipologia di installazione considerata, al tipo di area considerata e allo studio a cui ci si riferisce.

Pannelli fotovoltaici installati a terra (autostrade, ferrovie e aeroporti)

Per quanto riguarda i pannelli fotovoltaici installati a terra (in questa tesi considerati a lato di autostrade e ferrovie e nelle aree inutilizzate degli aeroporti) sono stati pubblicati molti studi sulle metodologie di valutazione dell'adeguatezza di aree molto vaste (e identificazione dei siti più adatti), questi saranno brevemente discussi nel capitolo 1.2.3.1. Nello stesso capitolo verranno trattate anche le metodologie e le assunzioni adottate al fine di stimare la reale superficie fotovoltaica ottenibile dalle aree identificate come adatte (stima condotta attraverso parametri diversi a seconda che il suolo considerato sia coltivato o meno).

Pannelli fotovoltaici installati / integrati a barriere antirumore (autostrade, ferrovie)

Per quanto riguarda invece le PVNB (adatte sia alle autostrade sia alle ferrovie), negli ultimi anni sono stati pubblicati esclusivamente studi che valutano l'installazione dei pannelli FV su barriere antirumore già esistenti e di cui si conosce la posizione, questi saranno brevemente discussi nel capitolo 1.2.3.2. Nello stesso capitolo verranno riportate le metodologie adottate in letteratura al fine di stimare la reale superficie fotovoltaica installabile.

Pannelli fotovoltaici installati sopra tetti e parcheggi (aeroporti)

Per quanto riguarda infine le installazioni di pannelli FV sopra i tetti e i parcheggi presenti negli aeroporti non sono stati trovati studi che proponessero o adottassero metodologie atte a stimare la superficie fotovoltaica ottenibile in un territorio molto vasto (comprendente più aeroporti). Ciò è dovuto al fatto che tutti gli studi sono stati condotti su singoli aeroporti, in cui la superficie fotovoltaica installabile può essere calcolata dall'analisi puntuale dello stesso.

1.2.3.1) Pannelli fotovoltaici installati a terra (GPV)

1.2.3.1.1) Selezione siti ottimali

In letteratura sono presenti molti studi riguardanti metodologie atte alla valutazione dell'adeguatezza di vaste aree all'installazione di campi fotovoltaici. Questi studi si pongono come obiettivo la strutturazione di una metodologia attraverso cui considerare in maniera integrata tutti i parametri che influiscono sulla produzione di un impianto GPV.

Per fare ciò sono state proposte varie alternative che si differenziano sia nella scelta dei fattori coinvolti sia nella loro valutazione/interpretazione; ciò dipende dal fatto che i fattori influenti e i loro "pesi relativi" possono cambiare al variare del territorio considerato.

In tutti gli studi analizzati risulta centrale l'utilizzo di sistemi informativi geografici (GIS, Geographical Information System), attraverso cui vengono raccolti ed elaborati tutti i dati utilizzati.

Castillo et al. (2016) hanno proposto un approccio GIS-MCA (GIS - Multi-Criteria Assessment) utile a produrre una mappa (che copre gran parte dell'Europa) di adeguatezza all'installazione di GPV. Tale approccio

si compone di due fasi, la prima dedicata ad individuare le aree in cui risulta tecnicamente (e legalmente) fattibile l'installazione e la seconda dedicata alla valutazione quantitativa del loro grado di adeguatezza.

Per quanto riguarda la prima fase sono state considerate come "inadatte" sia aree in cui l'installazione è tecnicamente irrealizzabile sia quelle in cui è sconsigliata per motivi di tutela ambientale. Tali aree sono state individuate utilizzando due tipi di informazione: l'ubicazione delle aree naturali sensibili e la tipologia di uso del suolo. Per quanto riguarda l'uso del suolo, le tipologie valutate come inadatte all'installazione sono state: aree edificate, foreste, zone umide e corpi idrici.

Nella seconda fase gli autori hanno identificato 6 parametri a cui hanno attribuito un voto da 1 a 100 per ogni cella (1 x 1 km) dell'area valutata come "adatta" nella fase 1. Questi parametri, ritenuti i più influenti, sono: la radiazione solare (GHI), l'orientamento e la pendenza del suolo, la distanza da centri abitati, dalla rete di trasporto e da quella elettrica. Al fine poi di valutare l'adeguatezza di ogni singola cella gli autori hanno calcolato un valore indice integrato. Questo è stato calcolato sommando i voti relativi ai 6 parametri, ciascuno moltiplicato per uno specifico peso (tutti i pesi sono stati posti uguali ad 1 tranne quello relativo alla radiazione solare che è stato posto pari a 2).

Anche nel lavoro di Tempa e Singh (2020), in cui gli autori si propongono di valutare il potenziale di generazione di energia solare della valle di Bumthang (nel Bhutan), viene proposta una metodologia basata su criteri di "non idoneità" e voti attribuiti ai parametri più influenti.

A differenza di Castillo et al., qui gli autori valutano come aree inadatte anche i campi agricoli (a cui si aggiungono le aree protette, gli insediamenti urbani e i corpi idrici). Le aree considerate "adatte" sono state poi valutate nella loro idoneità attraverso lo studio di 6 parametri: quota, orientamento e pendenza del terreno, tipo di uso del suolo, distanza da centri abitati, prossimità alla rete stradale e irraggiamento solare.

Ad ognuno di questi parametri è stato attribuito un voto e un peso (qui calcolati utilizzando un AHP, Analytic Hierarchy Process; Zoghi et al., 2017).

Molti altri lavori procedono in modo simile a questi due esempi; la differenza nei parametri coinvolti e nella loro valutazione (votazione e pesatura) è spesso minima e dovuta al fatto che le aree interessate sono differenti fra loro e richiedono quindi accorgimenti diversi (considerando ad esempio la distanza dalla rete stradale: adottare i criteri di voto scelti per il territorio europeo in una valle del Bhutan centrale comporterebbe, vista la minor densità stradale, una valutazione finale insoddisfacente per la quasi totalità dell'area analizzata).

La totalità degli studi esaminati concorda nel considerare la morfologia del territorio, il tipo di uso del suolo e l'irraggiamento solare come gli elementi più influenti nella valutazione di adeguatezza di un'area all'installazione di GPV (Al Garni e Awasthi, 2017; Majumdar e Pasqualetti, 2018; Jung et al., 2019; Colak et al., 2020).

1.2.3.1.2) Valutazione area sfruttabile (superficie fotovoltaica installabile)

Una volta identificate le aree adatte all'installazione occorre stimarne il potenziale produttivo (e cioè la superficie fotovoltaica che ci si potrà installare). Quando tali aree sono molto vaste e variegata ciò risulta molto complesso e fonte di inevitabili imprecisioni.

Per questo motivo molti studi stimano quella che viene definita la "massima produzione teorica"; che a volte è intesa come l'energia solare incidente sull'area identificata (Martín-Chivelet, 2015) e altre come la parte di tale energia teoricamente (secondo l'efficienza limite di Carnot) convertibile in elettricità (Sacchelli et al., 2016).

Nelle stime più precise viene invece calcolata la produzione "tecnicamente ottenibile", la quale considera parametri legati all'efficienza di conversione dell'energia (discussi nel capitolo 1.2.2) e parametri volti a considerare il fatto che non tutta l'area identificata come adatta sarà coperta in rapporto 1:1 da pannelli fotovoltaici. Quest'ultima considerazione è dovuta a due motivi:

- l'inclinazione ottimale (che permette di massimizzarne la produzione) dei pannelli FV varia in funzione della latitudine. Conseguentemente, in funzione di quest'ultima, si modifica la geometria

dell'impianto ed in particolare cambia la distanza reciproca a cui possono essere installati i pannelli al fine di ridurre l'ombreggiamento reciproco degli stessi.

Per riferirsi al parametro utilizzato per quantificare questo meccanismo vengono utilizzati termini come PF (Packing factor, fattore di impacchettamento; Ong et al., 2013; Horner e Clark, 2013), fattore di spaziatura, rapporto di copertura del suolo (Narvarte e Lorenzo, 2008) e fattore di occupazione (Martín-Chivelet, 2015).

Il PF e il rapporto di copertura del suolo si riferiscono al rapporto tra i m² di pannelli FV e la superficie del terreno richiesta per l'installazione degli stessi pannelli (non si considera quindi la superficie coperta dalle strade di accesso all'impianto e dagli inverter); il fattore di spaziatura e il fattore di occupazione si riferiscono invece all'inverso.

- Come detto i parametri elencati al punto precedente (a cui da qui in avanti ci si riferirà utilizzando il solo PF) non considerano il fatto che quando si progetta un impianto fotovoltaico si deve considerare che una parte dell'area a disposizione deve essere adibita a rendere lo stesso accessibile e funzionale ad eventuali operazioni manutentive. A tale scopo viene utilizzato il GSR (Generator-to-System area Ratio), definito come il rapporto tra l'area adibita ai pannelli (che comprende i pannelli e lo spazio tra di essi; è la grandezza a denominatore nel PF) e l'area totale dell'impianto (che comprende anche le strade di accesso, gli inverter, i recinti protettivi ed eventuali piccoli edifici-deposito).

Per quanto riguarda la scelta dei valori di tali parametri sono stati analizzati diversi studi, alcuni dei quali propongono valori teorici medi e altri che propongono i valori medi calcolati da un campione specifico di impianti realmente esistenti, i risultati sono riportati nelle tabelle 1.7 e 1.8.

Tabella 1.7: Valori del PF (che dipende dalla latitudine) proposti in letteratura.

PF [m ² _{FV} / m ² _{sezioneFV}]	Luogo dello studio	Fonte
0,7 ^a	Bhutan	Tempa e Singh, 2020
0,75 ^b	Montpellier, Francia	Marrou et al., 2013
Circa 0,4 ^a	Per Latitudine: 45°N (Lombardia) (Fig. X)	Martín-Chivelet, 2015
0,39 ^a	Palermo, Italia	N. Aste e C. Del Pero, 2010
0,47 ^c	USA	Ong et al., 2013

a Il valore proposto e/o adottato deriva da simulazioni teoriche e/o considerazioni che non si basano sullo studio di uno o più impianti realmente presenti, rimane comunque un valore significativo in quanto ottenibile unicamente dalla geometria dell'impianto e dalla sua posizione geografica.

b Lo studio condotto in Francia viene riportato come esempio di analisi il cui obiettivo non è quello di considerare un impianto che ottimizza la geometria dell'impianto; nel caso in esame l'obiettivo era studiare il microclima al di sotto di un impianto agrovoltaiico pilota.

c Il valore proposto è la media pesata sulla capacità di impianti presenti negli USA (da latitudini di circa 21°N a circa 45°N).

Tabella 1.8: Valori del GSR proposti in letteratura.

GSR [m ² _{sezioneFV} / m ² _{impiantoFV}]	Luogo dello studio	Fonte
1 ^a	Bhutan	Tempa e Singh, 2020
Da 0,7 a 0,85 ^b	-	Martín-Chivelet, 2015
0,47 ^c	Puglia, Italia	Semeraro et al., 2020

a Il valore proposto, evidentemente non corretto, è riportato come esemplificativo del fatto che analisi di produzione su grande scala spesso si limitino ad una descrizione estremamente semplificata della realtà.

b Il valore proposto e/o adottato deriva da simulazioni teoriche e/o considerazioni che non si basano sullo studio di uno o più impianti realmente presenti, vista la grande variabilità che si riscontra negli impianti reali rimane un valore indicativo.

c Il valore proposto è la media calcolata da 12 impianti presenti in Puglia.

Packing factor (PF)

Seppure analizzando i PF di alcuni impianti ad oggi presenti si riscontri una forte variabilità (l'analisi di 63 impianti negli USA condotta da Campbell et al. nel 2013 indica valori che oscillano dal 13 al 92%), il valore di PF che massimizza la produzione annuale di un dato impianto risulta teoricamente calcolabile. Tale valore

ottimale varia principalmente in funzione della latitudine (ipotizzando di considerare impianti con pannelli fissati su suolo piano o poco pendente), ed è perciò calcolabile attraverso correlazioni geometriche. Lo studio di Martín-Chivelet (2015) esegue una interessante analisi del PF ottimale al variare della latitudine e delle caratteristiche dell'impianto, la figura 1.16 ne riporta i risultati. Per le latitudini in cui è posizionata la Lombardia (45°N), lo studio calcola un PF pari a circa 0,4.

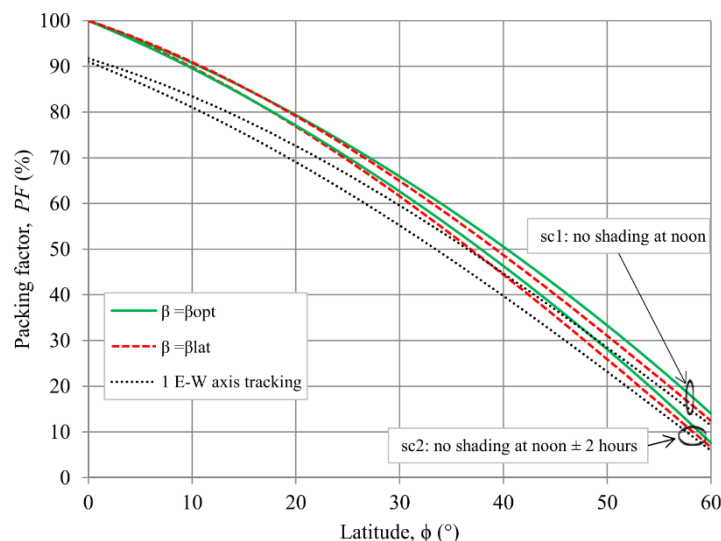


Figura 1.16: PF calcolato utilizzando due diverse inclinazioni per i pannelli FV fissi (inclinazione ottimale β_{opt} e pari alla latitudine β_{lat}). Viene anche calcolato il PF di un impianto a tracciamento monoassiale in direzione W-E. I valori vengono calcolati utilizzando due diversi criteri di ombreggiatura: sc1 e sc2 (Martín-Chivelet, 2015).

Generator-to-System area Ratio (GSR)

Analizzando gli impianti reali anche per il GSR si ottengono valori molto variabili; la differenza con il PF risiede però nel fatto che calcolare un valore di GSR ottimale senza riferirsi ad una specifica area risulta estremamente complesso. Il valore di quest'ultimo (che assicura il massimo sfruttamento dell'area) dipende infatti dal tipo e dalla forma del terreno in cui è situato l'impianto. Non esistono parametri universalmente condivisi riguardanti la progettazione di impianti solari (caratterizzati da forma e dimensione qualsiasi) che possano stabilire con precisione la percentuale di area destinata ad un impianto da dedicare a strade d'accesso, inverter e a eventuali altri spazi necessari; per un'analisi precisa quest'ultima andrebbe valutata caso per caso.

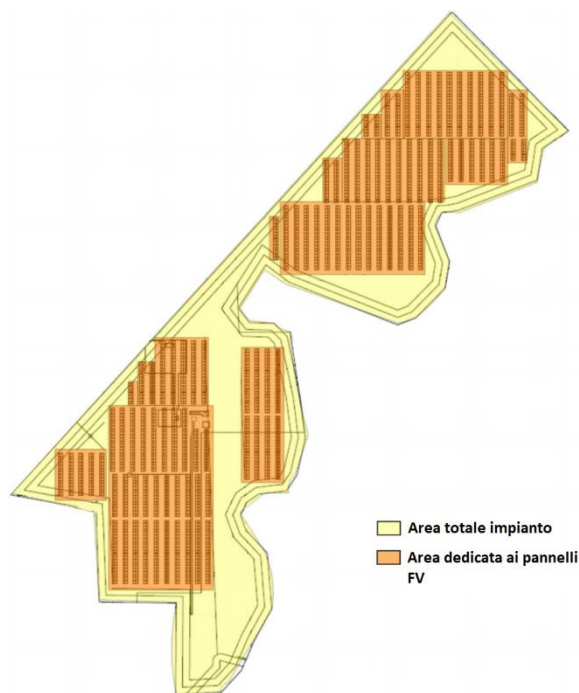


Figura 1.17: Schema con evidenziate le aree interessate nel calcolo del GSR (Ong et al., 2013).

Superficie FV installabile su campi coltivati: Agro-fotovoltaico

Siccome una parte delle aree interessate da questo studio sono campi coltivati (che ricadono nelle fasce di rispetto di autostrade e ferrovie), è stata condotta un'analisi della recente letteratura riguardante lo sfruttamento di questi ultimi mediante esercizio combinato di agricoltura e produzione fotovoltaica, tecnologia a cui ci si riferisce con il nome di agro-fotovoltaico (agrophotovoltaic, APV).

Tale analisi è stata svolta al fine di identificare un valore di superficie fotovoltaica verosimilmente installabile sui campi coltivati presenti nelle immediate vicinanze di autostrade e ferrovie.

L'installazione di pannelli FV su campi coltivati è stata proposta (e realizzata) in due diverse configurazioni (Dinesh e Pearce 2016; Weselek et al., 2019):

- i pannelli vengono installati a terra (soluzione meno interessante): i pannelli vengono posizionati ad una distanza sufficiente a coltivare agevolmente lo spazio tra gli stessi;
- i pannelli vengono installati sopra i campi coltivati ad un'altezza di circa 4 metri (soluzione di maggiore interesse e su cui si concentra la maggior parte degli studi).

Verrà da qui in avanti discussa solamente la seconda tipologia di impianto APV; ciò in quanto risulta di maggiore interesse dato il minore consumo di suolo coltivabile.

Questa tipologia di installazione agro-fotovoltaica fu introdotta per la prima volta da Goetzberger e Zastrow nel 1982. Da allora, e soprattutto negli ultimi 10 anni, sono stati realizzati diversi impianti APV (Weselek et al., 2019).

In seguito all'installazione di un impianto APV la radiazione solare al suolo si riduce inevitabilmente; ciò ha un'influenza sul processo fotosintetico e sulla traspirazione delle piante, due elementi che influenzano fortemente la resa del raccolto.

Esistono poche informazioni relative alla tolleranza delle varie colture all'ombra che si genera al di sotto dei moduli FV, può tuttavia essere fatta una prima ipotesi osservando la loro curva di risposta alla luce. In funzione di quest'ultima le colture possono essere suddivise in tre gruppi: C3, C4 e CAM.

Il punto di saturazione della luce, e cioè il livello di PAR (radiazione fotosinteticamente attiva) oltre il quale un aumento non comporta un beneficio aggiuntivo nell'attività fotosintetica, è generalmente più alto per le colture C4 (mais, canna da zucchero, ecc.) rispetto alle colture C3 (grano, riso, patata, ecc.).

Ciò che rende le colture C3 più adatte ad applicazioni agro-fotovoltaiche (Perna, et al., 2019; Willockx et al., 2020).

Diversi studi dimostrano che, se le perdite di rendimento dovute agli effetti di ombreggiamento sono ridotte al minimo dalla selezione di colture adatte, l'adozione di questa tecnologia può aumentare gli introiti dei singoli coltivatori di oltre il 30% (Dinesh e Pearce, 2016).

La resa elettrica e il profitto economico possono essere migliorati aumentando la densità dei moduli fotovoltaici, quest'ultima riduce però la radiazione disponibile per le colture (Dupraz et al. 2011).

Ciò sottolinea l'importanza di trovare un equilibrio adeguato tra la produzione agricola e quella energetica.

A tale scopo sono stati condotti numerosi studi interessati alla valutazione delle prestazioni di diverse configurazioni impiantistiche su diverse tipologie di coltivazioni, i dati relativi alle configurazioni studiate da alcuni di questi sono riportati in tabella 1.9.

Tabella 1.9: Dati relativi alle configurazioni di impianto agrovoltaiico studiate in letteratura.

Tipo piantagione	Altezza pannelli [m]	Densità pannelli [%]	Fonte
-	-	25	Perna et al., 2019 ^a
Mais	4,85	13,5 e 36 ^c	Amaducci et al., 2018 ^a
-	4	13,5 e 27 ^c	Dinesh e Pearce, 2016 ^a
Lattuga e patate	3,9	27	Gese et al., 2019 ^b
Vigneti	Altezza supporti vigneto	Circa 26	Malu et al., 2017 ^a
-	4	28,5 ^c e 59 ^c	Dupraz et al., 2011 ^a
Mais	4,85	Circa 11 e 28	Agostini et al., 2021 ^a
-	4	25 e 50 ^c	Majumdera e Pasqualetti, 2017 ^a
Grano, lattuga e cetrioli	-	20	Sacchelli et al., 2016 ^a

a In questi studi le prestazioni delle configurazioni impiantistiche vengono analizzate mediante l'utilizzo di modelli matematici di simulazione (della radiazione solare, dell'ombreggiamento, della produzione agricola e di quella fotovoltaica); non si basano quindi sullo studio di impianti esistenti.

b In questi studi le prestazioni vengono analizzate su impianti pilota realmente esistenti.

c Questa combinazione di altezza e densità dei moduli comporta una significativa riduzione nella radiazione solare al suolo (pari o superiore al 29%), che comporta una minore produzione agricola.

Gli esempi di configurazioni e combinazioni studiate in letteratura riportano quindi che, per valori di altezza dei moduli superiori ai 4 metri, si ottiene una riduzione della radiazione solare inferiore al 29% per valori di densità dei pannelli (ovvero il rateo tra m^2 di pannelli FV e m^2 di campo) che raggiungono anche il 28%.

Gli impianti agro-fotovoltaici permettono quindi una resa agricola soddisfacente ma comportano una minore produzione fotovoltaica (se confrontata a quella ottenibile utilizzando gli stessi campi per l'installazione di classici impianti fotovoltaici a terra, che permettono una maggiore densità dei pannelli). L'utilizzo dei campi coltivati per l'installazione di impianti GPV è però, in Italia, regolato dal Decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011, il quale impone ad ogni proprietario di campi agricoli un limite del 10% in superficie dedicabile all'installazione di pannelli FV. Tale limite è relativo però al rimuovere interamente la coltivazione al fine di permettere l'installazione fotovoltaica, non si riferisce quindi alla possibilità di integrare le due attività (possibilità non considerata nel Decreto).

1.2.3.2) Barriere antirumore (PVNB)

Tutti gli studi interessati alla valutazione del potenziale produttivo delle PVNB condotti negli ultimi anni eseguono l'analisi a partire dalle informazioni relative alle barriere situate nelle aree considerate.

Wadhawan e Pearce (2017) hanno calcolato la produzione potenzialmente ottenibile dalle barriere situate lungo le autostrade di tutti gli U.S.A.; per fare ciò hanno studiato la produzione relativa all'installazione di pannelli FV posti verticalmente sulle pareti laterali delle barriere. La superficie totale di pannelli installata è stata calcolata ipotizzando di coprire l'80% dell'intera superficie della barriera. Nel loro studio è stata considerata unicamente l'installazione di pannelli fotovoltaici sulla parete lato-strada, escludendo ogni possibilità di installazione sull'altro lato della barriera.

Anche Wang (2020) ha studiato le potenzialità produttive di pannelli FV installati verticalmente sulle pareti delle barriere antirumore.

Meppelink (2015) ha condotto uno studio con l'obiettivo di calcolare la produzione ottenibile dalle barriere antirumore presenti sulle autostrade Olandesi. Il calcolo è stato condotto solamente sulle barriere lunghe più di 500 metri in quanto queste sono state individuate come di maggiore interesse economico. La produzione ottenibile dalle restanti barriere è stata poi ricavata utilizzando la produzione specifica per metro di barriera ottenuta (dal calcolo sulle barriere più lunghe). Le PVNB considerate in questo studio sono però caratterizzate dall'installazione di pannelli FV sopra le barriere antirumore (tipologia A capitolo 1.1.1.1), i quali risultano ottimamente inclinati.

1.2.3.2.1) Valutazione area sfruttabile (superficie fotovoltaica installabile)

Il parametro A_{FV} presente nell'espressione (1.1) può, nel caso delle PVNB, essere espresso come il prodotto tra la lunghezza della barriera considerata (L) e i m^2 di pannello FV montabili per m di barriera antirumore; quest'ultimo parametro verrà da qui chiamato A_{PVNB} .

Il valore di A_{PVNB} risulta variabile a seconda della tipologia di barriera interessata, in letteratura vengono però riportati dei valori significativi, da cui non ci si discosta molto.

Meppelink (2015) riporta come intervallo di valori plausibile $1,3 - 2,6 m_{FV}^2 * m_{Barriera}^{-1}$ (Goetzberger et al., 1999) e nel suo calcolo utilizza il valore 2.

Wang (2020) descrive invece un modello di PVNB avente pannelli inclinati di 90° fissati sulle pareti laterali delle barriere e caratterizzato da un valore di A_{PVNB} pari a 0,96.

2) MATERIALI E METODI

Nel capitolo 1 sono state presentate le informazioni ottenute dallo studio della letteratura dedicata alle diverse possibilità di applicazione del FV nelle infrastrutture di trasporto e alle metodologie di stima della loro produzione energetica. Di seguito sono descritte le metodologie e i dati utilizzati per valutare la potenza fotovoltaica installabile e la produzione di energia elettrica potenzialmente ottenibile da impianti fotovoltaici installati presso infrastrutture di trasporto lombarde e italiane. Il livello di dettaglio con cui sono state condotte le analisi dei due territori sono molto differenti. La produzione ottenibile dallo sfruttamento delle infrastrutture lombarde è stata stimata con una metodologia più dettagliata, con la raccolta e l'elaborazione di dati specifici per il territorio in esame. La stima relativa al potenziale nazionale deriva invece da un'estrapolazione dei risultati ottenuti per la regione Lombardia.

Gli scenari considerati, le metodologie adottate e i dati utilizzati nello studio delle infrastrutture della Lombardia e dell'Italia vengono quindi presentati in maniera distinta.

2.1) Lombardia

Per la stima della produzione di energia ottenibile e della potenza fotovoltaica installabile in tutte le tipologie di installazione considerate nelle infrastrutture lombarde sono state utilizzate le espressioni (2.1) e (2.2) (cap. 1.2: Aste e Del Pero, 2010; Meppelink, 2015; Martín-Chivelet, 2015; Sacchelli et al., 2016; Swain, 2017; Wang, 2020; Tempa e Singh, 2020; PVGIS, 2020).

$$P_{PICCO} = \eta_{FV,STC} * A_{FV} \quad (2.1)$$

$$E = P_{PICCO} * PR * G \quad (2.2)$$

In cui:

- P_{PICCO} [kWp]: potenza fotovoltaica di picco installabile;
- $\eta_{FV,STC}$ [-]: efficienza specifica del pannello FV in condizioni standard;
- A_{FV} [m²]: superficie dei pannelli FV;
- E [kWh]: energia elettrica prodotta dall'impianto FV in un anno;
- PR [-]: efficienza di trasformazione energetica del sistema FV in condizioni reali di funzionamento (performance ratio);
- G [$\frac{kWh}{m^2}$]: irraggiamento cumulato annuo normale alla superficie dei pannelli FV.

Seppure la struttura delle espressioni (2.1) e (2.2) rimanga invariata indipendentemente dalla tipologia di installazione considerata, a seconda di quest'ultima varia il modo in cui sono stati stimati A_{FV} e G .

In tabella 2.1 sono riassunte in maniera schematica le modalità con cui sono stati stimati i parametri delle espressioni (2.1) e (2.2) nello studio delle varie applicazioni.

Tabella 2.1: Schema delle metodologie di stima dei parametri attraverso cui è stata ottenuta la produzione energetica e la potenza fotovoltaica installabile nelle varie applicazioni possibili sulle infrastrutture di trasporto lombardi.

	Autostrade e ferrovie		Aeroporti		
	Pannelli FV installati a bordo strada/binari (GPV)	Pannelli FV sulle barriere antirumore (PVNB)	Pannelli FV negli spazi verdi inutilizzati	Pannelli FV sopra i tetti	Pannelli FV sopra i parcheggi
$\eta_{FV,STC}$	sono stati utilizzati due valori: 0,228 e 0,25				
A_{FV}	$A_{FV} = A * A_{GPV}$ In cui: - A = aree estratte dal file DUSAF della regione Lombardia; - A_{GPV} = parametro che quantifica la superficie fotovoltaica mediamente installabile. [capitoli 2.1.1.1.3 e 2.1.2.1.2]	$A_{FV} = L * A_{PVNB}$ In cui: - L = lunghezza delle barriere antirumore; - A_{PVNB} = parametro che quantifica la superficie fotovoltaica mediamente installabile. [capitoli 2.1.1.2.1 e 2.1.2.2]	$A_{FV} = A * A_{ASPV}$ In cui: - A = aree calcolate dalle immagini satellitari; - A_{ASPV} = parametro che quantifica la superficie fotovoltaica mediamente installabile. [capitolo 2.1.3.1]	$A_{FV} = A$ In cui: - A = aree calcolate dalle immagini satellitari. [capitolo 2.1.3.1]	
PR	è stato utilizzato il valore più conservativo tra quelli riportati in letteratura: 0,75				
G	$G = DNI$ In cui: - DNI = irraggiamento calcolato su una superficie ottimamente orientata e inclinata (PVGIS, 2020); [capitoli 2.1.1.1.4 e 2.1.2.1.2]	$G = GHI * (F_{REND})$ In cui: - GHI = irraggiamento calcolato su una superficie orizzontale (PVGIS, 2020); - F_{REND} = fattore di rendimento che tiene conto dell'inclinazione e dell'orientamento dei pannelli; [capitoli 2.1.1.2.2 e 2.1.2.2]	$G = DNI$ e $G = GHI$ In cui: - DNI = irraggiamento calcolato su una superficie ottimamente orientata e inclinata (PVGIS, 2020); - GHI = irraggiamento calcolato su una superficie orizzontale (PVGIS, 2020); [capitolo 2.1.3.1]		

Parametri $\eta_{FV,STC}$ e PR

I valori di $\eta_{FV,STC}$ e PR utilizzati sono stati gli stessi in tutte le applicazioni studiate.

È stato scelto di effettuare le stime adottando due differenti efficienze dei moduli in condizioni standard ($\eta_{FV,STC}$): la prima è quella relativa alla migliore tecnologia attualmente in commercio (pari a 22,8%; NREL, 2020) e la seconda è quella prevista per la migliore tecnologia in commercio tra il 2030 e il 2050 circa (pari a 25%; IEA, 2014/Meppelink, 2015). Tali valori sono stati scelti per poter studiare il potenziale produttivo ottenibile tra il 2030 e il 2050. Considerando che la completa realizzazione delle installazioni previste richiede molto tempo, questo è l'intervallo di anni in cui risulta più interessante (e verosimile) "ambientare" lo studio. I risultati ottenuti utilizzando queste due diverse efficienze comprendono quindi un intervallo di valori che rispecchia il potenziale produttivo raggiungibile nell'intervallo di anni indicato. Entrambi i valori risultano infatti non realistici: il primo presuppone che nel 2030/50 siano presenti solamente installazioni con valori di efficienza in commercio nel 2020; il secondo presuppone invece che tutte le installazioni presentino pannelli con efficienze pari a quella massima in commercio in quegli anni. Il risultato più verosimile sarà quindi da cercarsi tra questi due estremi.

Considerate le difficoltà nel definire un valore realistico del Performance Ratio (PR), è stato scelto di utilizzare il più conservativo tra quelli riportati in letteratura (capitolo 1.2.2.2), ovvero 75%.

Parametro A_{FV}

La superficie fotovoltaica installabile nelle varie applicazioni è stata stimata in maniera diversa a seconda della tipologia studiata (tabella 2.1).

Le metodologie adottate per tale stima sono discusse nei capitoli relativi alle singole applicazioni.

Parametro G

Anche per la stima dell'irraggiamento cumulato annuo normale alla superficie dei pannelli FV sono state adottate metodologie differenti a seconda dell'applicazione studiata (tabella 2.1), queste sono discusse nei capitoli relativi alle diverse applicazioni.

Ciononostante, tutti i dati di irradianza solare utilizzati sono stati presi da un'unica fonte, ovvero PVGIS (PVGIS, 2020).

I dati utilizzati sono dati raster che possono essere scaricati e utilizzati in un software GIS. Tali dati sono stati calcolati da PVGIS a partire dal dataset sulla radiazione solare fornito dal Climate Monitoring Satellite Application Facility (CM SAF) e consistono nelle medie annue ottenute dai valori orari del periodo 2007-2016 (Huld et al., 2012).

I file utilizzati in questo studio sono mappe raster che riportano il valore medio dell'irradianza cumulata annua (W m^{-2}) valutata su due diversi piani (uno orizzontale, GHI, e uno ottimamente orientato e inclinato, DNI). Le mappe utilizzate sono proiettate nel sistema di riferimento WGS84 e presentano una risoluzione delle celle di 0.025° (che, una volta riproiettate al sistema di riferimento WGS 84 / UTM zone 32N tramite il tool "vicino più prossimo" di QGIS 3.16.0, corrisponde a circa 2.159,3 m).

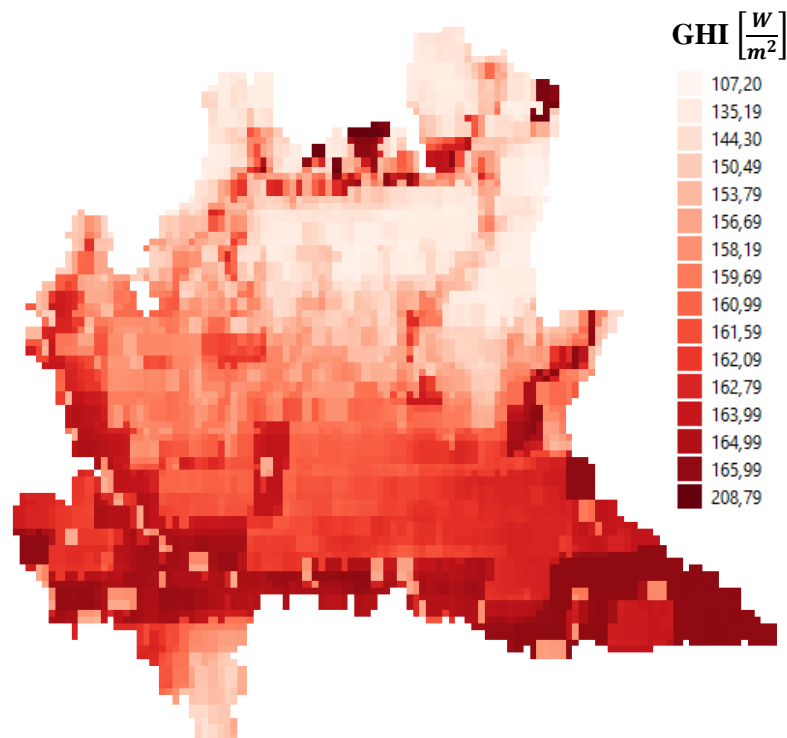


Figura 2.1: Mappa raster relativa alla media della GHI (Global Horizontal Irradiance) cumulata annua in Lombardia (PVGIS, 2020).

2.1.1) Autostrade

Per la stima della potenza installabile e del potenziale di produzione fotovoltaica ottenibile dagli oltre 700 km di autostrade lombarde sono state considerate con maggiore attenzione solamente le prime due applicazioni presentate al capitolo 1.1.1 (GPV a bordo strada e PVNB). Questa scelta è stata fatta in quanto la possibilità di implementare pannelli FV nel manto stradale risulta una tecnologia ad oggi ancora in fase di studio, non interessante ai fini di una reale applicazione su larga scala (Shekhar et al., 2018).

Per quanto riguarda invece la possibilità di implementare tetti di copertura delle strade su cui montare pannelli FV, i grandi costi di installazione e il forte impatto paesaggistico rendono questa tecnologia poco applicabile. Per questi motivi le potenzialità produttive di tali applicazioni sulle autostrade lombarde sono state studiate solo in maniera molto rapida e preliminare (capitolo 2.1.1.3).

2.1.1.1) Fotovoltaico nelle fasce di rispetto autostradale

2.1.1.1.1) Fasce di rispetto autostradale

Nella stima del potenziale di produzione ottenibile dall'installazione di pannelli solari a bordo strada sono state considerate come sfruttabili solo le aree che ricadono nelle fasce di rispetto autostradale.

Queste ultime sono definite dal codice della strada come: *“striscia di terreno, esterna al confine stradale, sulla quale esistono vincoli alla realizzazione, da parte dei proprietari del terreno, di costruzioni, recinzioni, piantagioni, depositi e simili”* (art. 3, primo comma, punto 22, Dlgs 285/1992).

Le aree comprese nelle fasce di rispetto autostradale risultano destinate alle opere di ampliamento, ammodernamento e adeguamento tecnico-funzionale delle infrastrutture autostradali; sono quindi aree caratterizzate da vincoli normativi che ne impediscono il quasi totale sfruttamento da parte di chiunque non sia l'ente gestore dell'autostrada.

Le fasce di rispetto sono definite in maniera differente a seconda del contesto urbano in cui è inserito il tratto autostradale. Le distanze dal confine stradale da rispettare nelle nuove costruzioni, nelle ricostruzioni conseguenti a demolizioni integrali o negli ampliamenti fronteggianti le strade non possono essere inferiori a 60 metri nei tratti fuori da centri abitati e a 30 metri nei tratti interni a centri abitati (figura 2.2).

In tali aree è quindi assicurato che in futuro non verranno costruiti ingombri voluminosi che possano impedire il corretto inserimento di pannelli fotovoltaici (se non da parte dell'ente gestore dell'autostrada).

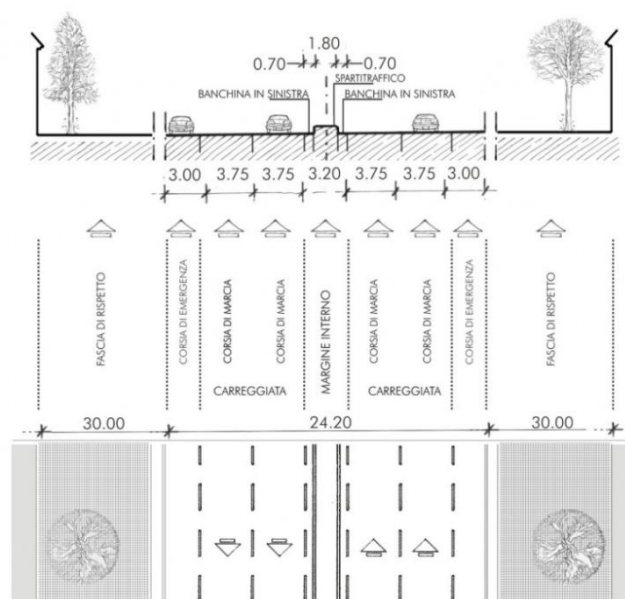


Figura 2.2: Esempio di schema di un tratto autostradale a due corsie per senso di marcia situato in un centro abitato.

L'area compresa nelle fasce di rispetto autostradale è stata ricavata dai dati reperibili nel sito del Geoportale della regione Lombardia (Regione Lombardia, 2020), ed elaborati con QGIS 3.16.0.

Il procedimento utilizzato per la creazione di uno shapefile poligonale rappresentante le fasce di rispetto autostradali della regione Lombardia è riportato nell'Appendice 1.

2.1.1.1.2) Valutazione delle aree nelle fasce di rispetto e selezione siti ottimali

I fattori che più influenzano l'adeguatezza di un'area all'installazione di pannelli FV sono l'irraggiamento, la morfologia e la tipologia di uso del suolo.

In questo lavoro la selezione delle aree adatte è stata effettuata analizzando unicamente la categoria di uso del suolo e l'eventuale presenza di aree protette. Tali informazioni sono state ottenute dal geoportale della regione Lombardia sotto forma di shapefile poligonali.

Per quanto riguarda la classificazione nelle diverse tipologie di uso del suolo della regione Lombardia è stata utilizzata la carta relativa all'uso e copertura del suolo nella sua versione più recente, avente come ultima data di revisione il 23 dicembre 2019 (DUSAF 6.0).

Per l'identificazione delle aree protette è stato utilizzato il file denominato "Aree protette", il quale riporta i parchi (comunali, regionali e nazionali) e altre aree soggette a vincoli (Aggiornato al 31/03/2020).

Oltre a queste ultime sono state considerate le aree soggette a vincoli paesaggistici, le quali sono state identificate grazie all'ultimo piano paesaggistico regionale (aggiornato al 11/10/2018).

Sulla base di queste informazioni le aree comprese nelle fasce di rispetto autostradali sono state divise in 3 classi (A, B e C); ognuna delle quali caratterizzata da un diverso grado di adeguatezza all'installazione fotovoltaica (Obane et al., 2020).

- A. Nella classe A sono state inserite le aree che, in funzione solo della tipologia di uso del suolo, vengono considerate inadatte all'installazione di campi fotovoltaici. Le categorie di uso del suolo considerate inadatte sono riportate in tabella 2.2.
- B. Nella classe B sono state inserite le aree in cui l'installazione di moduli FV non risulta necessariamente illegale o non fattibile, ma risulta ammissibile solo in casi eccezionali (altamente improbabili). Queste aree sono situate in aree protette e sono caratterizzate da un uso del suolo che non ricade in quelli della classe A.
- C. Nella classe C sono state inserite le aree non protette e caratterizzate da un uso del suolo che non ricade in quelli della classe A.

Le aree di cui è stato valutato il potenziale di produzione fotovoltaica sono quindi quelle delle classi B e C.

I valori di area contenuti in ciascuna classe sono riportati in tabella 2.3 (valori ricavati dai file ottenuti come descritto in Appendice 1).

Tabella 2.2: Categorie di uso del suolo (dal DUSAF 6.0 della Lombardia) considerate inadatte all'installazione di GPV (classe A).

Codice DUSAF	Nome categoria	Codice DUSAF	Nome categoria
1111	tessuto residenziale denso	1423	parchi divertimento
1112	tessuto residenziale continuo mediamente denso	1424	aree archeologiche
1121	tessuto residenziale discontinuo	2114	colture floro-vivaistiche
1122	tessuto residenziale rado e nucleiforme	224	arboricoltura da legno
1123	Tessuto residenziale sparso	31	aree boscate
1211	Insedimenti industriali, artigianali, commerciali e agricoli con spazi annessi	331	spiagge, dune ed alvei ghiaiosi
1212	insediamenti di grandi impianti di servizi pubblici e privati	332	accumuli detritici e affioramenti litoidi privi di vegetazione
1221	reti stradali e spazi accessori	333	vegetazione rada
1222	reti ferroviarie e spazi accessori	411	vegetazione delle aree umide interne e delle torbiere
124	aeroporti ed eliporti	511	alvei fluviali e corsi d'acqua artificiali
13	aree estrattive, discariche, cantieri, terreni artefatti e abbandonati	512	bacini idrici
1411	parchi e giardini	21132	colture orticole protette
1421	impianti sportivi	11231	cascine
1422	campeggi e strutture turistiche		

Tabella 2.3: Divisione delle aree in esame nelle 3 classi in funzione del grado di adeguatezza all'installazione fotovoltaica.

Classe	Descrizione	Area [km ²]	%
A	Aree non adeguate al FV	28,151	39,4
B	Aree adeguate ma protette	15,246	21,4
C	Aree adeguate e non protette	27,99	39,2
Totale		71,39	100

2.1.1.1.3) Stima della superficie fotovoltaica installabile (parametro A_{FV})

Per stimare la superficie fotovoltaica installabile nelle aree in esame (quelle comprese nelle classi B e C), è stata utilizzata l'espressione:

$$A_{FV} = A * A_{GPV} \quad (2.3)$$

in cui:

- A_{FV} [m^2_{FV}]: superficie di pannelli FV installabile;
- A [m^2]: area totale in esame, il cui valore è stato calcolato dallo shapefile DUSAF della Lombardia;
- A_{GPV} [$\frac{m^2_{FV}}{m^2}$]: valore medio di superficie fotovoltaica installabile per unità di superficie studiata;

La precisione con cui sono definiti i valori relativi ad A è legata ai file di uso del suolo e di area di pertinenza autostradale scaricati dal geoportale della regione Lombardia (Appendice 1). Tali valori sono utilizzati solo per la stima della superficie fotovoltaica installabile. Quest'ultima è stata però stimata considerando l'incertezza con cui è definito il parametro A_{GPV} (motivo per il quale la stima è stata condotta utilizzando valori che variano dal 19 al 40% circa). L'imprecisione con cui sono conteggiate le aree all'interno dei file utilizzati genera quindi risultati compresi nell'intervallo ottenuto tramite l'adozione dei diversi valori di A_{GPV} .

Il parametro A_{GPV} è stato stimato mediante l'espressione:

$$A_{GPV} = SF * [(F_{A.C} * N_{A.C}) + (F_{A.NC} * N_{A.NC})] \quad (2.4)$$

in cui:

- $A_{GPV} \left[\frac{m_{FV}^2}{m^2} \right]$: valore medio di superficie fotovoltaica installabile per unità di superficie studiata;
- $SF \left[\frac{m_A^2}{m^2} \right]$: parametro che quantifica la quota parte di area studiata che risulta effettivamente adatta ad ospitare un impianto fotovoltaico (GPV). Corrisponde ad un parametro medio stimato per ogni diverso gruppo di uso del suolo (tabella 2.3).
- $F_{A.C} \left[\frac{m_{A.C}^2}{m_A^2} \right]$: è la frazione di area adatta composta da campi coltivati. Corrisponde ad un parametro medio stimato per ogni diverso gruppo di uso del suolo (tabella 2.3).
- $N_{A.C} \left[\frac{m_{FV}^2}{m_{A.C}^2} \right]$: valore medio di superficie fotovoltaica installabile per unità di area adatta e coltivata, preso dalla letteratura dedicata (capitolo 1.2.3.1);
- $F_{A.NC} \left[\frac{m_{A.NC}^2}{m_A^2} \right]$: è la frazione di area adatta composta da aree inutilizzate. Corrisponde ad un parametro medio stimato per ogni diverso gruppo di uso del suolo (tabella 2.3).
- $N_{A.NC} \left[\frac{m_{FV}^2}{m_{A.NC}^2} \right]$: valore medio di superficie fotovoltaica installabile per unità di area adatta e non coltivata (inutilizzata), preso dalla letteratura dedicata (capitolo 1.2.3.1).

I parametri SF , $F_{A.C}$ e $F_{A.NC}$ sono stati stimati in maniera distinta a seconda della tipologia di uso del suolo dell'area in esame.

A seconda della sua tipologia di uso del suolo un'area è quindi caratterizzata da un diverso valore di A_{GPV} .

Stima parametri SF, F_{A.C} e F_{A.NC}

Per poter stimare la superficie FV installabile su una generica area occorre identificare un parametro (SF) che ne esprime la quota di area che può effettivamente essere messa a disposizione di un impianto fotovoltaico (chiamata "area adatta"). SF dipende dalla presenza di eventuali ingombri voluminosi (come alberi o edifici) che riducono l'area realmente a disposizione.

I parametri $F_{A.C}$ e $F_{A.NC}$, che quantificano la quota parte di area adatta composta da suolo coltivato e da suolo non coltivato, sono stati utilizzati per calcolare in maniera più realistica la superficie FV installabile. Vista la diffidenza (espressa per esempio dal Decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011) con cui ci si riferisce ad applicazioni fotovoltaiche su suolo agricolo in Italia, le aree coltivate sono state infatti considerate soggette a uno sfruttamento diverso (minore) rispetto alle aree non agricole.

Sia il parametro SF sia i parametri $F_{A.C}$ e $F_{A.NC}$ sono estremamente variabili da area ad area e andrebbero valutati caso per caso. Considerata la quantità di aree che si vogliono studiare risulta però inevitabile utilizzare dei valori medi. La stima dei valori medi di tali parametri è stata condotta in maniera distinta per le diverse categorie di uso del suolo delle aree studiate.

Le categorie di uso del suolo (DUSAF Lombardia) che sono state considerate adatte all'installazione di pannelli FV sono 16 (tabella 2.4). Queste 16 categorie sono state divise in 7 gruppi definiti in funzione della loro somiglianza e per ognuno di tali gruppi è stata condotta una campagna di misure campionarie (virtuale,

utilizzando QGIS) volta alla stima dei valori medi dei parametri SF , F_{AC} e F_{ANC} . Sono quindi stati stimati 7 valori medi per ognuno dei tre parametri considerati (tabella 2.5; la metodologia utilizzata per la stima dei valori medi è discussa nell'Appendice 2).

Tabella 2.4: Categorie di uso del suolo considerate adatte all'installazione di GPV e quindi inserite nelle classi B e C. La colonna "Gruppo" indica la divisione in gruppi utilizzata per il calcolo dei valori medi dei parametri SF , F_{AC} e F_{ANC} .

Codice DUSAF	Nome categoria	Gruppo	Codice DUSAF	Nome categoria	Gruppo
1412	Aree verdi incolte	1	222	Frutteti e frutti minori	5
2112	Seminativi arborati	2	223	Oliveti	
2311	Prati permanenti in assenza di specie arboree e arbustive		3221	Cespuglieti	
2312	Prati permanenti con presenza di specie arboree e arbustive sparse		3222	Vegetazione dei greti	
2111	Seminativi semplici	3	3223	Vegetazione degli argini sopraelevati	6
21131	Colture orticole a pieno campo	4	3241	Cespuglieti con presenza significativa di specie arbustive alte ed arboree	
2115	Orti famigliari		3242	Cespuglieti in aree agricole abbandonate	
221	Vigneti	5	213	Risaie	7

Tabella 2.5: Valori medi dei parametri SF , F_{AC} e F_{ANC} ottenuti dalla valutazione di 6 siti campione per ogni gruppo considerato.

Gruppo (uso del suolo)	Descrizione gruppo	SF [%]	F_{AC} [%]	F_{ANC} [%]
1	Aree verdi incolte	59,5	n.a	100
2	Seminativi arborati e prati permanenti	62,4	49,5	50,5
3	Seminativi semplici	92,7	100	n.a
4	Colture orticole e orti	49,8	80,7	19,3
5	Vigneti, frutteti e oliveti	90,6	100	0
6	Cespuglieti ecc.	33,9	n.a	100
7	Risaie	93,8	100	n.a

Mediante i parametri SF , F_{AC} e F_{ANC} e le aree ottenute in QGIS sono state quindi ottenute le aree adatte all'installazione fotovoltaica (tabella 2.6).

Tabella 2.6: Valori relativi alle aree complessive e adatte all'installazione di pannelli FV presenti nelle classi B e C.

Classe B					
Gruppo	Descrizione gruppo	Area: [km ²]	Area adatta [km ²]	Area adatta coltivata [km ²]	Area adatta non coltivata [km ²]
1	Aree verdi incolte	1,61	0,958	n.a	0,958
2	Seminativi arborati e prati permanenti	0,986	0,616	0,305	0,311
3	Seminativi semplici	9,575	8,877	8,877	n.a
4	Colture orticole e orti	0,258	0,128	0,104	0,025
5	Vigneti, frutteti e oliveti	0,168	0,152	0,152	n.a
6	Cespuglieti ecc.	1,202	0,408	n.a	0,408
7	Risaie	1,446	1,357	1,357	n.a
TOT	Totale aree in classe B	15,246	12,496	10,794	1,702
Classe C					
Gruppo	Descrizione gruppo	Area: [km ²]	Area adatta [km ²]	Area adatta coltivata [km ²]	Area adatta non coltivata [km ²]
1	Aree verdi incolte	4,072	2,423	n.a	2,423
2	Seminativi arborati e prati permanenti	1,968	1,229	0,608	0,621
3	Seminativi semplici	18,494	17,144	17,144	n.a
4	Colture orticole e orti	0,422	0,21	0,17	0,041
5	Vigneti, frutteti e oliveti	0,791	0,717	0,717	n.a
6	Cespuglieti ecc.	1,515	0,514	n.a	0,514
7	Risaie	0,727	0,682	0,682	n.a
TOT	Totale aree in classe C	27,99	22,919	19,321	3,598

Valori utilizzati per i parametri $N_{A.C}$ e $N_{A.NC}$

Per la stima della superficie fotovoltaica complessivamente installabile su una generica area (parametro A_{GPV}) è stata fatta distinzione tra il suolo coltivato e quello invece inutilizzato. Questa distinzione è stata fatta per considerare un minore utilizzo delle aree agricole rispetto a quelle inutilizzate.

I valori attribuiti ai parametri $N_{A.C}$ e $N_{A.NC}$ sono stati selezionati dalla letteratura dedicata allo studio della tecnologia agro-fotovoltaica ($N_{A.C}$) e all'analisi dimensionale delle installazioni fotovoltaiche ($N_{A.NC}$) (capitolo 1.2.3.1).

Per quanto riguarda il parametro $N_{A.C}$ sono stati utilizzati 3 diversi valori, ognuno rappresentativo di un diverso scenario:

- Scenario 1 (**SC_Campi_1**): i campi coltivati non vengono utilizzati per l'installazione di impianti fotovoltaici; il parametro $N_{A.C}$ assume valore 0.
- Scenario 2 (**SC_Campi_2**): i campi coltivati vengono utilizzati per l'installazione di classici impianti fotovoltaici a terra; le dimensioni delle installazioni sono quindi vincolate dalla normativa italiana (massimo 10% dell'area destinata ad uso agricolo). Il parametro $N_{A.C}$ viene quindi calcolato moltiplicando 0,1 alla media dei valori utilizzati per $N_{A.NC}$ (tabella 2.7).
- Scenario 3 (**SC_Campi_3**): i campi coltivati vengono sfruttati mediante installazioni agro-fotovoltaiche con cui si riesce a mantenere la produzione agricola dell'area; il parametro $N_{A.C}$ assume valore 0,25 (valore scelto dall'analisi della letteratura, capitolo 1.2.3.1).

Per quanto riguarda invece il parametro $N_{A.NC}$, che risulta uguale al prodotto tra i parametri **GSR** e **PF** (descritti nella parte di revisione bibliografica, capitolo 1.2.3.1), sono stati utilizzati 6 diversi valori.

Tali valori sono stati calcolati dalla combinazione dei valori scelti per i parametri **GSR** e **PF** (tabella 2.7).

Per quanto riguarda il Packing factor (**PF**) sono stati utilizzati due valori: il primo, pari a 0,4, risulta da calcoli puramente teorici (Martín-Chivelet, 2015) mentre il secondo, pari a 0,47, risulta dall'analisi di 12 impianti pugliesi (Semeraro et al., 2020).

Per il **GSR** sono stati invece utilizzati 3 valori: i primi due, pari a 0,7 e 0,85, sono gli estremi dell'intervallo indicato da Martín-Chivelet (2015) mentre l'ultimo, pari a 0,47, è il risultato dell'analisi di diversi impianti realizzati negli USA (Campbell et al., 2013).

Per ognuno dei 3 diversi scenari relativi allo sfruttamento dei campi coltivati (che si differenziano per il valore del parametro $N_{A.C}$ utilizzato), sono quindi stati calcolati 6 differenti valori di superficie FV complessivamente installabile (ottenuti utilizzando i 6 diversi valori del parametro $N_{A.NC}$). La generazione di questi 6 diversi valori è dovuta all'incertezza con cui vengono scelti i parametri con cui si descrive la quantità di FV installabile su una generica area non coltivata.

Tabella 2.7: Valori dei parametri $N_{A.NC}$ e $N_{A.C}$ utilizzati nel calcolo della superficie fotovoltaica complessivamente installabile nelle fasce di rispetto di autostrade e ferrovie.

$N_{A.NC} \left[\frac{m_{FV}^2}{m_{A.NC}^2} \right]$	$N_{A.C} \left[\frac{m_{FV}^2}{m_{A.C}^2} \right]$
0,188	0
0,221	
0,28	0,0293
0,329	
0,34	0,25
0,3995	

2.1.1.1.4) Stima dell'irraggiamento normale alla superficie dei pannelli (parametro G)

Tutti gli impianti fotovoltaici di cui è stata valutata l'installazione sono stati considerati composti da pannelli ottimamente inclinati e orientati (impianti fotovoltaici ben progettati). Da ciò ne deriva che il valore di irraggiamento cumulato annuo diretto alla superficie dei pannelli (G) coincide con la DNI (introdotta nel capitolo 1.2.1) riportata da PVGIS (2020).

Visto che la sfruttabilità (parametro $A_{G_{PV}}$ dell'espressione (2.3)) di ognuno dei 7 gruppi di uso del suolo è diversa, il calcolo della produzione fotovoltaica complessivamente ottenibile dalle autostrade lombarde è stato effettuato sommando i singoli contributi di ogni gruppo.

Per ognuno dei 7 gruppi di uso del suolo è stato infatti calcolato, a partire dai valori di DNI forniti da PVGIS, il valore medio dell'irraggiamento cumulato annuo (kWh m^{-2}) presente sulle aree comprese nel gruppo stesso. Il valore di DNI medio ottenuto per ogni gruppo è stato quindi utilizzato nei conti relativi alle aree comprese in quel dato gruppo. Tale procedura è stata adottata in quanto non è possibile conoscere con maggiore precisione la posizione dei pannelli fotovoltaici (non è possibile calcolare il valore medio di irradianza sulla superficie dei pannelli).

2.1.1.2) Barriere antirumore

La posizione delle barriere antirumore presenti sulle autostrade lombarde è stata determinata manualmente tramite l'utilizzo del software Google earth e del tool "street view". Grazie a questi strumenti sono stati "percorsi" tutti gli oltre 700 km di autostrade in cerca delle barriere presenti.

In questo modo è stato possibile creare un file vettoriale lineare contenente la posizione e la lunghezza di tutte le barriere antirumore "incontrate".

La scelta di utilizzare una metodologia di raccolta dati tanto dettagliata e impegnativa è stata dettata dall'impossibilità di reperire, sui siti delle società gestori delle autostrade lombarde, shapefile contenenti la corretta ubicazione delle barriere antirumore.

Tramite QGIS, è stato quindi realizzato un file vettoriale contenente tutte le barriere antirumore installate nella regione (per un totale di circa 205 km di barriere, figura 2.3).

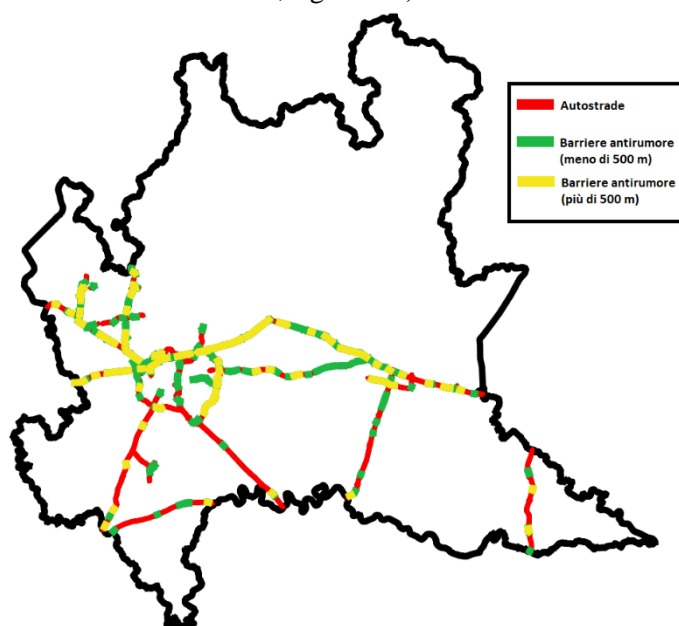


Figura 2.3: Barriere antirumore individuate tramite Google earth (street view).

2.1.1.2.1) Stima della superficie fotovoltaica installabile (parametro A_{FV})

Per stimare la superficie fotovoltaica installabile sulle barriere antirumore identificate è stata utilizzata l'espressione:

$$A_{FV} = L * A_{PVNB} \quad (2.5)$$

in cui:

- $A_{FV} [m_{FV}^2]$: superficie di pannelli FV installabile;
- $L [m_{BAR}]$: lunghezza complessiva delle barriere presenti, il cui valore è stato calcolato dallo shapefile realizzato tramite l'utilizzo di Google earth (street view);
- $A_{PVNB} \left[\frac{m_{FV}^2}{m_{BAR}} \right]$: valore medio di superficie fotovoltaica installabile per unità di lunghezza delle barriere studiate.

Per il parametro A_{PVNB} sono stati utilizzati 3 diversi valori: 1, 1,5 e 2. Questi sono stati selezionati da un'analisi conservativa dei valori proposti in letteratura (Goetzberger et al., 1999; Meppelink, 2015; Wang, 2020, capitolo 1.2.3.2).

2.1.1.2.2) Stima dell'irraggiamento normale alla superficie dei pannelli (parametro G)

L'irraggiamento normale alla superficie dei pannelli FV (parametro G) varia con l'inclinazione e l'orientamento degli stessi.

Nello studiare le PVNB è stato considerato che l'orientamento dei pannelli FV sia fissato e definito dall'orientamento delle barriere su cui vengono montati.

Per quanto riguarda la loro inclinazione sono invece state considerate due differenti possibilità di installazione: la prima consiste nell'implementare i pannelli con l'inclinazione che ne massimizza la produzione e la seconda consiste nel fissarli alla parete laterale delle barriere (PVNB di tipo C figura 1.1. capitolo 1.1.1.1).

Le stime di produzione energetica sono state quindi svolte considerando che le PVNB siano implementate o tutte in un modo o tutte nell'altro.

I risultati ottenuti in questi due scenari (che sono quelli in cui si ottiene il massimo e il minimo della produzione energetica possibile) permettono di ottenere varie indicazioni circa le reali potenzialità delle PVNB in Lombardia.

Il valore di G è stato quindi stimato tenendo conto sia dell'orientamento sia dell'inclinazione dei pannelli fotovoltaici installati:

$$G_{i,j} = GHI * F_{REND,i,j} \quad (2.6)$$

In cui:

- $G_{i,j} \left[\frac{kWh}{m^2} \right]$: irraggiamento cumulato annuo normale alla superficie dei pannelli FV caratterizzati dall'orientamento i-esimo (5 possibilità) e dall'inclinazione j-esima (2 possibilità);
- $GHI \left[\frac{kWh}{m^2} \right]$: irraggiamento calcolato su una superficie orizzontale (valori presi dai dati PVGIS, 2020);
- $F_{REND,i,j} [-]$: fattore di rendimento di un pannello FV caratterizzato dall'orientamento i-esimo (5 possibilità) e dall'inclinazione j-esima (2 possibilità) (Meppelink, 2015).

Il parametro G assume quindi un valore diverso a seconda dell'inclinazione dei pannelli e a seconda del loro orientamento (e quindi dell'orientamento delle barriere su cui sono montati).

Ritagliando (su QGIS) il layer relativo al GHI (PVGIS, 2020) nei dintorni delle barriere antirumore è stato possibile calcolare il valore medio di irraggiamento cumulato annuo presente sulle future PVNB lombarde (GHI nell'espressione (2.6)).

“I dintorni” delle barriere antirumore sono stati realizzati sottoforma di shapefile poligonale attraverso il calcolo di un buffer di larghezza 1 metro dal file lineare delle barriere antirumore presenti. Il valore di GHI calcolato è quindi quello medio influente su una fascia di terreno larga 2 metri e centrata sulle barriere antirumore.

Da tale valore è stato poi calcolato l'irraggiamento normale alla superficie dei pannelli considerati nelle installazioni (G). Tale calcolo è stato effettuato in maniera analoga a quanto fatto da Meppelink (2015), e cioè mediante l'utilizzo del fattore di resa ($F_{REND,i,j}$ espressione (2.6)), definito come il rapporto tra l'irraggiamento calcolato sulla superficie inclinata e GHI ($\frac{G}{GHI}$).

$F_{REND,i,j}$ varia in funzione dell'orientamento del pannello (angolo azimutale), della sua inclinazione e della sua latitudine (variazione ridotta in Lombardia).

Per tenere conto delle variazioni dovute all'orientamento dei pannelli, l'intera rete autostradale è stata divisa in tratti di 100 metri di cui è stato calcolato l'orientamento (classificato in 16 gruppi).

L'orientamento delle barriere è stato considerato uguale a quello del tratto stradale su cui sono posizionate.

L'orientamento dei pannelli FV montati sulle barriere è stato invece considerato come ruotato di 90° rispetto a quello del tratto stradale interessato (figura 2.4).

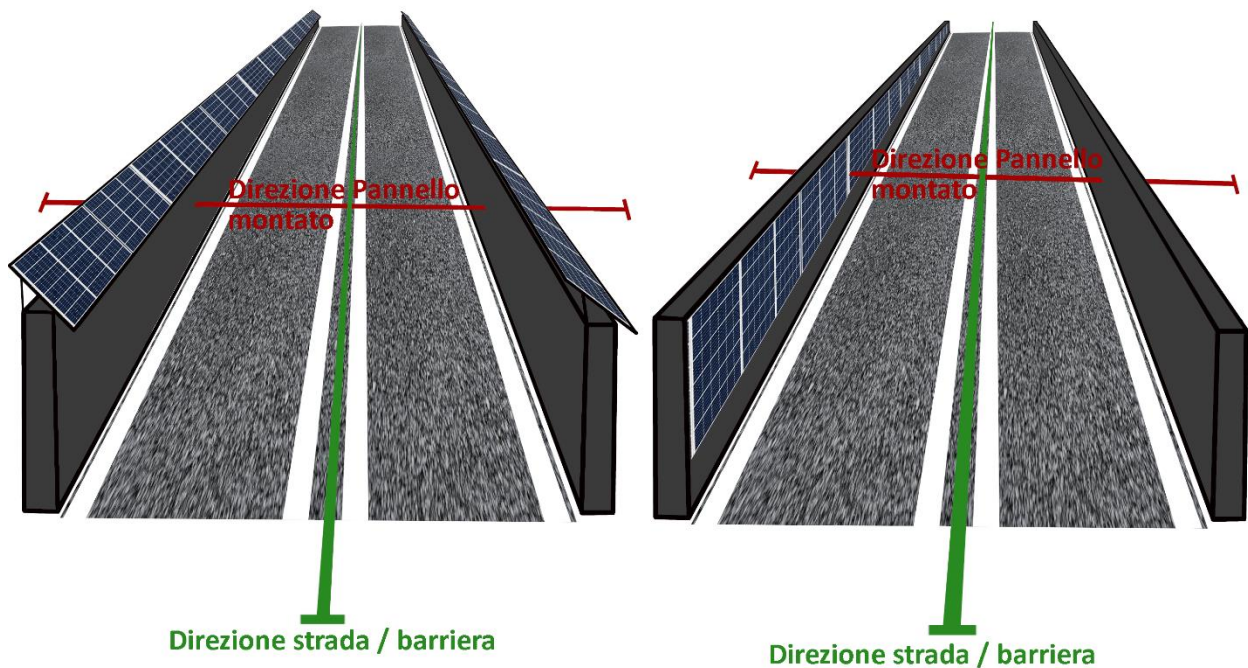


Figura 2.4: Schematizzazione delle direzioni considerate nello studio delle PVNB.

Poiché i moduli FV possono essere installati sia fronte strada sia nel verso opposto, il parametro $F_{REND,i,j}$ relativo a tutte le direzioni orientate verso nord è stato considerato uguale a quello relativo alla direzione opposta (si considera l'installazione dei pannelli in modo da massimizzarne la produzione, e quindi orientandoli sempre più verso sud).

I valori di tale parametro sono inoltre uguali per le direzioni simmetriche all'orientamento sud (cioè $E=O$, $SE=SO$, ecc.).

Ai 16 orientamenti possibili per le strade/barriere corrispondono così solo 5 orientamenti possibili per i pannelli FV installati (tabelle 2.8 e 2.9).

Siccome il fattore di rendimento varia anche in base alla posizione (latitudine), sono stati calcolati dei valori medi di $F_{REND,i,j}$ relativi alle due inclinazioni considerate e ai 5 orientamenti possibili. Tale calcolo è stato condotto utilizzando il calcolatore web di PVGIS in 10 diverse posizioni scelte casualmente nella regione Lombardia (Meppelink, 2015).

PVNB con pannelli ottimamente inclinati

In tabella 2.8 sono riportati i valori medi di F_{REND} ottenuti dal calcolo dello stesso parametro in 10 posizioni scelte casualmente in Lombardia.

Tabella 2.8: Valori di inclinazione e del fattore di rendimento ottimali ottenuti per ogni orientamento possibile dei pannelli FV.

Direzione		Angolo di inclinazione ottimale [°]	F_{REND} (G/GHI)
Tratto strada / barriera	Pannello montato		
S/N	E/W	0	1,000
N-NE/N-NW/S-SE/S-SW	W-SW/E-SE	24	1,054
NE/NW/SE/SW	SE/SW	33	1,120
E-NE/E-SE/W-NW/W-SW	S-SE/S-SW	36	1,164
E/W	S	37	1,172

Ognuna delle 5 diverse possibilità con cui risultano orientati i pannelli FV installati risulta quindi caratterizzata da uno specifico angolo di inclinazione ottimale e da un fattore di rendimento.

Grazie ai valori di F_{REND} , per ciascun orientamento è stato calcolato il valore medio dell'irraggiamento normale alla superficie dei pannelli ottimamente inclinati installati sopra le barriere (parametro G espressione (1)). Tale calcolo è stato effettuato moltiplicando il fattore di rendimento relativo ad una classe di orientamento per il GHI medio calcolato nei "dintorni" delle barriere antirumore caratterizzate dallo stesso orientamento (espressione (2.6)).

PVNB con pannelli montati verticalmente sulle pareti delle barriere

Il calcolo è stato condotto in maniera analoga, la differenza risiede però nei valori assunti dai fattori di resa relativi alle varie classi di orientamento. Questi sono stati calcolati come visto per le PVNB con pannelli ottimamente inclinati (PVGIS, 2020) ma mantenendo una inclinazione fissata di 90° (tabella 2.9).

Tabella 2.9: Valori del fattore di rendimento ottenuti per ogni orientamento possibile dei pannelli FV.

Direzione		Angolo di inclinazione [°]	F_{REND} (G/GHI)
Tratto strada / barriera	Pannello montato		
S/N	E/W	90	0,588
N-NE/N-NW/S-SE/S-SW	W-SW/E-SE	90	0,710
NE/NW/SE/SW	SE/SW	90	0,778
E-NE/E-SE/W-NW/W-SW	S-SE/S-SW	90	0,814
E/W	S	90	0,817

2.1.1.2.3) Valutazione degli ombreggiamenti

Le stime di produzione energetica e potenza fotovoltaica così ottenute non tengono conto degli effetti di ombreggiamento dovuti a edifici e/o alberi circostanti, i quali potrebbero ridurre il numero di siti idonei all'implementazione di PVNB. Per ottenere una stima dettagliata di questo effetto sarebbe necessaria un'ispezione in loco. Secondo quanto suggerito da Nordmann et al.(2000) e Bellucci et al. (2003), al fine di prevedere valori più realistici (e conservativi) può però essere applicato un coefficiente di scala pari a 0,7.

2.1.1.3) Altre possibilità di applicazione sulle autostrade

2.1.1.3.1) Strutture/tetti a copertura delle autostrade

La possibilità di applicazione di pannelli FV installati sopra strutture a copertura delle autostrade è stata studiata in maniera semplificata e con il solo scopo di fornire una prima panoramica relativa alla sua potenzialità di produzione fotovoltaica. In tale studio sono state quindi considerate diverse semplificazioni.

La prima consiste nell'aver ipotizzato che tutte le autostrade lombarde siano composte da due corsie per senso di marcia (tipologia più diffusa in Italia, rappresentanti circa il 71,3% del totale; AISCAT 2019).

Sopra a tali autostrade è stata poi considerata la realizzazione di strutture che coprono tutta la superficie autostradale (compreso lo spazio tra le due carreggiate), la quale è stata considerata larga quanto un tipico tratto autostradale localizzato in contesto extra-urbano (e cioè 25 metri, dal Decreto del 5 novembre 2001 del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti: "Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade").

Le altre due grandi semplificazioni consistono nell'aver considerato che l'installazione dei pannelli FV:

- avvenga solo orizzontalmente sopra i tetti di copertura (con 0° di inclinazione);
- avvenga coprendo interamente la superficie dei tetti di copertura (1 m^2 di FV installato per m^2 di tetto di copertura della strada).

Per eseguire la stima della produzione fotovoltaica è stata utilizzata l'espressione (2.2) (capitolo 2.1) in cui:

- A_{FV} è stata come detto considerata pari alla superficie totale delle autostrade lombarde (se considerate tutte larghe quanto necessario ad avere due corsie per senso di marcia).
- G è stato stimato direttamente dai dati di GHI forniti da PVGIS (2020); è stato utilizzato il valore medio di GHI presente sulle autostrade lombarde.

Il file vettoriale poligonale da cui è stato estratto il valore delle superfici installate sopra le autostrade A_{FV} (e su cui è stato calcolato il valore medio dell'irraggiamento cumulato annuo, G) è stato ottenuto calcolando un buffer di 12,5 metri a partire dal file lineare delle autostrade lombarde scaricabile da geoportale della regione Lombardia (file denominato "Autostrade" e presente nel dataset "Strade, ferrovie e metropolitane Lombardia"), a cui sono però stati cancellati manualmente i tratti in galleria.

2.1.1.3.2) Strade composte da celle fotovoltaiche

Anche lo studio di tale applicazione si è limitato ad una prima approssimata valutazione del potenziale di produzione ottenibile.

La semplificazione adottata nella rappresentazione delle autostrade lombarde è la stessa considerata nel caso dei tetti di copertura stradale: tutti gli oltre 700 km di autostrade (esclusi quelli in galleria) sono stati considerati composti da due corsie per senso di marcia.

La superficie FV ottenibile è stata quindi stimata considerando che l'intera rete lombarda installasse la larghezza corrispondente a 4 corsie in superficie stradale composta di celle fotovoltaiche.

La larghezza di ogni corsia autostradale corrisponde almeno a 3,75 m (Decreto del 5 novembre 2001, MIT), 4 corsie corrispondono quindi a 15 metri.

La stima della produzione fotovoltaica è stata effettuata utilizzando l'espressione (2.2) (capitolo 2.1).

Il file vettoriale poligonale da cui è stato estratto il valore delle superfici di strada fotovoltaica installate A_{FV} (e su cui è stato calcolato il valore medio dell'irraggiamento cumulato annuo, G) è stato ottenuto calcolando un buffer di 7,5 metri a partire dal file lineare delle autostrade lombarde scaricabile dal geoportale regionale (a cui sono stati cancellati manualmente i tratti in galleria).

Siccome non vi sono ancora informazioni certe riguardo alle efficienze di conversione energetica raggiungibili da tale tecnologia, il calcolo è stato effettuato utilizzando diversi valori di $\eta_{FV,STC}$ e PR (alcuni più ottimistici di altri).

2.1.2) Ferrovie

Come fatto per le autostrade, anche per lo studio degli oltre 2.000 km di ferrovie lombarde sono state considerate con maggiore attenzione solo le prime due applicazioni presentate al capitolo 1.1.1 (GPV a bordo strada e PVNB).

Le potenzialità produttive dell'implementazione di tetti a copertura delle linee ferroviarie lombarde sono state studiate solo in maniera molto rapida e approssimata (capitolo 2.1.2.3).

2.1.2.1) Fotovoltaico nelle fasce di rispetto

La stima della potenza installabile e della produzione potenzialmente ottenibile dall'implementazione di pannelli FV a bordo binari è stato condotto in maniera analoga a quanto fatto per le aree a bordo autostrada (capitolo 2.1.1.1).

2.1.2.1.1) Fasce di rispetto ferroviarie

Per le ferrovie è stato scelto di studiare la possibilità di installare pannelli FV in una fascia di terreno larga 30 metri dal limite dei binari più esterni (sia nei centri abitati che fuori). Tale scelta è stata presa in quanto questa è la fascia di terreno su cui è vietata la costruzione, ricostruzione o l'ampliamento di edifici o manufatti di qualsiasi specie (articolo 49 del D.P.R. 753 del 1980). In queste aree è quindi assicurato che in futuro non verranno costruiti ingombri voluminosi che possano impedire il corretto inserimento di pannelli fotovoltaici (se non da parte dell'ente gestore della ferrovia).

L'area compresa nelle fasce di rispetto ferroviarie è stata ricavata (da QGIS 3.16.0) tramite i dati scaricati dal sito del geoportale della regione Lombardia.

Il procedimento utilizzato per la creazione di uno shapefile poligonale rappresentante le fasce di rispetto ferroviarie della regione Lombardia è riportato nell'Appendice 1.

2.1.2.1.2) Riassunto metodologia utilizzata (da capitolo 2.1.1.1)

Valutazione delle aree nelle fasce di rispetto e selezione siti ottimali

Una volta identificate le aree su cui concentrare lo studio, queste sono state divise in 3 classi in base al loro grado di adeguatezza all'installazione fotovoltaica (classi A, B e C; Obane et al., 2020).

I valori di area contenuti in ciascuna classe sono riportati in tabella 2.10 (valori calcolati come descritto in Appendice 1).

Tabella 2.10: Divisione delle aree in esame nelle 3 classi in funzione del grado di adeguatezza all'installazione fotovoltaica.

Classe	Descrizione	Area [km ²]	%
A	Aree non adeguate al FV	60,838	55,2
B	Aree adeguate ma protette	16,238	14,7
C	Aree adeguate e non protette	33,187	30,1
Totale		110,26	100

Lo studio è stato condotto solo sulle aree comprese nelle classi B e C, le quali sono caratterizzate da un uso del suolo adeguato all'installazione fotovoltaica. Queste ultime sono risultate caratterizzate dalle stesse 16 tipologie di uso del suolo presenti nelle fasce di rispetto autostradali (tabella 2.4 capitolo 2.1.1.1.3).

Stima della superficie fotovoltaica installabile (parametro A_{FV})

Per stimare la superficie di FV installabile sulle aree caratterizzate dai diversi usi del suolo sono state utilizzate le espressioni (2.3) e (2.4) del capitolo 2.1.1.1.3.

I valori medi dei parametri SF , $F_{A.C}$ e $F_{A.NC}$ sono stati calcolati per ognuno dei 7 diversi gruppi in cui sono state raggruppate le aree studiate (tabella 2.11; la metodologia di calcolo è descritta in Appendice 2):

Tabella 2.11: Valori medi dei parametri SF , $F_{A.C}$ e $F_{A.NC}$ ottenuti dalla valutazione di 6 siti campione per ogni gruppo considerato.

Gruppo (uso del suolo)	Descrizione gruppo	SF [%]	$F_{A.C}$ [%]	$F_{A.NC}$ [%]
1	Aree verdi incolte	67.17	n.a	100
2	Seminativi arborati e prati permanenti	77.08	75,04	24,96
3	Seminativi semplici	85.96	100	n.a
4	Colture orticole e orti	77.93	97,46	2,54
5	Vigneti, frutteti e oliveti	79.05	100	n.a
6	Cespuglieti ecc.	19.55	n.a	100
7	Risaie	92.88	100	n.a

Mediante i parametri SF , $F_{A.C}$ e $F_{A.NC}$ e le aree calcolate in QGIS sono state quindi ottenute le aree adatte all'installazione fotovoltaica (tabella 2.12).

Tabella 2.12: Valori relativi alle aree complessive e adatte all'installazione di pannelli FV presenti nelle classi B e C.

Classe B					
Gruppo	Descrizione gruppo	Area: [km ²]	Area adatta [km ²]	Area adatta coltivata [km ²]	Area adatta non coltivata [km ²]
1	Aree verdi incolte	0.665	0.447	n.a	0.447
2	Seminativi arborati e prati permanenti	1.243	0.958	0.719	0.239
3	Seminativi semplici	9.877	8.491	8.491	n.a
4	Colture orticole e orti	0.350	0.273	0.266	0.007
5	Vigneti, frutteti e oliveti	0.576	0.455	0.455	n.a
6	Cespuglieti ecc.	1.264	0.247	n.a	0.247
7	Risaie	2.262	2.101	2.101	n.a
TOT	Totale aree in classe B	16.238	12.973	12.033	0.940
Classe C					
Gruppo	Descrizione gruppo	Area: [km ²]	Area adatta [km ²]	Area adatta coltivata [km ²]	Area adatta non coltivata [km ²]
1	Aree verdi incolte	2.022	1.358	n.a	1.358
2	Seminativi arborati e prati permanenti	5.234	4.035	3.028	1.007
3	Seminativi semplici	19.974	17.171	17.171	n.a
4	Colture orticole e orti	0.662	0.516	0.503	0.013
5	Vigneti, frutteti e oliveti	0.587	0.464	0.464	n.a
6	Cespuglieti ecc.	2.167	0.424	n.a	0.424
7	Risaie	2.541	2.360	2.360	n.a
TOT	Totale aree in classe C	33.187	26.327	23.525	2.802

I valori utilizzati per i parametri $N_{A.C}$ e $N_{A.NC}$ sono invece stati gli stessi utilizzati nello studio delle autostrade (presentati al capitolo 2.1.1.1.3; 3 valori per $N_{A.C}$ e 6 valori per $N_{A.NC}$).

Stima dell'irraggiamento normale alla superficie dei pannelli (parametro G)

Tutti gli impianti fotovoltaici di cui è stata valutata l'installazione sono stati considerati composti da pannelli ottimamente inclinati e orientati. Da ciò ne deriva che il valore di irraggiamento cumulato annuo diretto alla superficie dei pannelli (G) coincide con la DNI (introdotta nel capitolo 1.2.1) riportata da PVGIS (2020).

La stima della produzione fotovoltaica complessivamente ottenibile dalle ferrovie lombarde è stata condotta in maniera distinta sulle aree caratterizzate da diversi valori del parametro A_{GPV} . Il valore di G utilizzato nell'espressione (2.2) (capitolo 2.1) è stato infatti calcolato come media (pesata sull'area) dell'irraggiamento cumulato annuo influente sulle sole aree caratterizzate da uguale valore di A_{GPV} .

2.1.2.2) Barriere antirumore

Anche per le ferrovie non è stato possibile ottenere file vettoriali contenenti la posizione e la dimensione delle barriere antirumore presenti sui tratti gestiti dalle diverse società operative in Lombardia.

Se per le autostrade tale problema è stato risolto utilizzando il tool “street view” di Google earth, per le ferrovie ciò non è possibile.

Sono state quindi contattate le due società gestori delle ferrovie operanti in Lombardia, queste sono:

- FerrovieNord, la cui rete si estende su circa 331 km di linee;
- Rete Ferroviaria Italiana (RFI), la cui rete si estende su circa 1.740 km di linee.

Da FerrovieNord sono state ottenute informazioni relative alla posizione e alla lunghezza delle barriere antirumore attualmente presenti sulla rete. Tali informazioni si limitano però ad indicare il comune in cui è posizionata la barriera (tabella 2.13).

Tabella 2.13: Informazioni ottenute relative alle barriere presenti sulla rete FerrovieNord (fonte: FerrovieNord).

Località	Lunghezza barriera (m)
Milano Cadorna - Bovisa	2.038
Vanzaghello/Magnago	1.248
Milano Cadorna	33
Camnago	237
Milano Quarto Oggiaro	100
Milano - Affori	160
Rescaldina	360
Novate	462,5
Saronno - Seregno	3.914
Castano - Turbigo	3.195,3
Cesano Maderno	42
Cormano- Cusano	399
Como Lago	27
Totale	12.215.8

Grazie a questi dati è stato disegnato uno shapefile in cui le barriere antirumore della rete FerrovieNord sono state rappresentate tramite linee georeferenziate.

Tale file è stato realizzato utilizzando sia immagini satellitari sia il tool “street view” di Google earth (usato per osservare la zona studiata dalle strade vicine ai binari, quando presenti).

Per quanto riguarda RFI, invece, gli unici dati che è stato possibile ottenere sono relativi all'estensione totale delle barriere antirumore di cui è stata pianificata la realizzazione in tutto il territorio italiano.

La stima della potenza installabile e della produzione ottenibile dall'installazione di pannelli FV sulle barriere antirumore presenti nelle ferrovie lombarde è stata quindi condotta in due fasi separate:

- la prima è stata dedicata allo studio delle barriere presenti sulla rete FerrovieNord (su cui si hanno informazioni riguardo la posizione e la dimensione);
- la seconda è stata dedicata invece allo studio delle barriere presenti sulla rete RFI (su cui non si hanno informazioni disaggregate e relative allo stato di fatto).

Valutazione degli ombreggiamenti

Come le stime condotte per quelle autostradali, anche le stime relative alle barriere ferroviarie non tengono conto degli effetti di ombreggiamento dovuti a edifici e/o alberi circostanti. Anche in questo caso è stato quindi applicato un coefficiente di scala conservativo pari a 0,7 (Nordmann et al., 2000; Bellucci et al., 2003).

2.1.2.2.1) Rete FerrovieNord

Lo studio delle barriere presenti nella rete FerrovieNord, risultate lunghe circa 12,22 km, è stato condotto in maniera analoga a quanto descritto per le autostrade (capitoli 2.1.1.2.1 e 2.1.1.2.2).

Avendo informazioni circa la loro posizione è infatti stato possibile calcolare sia il loro orientamento sia l'irraggiamento solare medio a cui sono soggette. È stato così possibile valutarne la produzione stimando in maniera precisa l'irraggiamento normale ai pannelli (utilizzando i fattori di rendimento dipendenti dall'orientamento del pannello e dalla sua inclinazione e l'espressione (2.6)).

La superficie fotovoltaica installabile su tali barriere è stata considerata uguale a quella installabile sulle barriere autostradali (valori del parametro A_{PVNB} espressione (2.5)).

2.1.2.2.2) Rete RFI

Vista la mancanza di informazioni utili riguardo le barriere presenti sulla rete RFI lombarda, i risultati ottenuti dalle barriere FerrovieNord sono stati utilizzati per formulare delle stime di produzione (e potenza installabile) relative all'utilizzo delle barriere RFI. Tali stime sono state condotte utilizzando tre diverse metodologie.

Metodologia 1: considerando l'intera rete ferroviaria

Nella prima metodologia utilizzata la lunghezza delle barriere presenti sulla rete RFI è stata stimata tramite una semplice proporzione con le barriere presenti nella rete RFI:

$$L_{B,RFI,L} = \frac{L_{B,FNM}}{L_{FNM}} * L_{RFI,L} \quad (2.7)$$

in cui:

- $L_{B,RFI,L}$ = lunghezza stimata delle barriere pianificate sulla rete RFI Lombarda;
- $L_{B,FNM}$ = lunghezza delle barriere presenti sulle tratte FerrovieNord (12,2 km);
- L_{FNM} = lunghezza della rete FerrovieNord (esclusi i tratti in galleria);
- $L_{RFI,L}$ = lunghezza della rete RFI lombarda (esclusi i tratti in galleria).

Dalla lunghezza stimata per le barriere RFI è stata poi stimata la superficie fotovoltaica installabile (attraverso il parametro A_{PVNB} e l'espressione (2.5)).

Per la stima della produzione energetica ottenibile dalle barriere RFI così ottenute sono stati utilizzati due diversi procedimenti.

Procedimento 1:

Il primo consiste nel dividere le due diverse produzioni ottenibili installando pannelli FV sulle barriere FerrovieNord per la lunghezza delle stesse barriere (le produzioni sono due in quanto relative a due diverse modalità di installazione/inclinazione dei pannelli sulle PVNB).

Si ottengono così 2 valori che esprimono la massima e la minima produzione energetica ottenibile per unità di lunghezza delle barriere FerrovieNord. Tali valori di produzione specifica delle barriere sono stati moltiplicati per la lunghezza delle barriere RFI calcolata in precedenza; si è calcolato così il massimo e il minimo ottenibile da queste ultime.

Procedimento 2:

Il secondo procedimento è identico al primo, con l'unica differenza che i valori di produzione e potenza installabile ottenuti per le barriere RFI vengono pesati attraverso un parametro calcolato al fine di considerare le differenti condizioni di irraggiamento solare presenti sulle due reti ferroviarie (FerrovieNord e RFI).

Tale parametro, chiamato parametro P_{GHI} , è stato calcolato dividendo l'irradianza media influente sulla rete FerrovieNord per quella influente sulla rete RFI (entrambi tali valori sono stati calcolati su QGIS utilizzando i dati di irradianza forniti da PVGIS).

Metodologia 2: considerando solo la rete ferroviaria compresa in ambiti urbani

La seconda metodologia si differenzia dalla prima solo per il fatto che le lunghezze delle reti considerate nell'espressione (2.7) (L_{FNM} e $L_{RFI,L}$) sono qui solo quelle dei tratti delle stesse che ricadono vicino a centri abitati. Questi ultimi sono infatti i tratti più facilmente dotati di barriere antirumore.

Per identificare gli ambiti urbani del territorio è stato utilizzato il file DUSAF 6.0 della regione Lombardia, da questo sono state estratte le aree caratterizzate dagli usi del suolo riportati in tabella 2.14.

Tabella 2.14: Categorie di uso del suolo selezionate per identificare i tratti di ferrovie più facilmente dotati di barriere antirumore (da DUSAF Lombardia).

Codice DUSAF	Nome
1111	tessuto residenziale denso
1112	tessuto residenziale continuo mediamente denso
1121	tessuto residenziale discontinuo
1122	tessuto residenziale rado e nucleiforme
1123	Tessuto residenziale sparso
1211	Insedimenti industriali, artigianali, commerciali e agricoli con spazi annessi
1212	insediamenti di grandi impianti di servizi pubblici e privati
1411	parchi e giardini
1421	impianti sportivi
1422	campeggi e strutture turistiche

I tratti ferroviari che distano meno di 50 metri da tali aree sono stati identificati e considerati nella procedura attraverso cui stimare la lunghezza delle barriere antirumore presenti sulla rete RFI e la loro minima e massima produzione energetica (e minima e massima potenza installabile).

Metodologia 3: calcolando la lunghezza di barriere RFI dal totale nazionale

In tale metodologia la lunghezza di barriere presenti sulla rete RFI lombarda è stata stimata considerando che le barriere antirumore pianificate per l'intera rete RFI nazionale (unico dato in possesso) siano distribuite in maniera omogenea su tutta la rete italiana.

Calcolando così il rapporto tra i km di linea RFI in Lombardia e i km di linea RFI in tutta Italia è stato possibile ottenere un parametro attraverso cui stimare la lunghezza delle barriere antirumore che sono pianificate sulle sole linee RFI lombarde:

$$L_{B,RFI,L} = \frac{L_{RFI,L}}{L_{RFI,I}} * L_{B,RFI,I} \quad (2.8)$$

In cui:

- $L_{B,RFI,L}$ = lunghezza stimata delle barriere pianificate sulla rete RFI Lombardia;
- $L_{RFI,L}$ = lunghezza della rete RFI in Lombardia;
- $L_{RFI,I}$ = lunghezza della rete RFI in Italia;

- $L_{B,RFI,I}$ = lunghezza (documentata da RFI) delle barriere pianificate sulla rete RFI italiana.

Dalla lunghezza di barriere pianificate sulla rete RFI lombarda (attraverso il parametro A_{PVNB} e l'espressione (5)) è stata stimata la superficie fotovoltaica installabile (da cui la potenza corrispondente).

Per la stima della produzione ottenibile dalle barriere RFI così ottenute sono stati utilizzati i due procedimenti riportati nella metodologia 1.

2.1.2.3) Strutture/tetti a copertura delle ferrovie

La possibilità di applicazione di pannelli FV installati sopra strutture a copertura delle ferrovie è stata studiata in maniera semplificata e con il solo scopo di fornire una prima panoramica relativa alla sua potenzialità di produzione fotovoltaica. In tale studio sono state quindi considerate diverse semplificazioni.

La prima consiste nell'aver ipotizzato che tutte le ferrovie lombarde siano composte da due linee di binari. Sopra a tali linee è stata poi considerata la realizzazione di strutture che coprano tutta la superficie ferroviaria (compreso lo spazio tra i diversi binari). Questa superficie è stata stimata considerando uno scartamento ferroviario di 1.435 mm (distanza tra le rotaie), uno spazio che separa le due linee di binari largo 3 metri e 2 metri di larghezza esternamente alle diverse linee (per una larghezza complessiva di 9,87 metri, i quali sono stati arrotondati a 10 metri).

Le altre due grandi semplificazioni consistono nell'aver considerato che l'installazione dei pannelli FV:

- avvenga solo orizzontalmente sopra i tetti di copertura (con 0° di inclinazione);
- avvenga coprendo interamente la superficie dei tetti di copertura (1 m² di FV installato per m² di tetto di copertura della ferrovia).

Per eseguire la stima della produzione fotovoltaica è stata utilizzata l'espressione (2.2) (capitolo 2.1) in cui:

- A_{FV} è stata come detto considerata pari alla superficie totale delle ferrovie lombarde (se considerate tutte larghe 10 metri).
- G è stato stimato direttamente dai dati di GHI forniti da PVGIS (2020); è stato utilizzato il valore medio di GHI presente su tutte le ferrovie lombarde.

Il file vettoriale poligonale da cui è stato estratto il valore delle superfici installate sopra le autostrade A_{FV} (e su cui è stato calcolato il valore medio dell'irraggiamento cumulato annuo, G) è stato ottenuto calcolando un buffer di 5 metri a partire dal file lineare delle ferrovie lombarde scaricabile da geoportale della regione Lombardia (file denominato "Ferrovie" e presente nel dataset "Strade, ferrovie e metropolitane Lombardia"), a cui sono però stati cancellati manualmente i tratti in galleria..

2.1.3) Aeroporti

L'installazione dei pannelli fotovoltaici negli spazi aeroportuali è stata considerata possibile in tre diversi modi (capitolo 1.1.3): a terra negli spazi verdi inutilizzati, sui tetti degli edifici e su tettoie costruite a copertura dei parcheggi.

La progettazione di impianti fotovoltaici negli aeroporti (ASPV) va, come visto al capitolo 1.1.3, condotta in modo da evitare ogni impatto sulle attività dello stesso (abbagliamento, interferenze di segnale e ingombro alle operazioni).

La scelta delle modalità con cui installare i pannelli FV (inclinazione e orientamento per evitare abbagliamento, selezione siti adatti per evitare ingombro) è quindi diversa per ogni aeroporto.

Lo studio dell'abbagliamento causato da un impianto ASPV va infatti condotto caso per caso. Lo stesso vale per la selezione dei siti in cui poter installare impianti senza causare ingombro. Questo tipo di studio di dettaglio va al di là degli scopi della presente tesi.

La stima della produzione energetica e della potenza installabile è stata condotta in tre diversi scenari di sfruttamento e ipotizzando due diverse modalità di installazione dei pannelli FV.

Valutazione dell'inclinazione e dell'orientamento adeguati

Per tenere conto delle limitazioni che possono essere causate dalla necessità di evitare abbagliamenti (che andrebbero studiate in maniera approfondita caso per caso) è stata stimata la produzione potenzialmente ottenibile da due possibili modalità di installazione dei pannelli FV.

La prima stima è stata condotta ipotizzando che tutti i pannelli siano installati con un'inclinazione di 0° rispetto al terreno (l'orientamento non varia la produzione annua). La seconda stima è stata invece condotta ipotizzando che tutti i pannelli vengano inclinati e orientati in maniera ottimale (inclinazione e orientamento che ne massimizzano la produzione). I due valori di produzione ottenuti in queste condizioni rappresentano il massimo e il minimo ottenibili; qualsiasi altra modalità con cui vengano installati i pannelli FV comporta infatti una produzione compresa tra queste due. In questo modo è possibile ottenere un intervallo che contiene il valore che si otterrebbe considerando di orientare e inclinare tutti i pannelli FV in modo da non causare nessuno abbagliamento verso gli obiettivi sensibili dei vari aeroporti.

Valutazione dell'area utilizzabile (identificabile dallo studio del singolo aeroporto)

Tra le aree identificate come adeguate all'installazione di pannelli FV, alcune potrebbero risultare impossibili da sfruttare, per motivi legati alle modalità di gestione dei singoli aeroporti. Per considerare ciò, la stima della superficie fotovoltaica installabile e della produzione energetica corrispondente è stata effettuata in tre diversi scenari di sfruttamento delle superfici aeroportuali.

In tutti e tre tali scenari è stato considerato che tutte le superfici adeguate presenti sui tetti e sui parcheggi vengano utilizzate al 100%. Ciò che differenzia gli scenari è la percentuale di superficie adeguata presente nelle aree verdi inutilizzate che viene sfruttata mediante l'installazione di impianti FV:

- SC1_aeroporti: considera che il 25% delle aree verdi sia sfruttata per ASPV;
- SC2_aeroporti: considera che il 50% delle aree verdi sia sfruttata per ASPV;
- SC3_aeroporti: considera che il 100% delle aree verdi sia sfruttata per ASPV

Stima della superficie aeroportuale disponibile in Lombardia

Per l'identificazione delle aree aeroportuali presenti in Lombardia sono stati utilizzati 2 differenti file vettoriali, entrambi scaricati dal sito del geoportale della Regione.

Tra le varie aree registrate come "a servizio aeroportuale" dalla regione, è stato scelto di studiare solo quelle caratterizzate da almeno una pista di atterraggio/decollo asfaltata. Tutte le aree che non rispecchiano questa descrizione sono state considerate non adatte all'installazione fotovoltaica. Queste sono infatti per lo più composte da piccolissimi edifici e da semplici prati utilizzati per il traffico di velivoli molto piccoli e leggeri (sono inoltre spazi estremamente piccoli se confrontati agli altri aeroporti).

Gli aeroporti identificati come adatti sono stati 14 (tabella 2.15); i passaggi attraverso cui sono stati individuati e ne si è ottenuta l'informazione dettagliata relativa alla superficie coperta sono descritti nell'Appendice 1.

Tabella 2.15: Elenco dei 14 aeroporti presenti in Lombardia con almeno una pista asfaltata (attualmente attivi).

Nome/comune (provincia)	Superficie coperta [km ²]
Malpensa (VA)	12,56
Ghedi (BS)	5,21
Linate (MI)	3,80
Montichiari (BS)	3,33
Orio al Serio (BG)	2,82
Venegono (VA)	1,14
Vergiate (VA)	0,77
Bresso (MI)	0,72
Rivazzano terme (PV)	0,32
Valbrembo (BG)	0,24
Varese (VA)	0,23
Caiolo (SO)	0,17
Cremona (CR)	0,16
Alzate Brianza (CO)	0,13
Totale	31,6

Tra i 14 aeroporti lombardi individuati esistono rilevanti differenze. I cinque più grandi, che coprono l'87,76% dell'area complessivamente occupata, sono perciò stati studiati con maggiore dettaglio.

La stima della produzione energetica ottenibile e della potenza fotovoltaica installabile negli aeroporti lombardi è stata quindi condotta in due fasi distinte:

- la prima dedicata allo studio puntuale dei 5 maggiori aeroporti lombardi;
- la seconda dedicata alla stima delle produzioni ottenibili e delle potenze installabili nei 9 aeroporti minori.

2.1.3.1) Cinque principali aeroporti lombardi

2.1.3.1.1) Stima della superficie fotovoltaica installabile (parametro A_{FV})

Lo studio dei 5 principali aeroporti è stato condotto mediante l'utilizzo di immagini satellitari (su QGIS 3.16.0). Grazie a queste ultime sono stati creati tre diversi shapefile poligonali per ogni aeroporto.

Ogni file è stato realizzato selezionando le superfici adeguate all'installazione di pannelli FV presenti in uno dei tre tipi di aree considerate (spazi verdi inutilizzati, tetti degli edifici e parcheggi). In figura 2.5 (a,b,c,d,e) sono riportati i tre shapefile dei 5 aeroporti studiati.

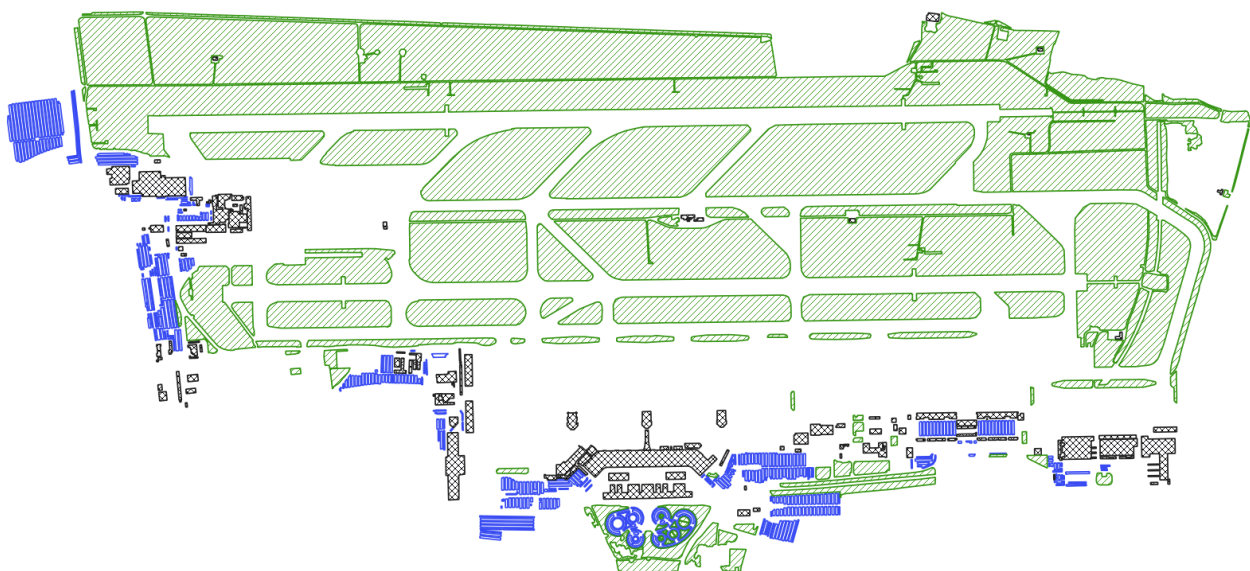


Figura 2.5a: Superfici selezionate come adeguate all'installazione di pannelli FV nell'aeroporto di Milano Malpensa.



Figura 2.5b: Superfici selezionate come adeguate all'installazione di pannelli FV nell'aeroporto di Milano Linate.

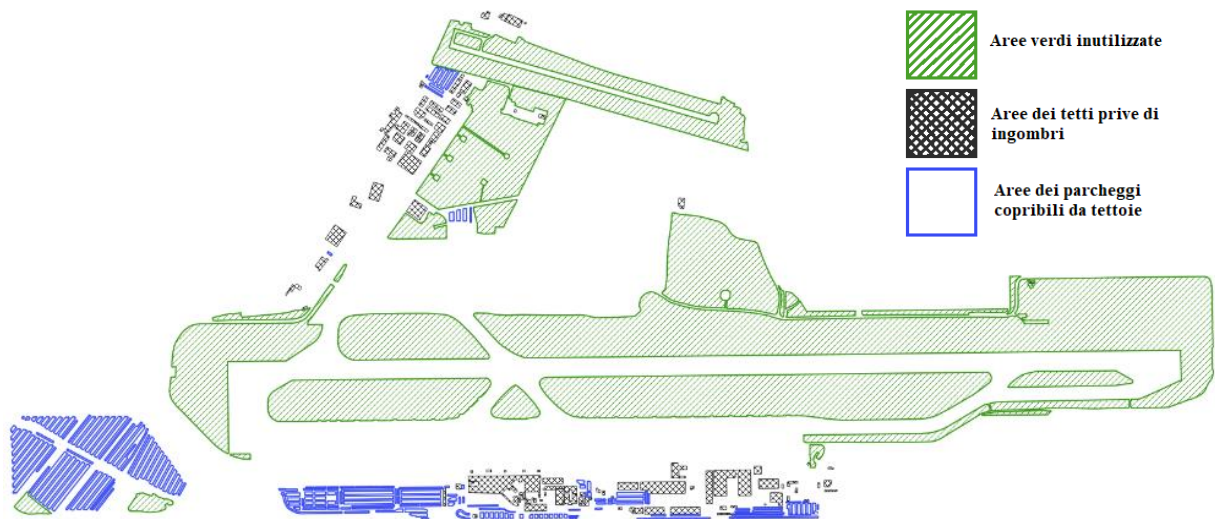


Figura 2.5c: Superfici selezionate come adeguate all'installazione di pannelli FV nell'aeroporto di Orio al Serio.

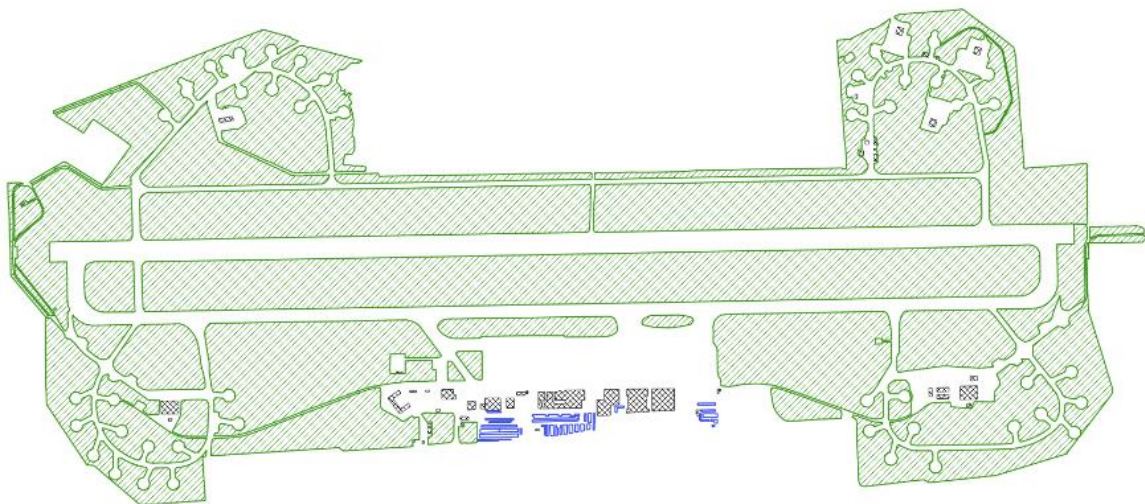


Figura 2.5d: Superfici selezionate come adeguate all'installazione di pannelli FV nell'aeroporto di Montichiari.



Figura 2.5e: Superfici selezionate come adeguate all'installazione di pannelli FV nell'aeroporto di Ghedi.

Per ognuna delle tre tipologie di aree così definite è stata poi stimata la superficie fotovoltaica installabile tramite l'espressione:

$$A_{FV} = A * A_{ASPV} \quad (2.9)$$

in cui:

- $A_{FV} [m^2]$: superficie di pannelli FV installabile;
- $A [m^2]$: area totale in esame, ovvero le superfici adeguate identificate dallo studio delle immagini satellitari degli aeroporti;
- $A_{ASPV} \left[\frac{m^2}{m^2} \right]$: valore medio di superficie fotovoltaica installabile per unità di area adeguata (il cui valore dipende dal tipo di area considerata (spazi verdi inutilizzati, tetti degli edifici o parcheggi).

Il parametro A_{ASPV} assume valori differenti a seconda della tipologia di area adeguata considerata, in particolare:

- per i tetti è stato posto uguale a 0,47, tale valore è stato scelto in quanto rappresenta il **PF** calcolato dall'analisi di 12 impianti esistenti in Puglia (Semeraro et al., 2020);
- per i parcheggi è stato scelto un valore pari a 1, è stato infatti considerato che l'intera superficie dei parcheggi sia coperta da tettoie completamente coperte da pannelli;
- per le aree verdi inutilizzate sono stati utilizzati 6 diversi valori, i quali sono gli stessi considerati nello studio dei campi fotovoltaici installati a bordo di autostrade e ferrovie (in cui A_{ASPV} era rappresentato dal parametro $N_{A.NC}$ capitolo 2.1.1.3).

2.1.3.1.2) Stima dell'irraggiamento normale alla superficie dei pannelli (parametro G)

Il parametro **G** utilizzato nell'espressione (2.2) per la stima della produzione energetica ottenibile è stato stimato in maniera diversa nelle due modalità di installazione dei pannelli FV considerate:

- nella stima della produzione ottenibile installando tutti i pannelli inclinati a 0° **G** è stato calcolato direttamente dai dati di GHI di PVGIS (2020);
- nella stima della produzione ottenibile installando tutti i pannelli inclinati e orientati in maniera ottimale **G** è stato calcolato direttamente dai dati di DNI di PVGIS (2020).

La stima di **G** nei due diversi casi è stata condotta in maniera distinta per le diverse tipologie di aree; ciò è stato fatto in quanto queste ultime sono caratterizzate da diversi valori del parametro A_{ASPV} . Per ogni tipologia di area è stata quindi calcolata sia la GHI media sia la DNI media.

Riassumendo: per ognuno dei 5 grandi aeroporti sono state stimate la potenza fotovoltaica installabile e la produzione energetica ottenibile in 3 diversi scenari di sfruttamento.

Per ognuno di tali scenari sono state stimate la potenza fotovoltaica installabile e la produzione energetica ottenibile dalle tre diverse tipologie di aree adeguate (tetti, parcheggi e aree verdi inutilizzate).

- per quanto riguarda la potenza installabile: da tetti e parcheggi è stato stimato un unico valore (hanno un solo valore per il parametro A_{ASPV}), dalle aree verdi inutilizzate sono invece stati stimati 6 diversi valori (hanno 6 valori per il parametro A_{ASPV}).
- per quanto riguarda invece la produzione energetica ottenibile: da tetti e parcheggi sono stati stimati 2 diversi valori, dalle aree verdi inutilizzate sono invece stati stimati 12 diversi valori (i pannelli sono stati considerati inclinati e orientati in due diverse modalità).

2.1.3.2) Nove aeroporti minori

2.1.3.2.1) Stima della superficie fotovoltaica installabile (parametro A_{FV})

Per la stima della potenza installabile e della produzione ottenibile dai restanti nove aeroporti lombardi sono stati utilizzati i risultati ottenuti dallo studio dei primi 5 grandi aeroporti e da quello dei 2 aeroporti più piccoli, ovvero gli aeroporti di Cremona (CR) e Alzate Brianza (CO).

Su questi due è stato condotto uno studio, analogo a quello fatto sui 5 grandi aeroporti, volto alla misurazione delle aree adeguate presenti nelle tre tipologie di aree considerate (in figura 2.6 esempio dell'aeroporto di Cremona).



Figura 2.6: Superfici selezionate come adeguate all'installazione di pannelli FV nell'aeroporto di Cremona.

Complessivamente, quindi, sono state quantificate le superfici adeguate all'installazione di pannelli FV presenti sui tetti, sui parcheggi e nelle aree verdi di 7 dei 14 aeroporti lombardi. Attraverso tali informazioni, per ognuno dei 7 aeroporti studiati sono stati calcolati 3 parametri:

- SF_{TETTI} : calcolato dividendo la superficie adeguata sui tetti per l'area totale dell'aeroporto;
- $SF_{PARCHEGGI}$: calcolato dividendo la superficie adeguata sui parcheggi per l'area totale dell'aeroporto;
- $SF_{AREE VERDI}$: calcolato dividendo la superficie adeguata nelle aree verdi per l'area totale dell'aeroporto.

Il valore medio di questi parametri nei 7 aeroporti studiati (riportati in tabella 2.16) è stato utilizzato per stimare le superfici sfruttabili nei 9 aeroporti minori (riportate in tabella 2.17).

Tabella 2.16: Parametri medi di adeguatezza delle aree aeroportuali estratti dallo studio dei 5 maggiori e 2 minori aeroporti lombardi.

Aeroporto (provincia)	% area adeguata	SF_{TETTI} [%]	$SF_{PARCHEGGI}$ [%]	$SF_{AREE VERDI}$ [%]
Malpensa (VA)	45,39	5,89	4,27	89,84
Ghedi (BS)	63,66	2,68	0,71	96,61
Linate (MI)	52,77	7,16	1,77	91,08
Montichiari (BS)	69,58	1,52	0,46	98,02
Orio al Serio (BG)	47,81	5,72	7,49	86,79
Cremona (CR)	60,28	2,78	0	97,22
Alzate Brianza (CO)	63,88	1,85	0	98,15
Media	57,62	3,94	2,1	93,96

Tabella 2.17: Superfici [km²] presenti nei 14 aeroporti lombardi.

Aeroporto (provincia)	Superficie coperta	Area adeguata	Area adeguata su tetti	Area adeguata parcheggi	Area adeguata aree verdi
Malpensa (VA) ^a	12.561	5.701	0.336	0.244	5.122
Ghedi (BS) ^a	5.206	3.314	0.089	0.023	3.202
Linate (MI) ^a	3.804	2.007	0.144	0.035	1.828
Montichiari (BS) ^a	3.330	2.317	0.035	0.011	2.271
Orio al Serio (BG) ^a	2.821	1.349	0.077	0.101	1.171
Venegono (VA) ^b	1.144	0.659	0.03	0.02	1.08
Vergiate (VA) ^b	0.767	0.442	0.02	0.02	0.72
Bresso (MI) ^b	0.720	0.415	0.02	0.02	0.68
Rivazzano terme (PV) ^b	0.317	0.182	0.01	0.01	0.30
Valbrembo (BG) ^b	0.242	0.139	0.01	0.01	0.23
Varese (VA) ^b	0.226	0.130	0.01	0.00	0.21
Caiolo (SO) ^b	0.170	0.098	0.00	0.00	0.16
Cremona (CR) ^a	0.156	0.094	0.00	0	0.09
Alzate Brianza (CO) ^a	0.126	0.080	0.00	0	0.08
Totale Lombardia	31.590	16.929	0.766	0.489	17.133

a I valori relativi alle aree adeguate sono stati misurati in maniera puntuale dalle immagini satellitari dell'aeroporto.

b I valori relativi alle aree adeguate sono stati calcolati attraverso i parametri medi riportati in tabella 3.33.

Negli aeroporti di Cremona (CR) e Alzate Brianza (CO) è stato così possibile osservare le differenze presenti tra le stime ottenute e le effettive superfici presenti (misurate) (tabella 2.18).

Tabella 2.18: Differenze tra le superfici adeguate all'installazione di pannelli FV realmente presenti negli aeroporti di Cremona e Alzate Brianza e quelle stimate mediante l'utilizzo dei parametri medi ottenuti dallo studio dei 7 aeroporti lombardi.

Cremona (CR)				
	Area adeguata_tetti	Area adeguata_parcheggi	Area adeguata_aree verdi	Area adeguata totale
Misurata [m ²]	2.613	0	91.362	93.975
Stimata da parametri medi [m ²]	3.542	1.885	84.410	89.837
Differenza %	- 35,55	-	+ 7,61	+ 4,4
Alzate Brianza (CO)				
	Area adeguata_tetti	Area adeguata_parcheggi	Area adeguata_aree verdi	Area adeguata totale
Misurata [m ²]	1.489	0	78.968	80.457
Stimata da parametri medi [m ²]	2.861	1.523	68.192	72.576
Differenza %	- 92,14	-	+ 13,65	+ 9,8

Le differenze in termini percentuali sono elevate; in particolare, le stime relative alle superfici di tetti e parcheggi risultano particolarmente imprecise.

Se valutato in termini assoluti, però, l'errore complessivamente generato nello studio dei nove aeroporti risulta molto poco impattante sul calcolo condotto a livello dell'intera regione.

Un errore del 10% nelle stime condotte in ognuno dei 9 aeroporti minori (maggiore di quello ottenuto in entrambi gli aeroporti analizzati), genererebbe un errore nella quantità di superficie considerata pari circa l'1,35% del totale delle superfici aeroportuali lombarde. Tale errore risulta accettabile valutando la scala e la precisione con cui è condotto questo studio.

Dalle superfici adeguate stimate per i 9 aeroporti è stata poi stimata, attraverso la formula (2.9), la superficie di pannelli FV installabili. Questo è stato fatto considerando che le tre tipologie di aree studiate siano caratterizzate dagli stessi valori del parametro A_{ASPv} considerata per i 5 grandi aeroporti (capitolo 2.1.3.1.1).

2.1.3.2.2) Stima dell'irraggiamento normale alla superficie dei pannelli (parametro G)

Il parametro **G** utilizzato nell'espressione (2.2) per la stima della produzione energetica ottenibile è stato calcolato in maniera diversa nelle due modalità di installazione dei pannelli FV considerate, ciò è stato fatto in maniera analoga a quanto discusso per i 5 grandi aeroporti (capitolo 2.1.3.1.2).

La produzione di energia ottenibile è stata quindi stimata nei tre diversi scenari di sfruttamento e ipotizzando due diverse modalità di orientamento e inclinazione dei pannelli installati.

La precisione dei risultati ottenuti per i 9 aeroporti è inferiore a quella relativa ai 5 grandi aeroporti, ciò è dovuto a due fattori:

- l'aver stimato le superfici adeguate all'installazione di pannelli FV tramite l'utilizzo di parametri medi calcolati sui 5 grandi aeroporti e su soli 2 dei 9 aeroporti minori;
- l'aver condotto la stima della produzione energetica ottenibile senza distinguere tra le varie tipologie di aree adeguate; la stima (espressione (2.2)) è stata infatti eseguita utilizzando i dati di radiazione media calcolata sulla intera superficie dei 9 aeroporti.

2.2) Italia

La potenza fotovoltaica installabile e la produzione energetica ottenibile dallo sfruttamento delle infrastrutture distribuite sull'intero territorio italiano sono state stimate mediante varie metodologie di estrapolazione. Queste utilizzano i risultati ottenuti per le infrastrutture lombarde.

Per la Lombardia sono state studiate diverse possibilità di applicazione del FV in tre infrastrutture di trasporto. Per ognuna di queste possibilità di applicazione sono state stimate produzioni corrispondenti a diversi gradi di sfruttamento delle infrastrutture.

Nel voler rappresentare la produzione complessivamente ottenibile da una data infrastruttura si possono formulare moltissime combinazioni (che nascono dalle diverse intensità con cui le varie applicazioni sfruttano l'infrastruttura). Per poter rappresentare in maniera semplice questo tipo di informazioni aggregate sono stati definiti tre diversi scenari di sfruttamento. Tali scenari corrispondono alle tre combinazioni più significative. Grazie a queste ultime è infatti possibile riassumere i risultati ottenibili in tutte le possibili combinazioni di intensità di sfruttamento delle diverse applicazioni studiate.

Due di questi scenari rappresentano infatti le condizioni estreme, e cioè quelle in cui tutte le applicazioni considerate vengono implementate al massimo e al minimo delle loro potenzialità. Questi due scenari, insieme al terzo che identifica un grado di sfruttamento intermedio, forniscono quindi un quadro sintetico ma esaustivo dei risultati ottenibili.

Per ogni applicazione studiata sono stati quindi definiti i tre diversi scenari di sfruttamento. Le produzioni ottenibili in tali scenari dalle applicazioni relative ad una stessa infrastruttura sono state poi sommate insieme. È stato così possibile ricavare le produzioni ottenibili dalle tre diverse infrastrutture di trasporto lombarde nei tre scenari di sfruttamento. Queste ultime sono le produzioni che sono state poi utilizzate per la stima delle produzioni ottenibili dalle infrastrutture italiane (anch'esse quindi riferite ai tre diversi scenari).

Il grado di sfruttamento con cui viene considerata l'implementazione delle varie applicazioni sulle diverse infrastrutture nei tre scenari considerati è descritto in tabella 2.19.

Tabella 2.19: Definizione del grado di sfruttamento con cui sono implementate le varie applicazioni del fotovoltaico nei tre scenari considerati.

	Autostrade		Ferrovie		Aeroporti
	Pannelli nelle fasce di rispetto	Pannelli sulle barriere antirumore	Pannelli nelle fasce di rispetto	Pannelli sulle barriere antirumore	Pannelli su tetti, parcheggi e nelle aree verdi inutilizzate
BS (Basso Sfruttamento)	Aree in classe C; no suolo agricolo	1 m ² di pannello per metro di barriera	Aree in classe C; no suolo agricolo	1 m ² di pannello per metro di barriera	100% aree su tetti e parcheggi; 25% aree verdi inutilizzate
MS (Medio Sfruttamento)	Aree in classe C; si suolo agricolo	1,5 m ² di pannello per metro di barriera	Aree in classe C; si suolo agricolo	1,5 m ² di pannello per metro di barriera	100% aree su tetti e parcheggi; 50% aree verdi inutilizzate
AS (Alto Sfruttamento)	Aree in classe B e C; si suolo agricolo	2 m ² di pannello per metro di barriera	Aree in classe B e C; si suolo agricolo	2 m ² di pannello per metro di barriera	100% aree su tetti e parcheggi; 100% aree verdi inutilizzate

Le metodologie adottate per la stima della produzione ottenibile dalle infrastrutture italiane (ottenute per i 3 diversi scenari) si differenziano per il numero di parametri considerati. Questi ultimi sono stati formulati in funzione dei dati (nazionali) che è stato possibile reperire riguardo le tre diverse infrastrutture di trasporto.

La quantità (e qualità) dei dati trovati per le varie infrastrutture ha quindi determinato la complessità delle metodologie di estrapolazione adottate.

In tutte le metodologie di estrapolazione considerate sono stati utilizzati dei parametri volti a pesare la differenza esistente tra l'irraggiamento medio presente in Lombardia e quello presente nel resto d'Italia. A tale riguardo sono stati calcolati i valori riportati in tabella 2.20.

Tabella 2.20: Valori medi di irraggiamento e irradianza cumulata annua calcolati nelle diverse regioni italiane (calcolati dai dati di PVGIS e quelli relativi ai confini regionali di ISTAT)

Regione j-esima	[W/m²] (PVGIS 2020)	[KWh/anno] (PVGIS 2020)	Superficie [km²] (ISTAT 2013)	$\frac{GHI_{Regj}}{GHI_{Lomb}}$
Trentino-Alto Adige	146,170	1.280,448	13.605,50	0,933
Friuli-Venezia-Giulia	149,131	1.306,385	7.862,30	0,952
Lombardia	156,717	1.372,842	23.863,65	1
Piemonte	157,288	1.377,845	25.387,07	1,004
Veneto	158,098	1.384,935	18.407,42	1,009
Valle d'Aosta	158,171	1.385,578	3.260,90	1,009
Emilia-Romagna	161,310	1.413,076	22.452,78	1,029
Liguria	165,275	1.447,811	5.416,21	1,055
Marche	167,635	1.468,481	9.401,38	1,070
Abruzzo	171,162	1.499,376	10.831,84	1,092
Toscana	171,466	1.502,046	22.987,04	1,094
Umbria	174,626	1.529,721	8.464,33	1,114
Molise	179,201	1.569,803	4.460,65	1,143
Lazio	184,010	1.611,925	17.232,29	1,174
Campania	187,249	1.640,305	13.670,95	1,195
Basilicata	187,291	1.640,666	10.073,32	1,195
Calabria	194,253	1.701,655	15.221,90	1,240
Puglia	194,622	1.704,892	19.540,90	1,242
Sardegna	199,458	1.747,251	24.100,02	1,273
Sicilia	209,366	1.834,048	25.832,39	1,336
Totale Italia senza Lombardia	177,345	1.553,542	278.209,19	1,132
Totale Italia	175,715	1.539,267	302.072,84	1,121

Nei seguenti capitoli vengono descritte le diverse metodologie adottate per le diverse infrastrutture.

2.2.1) Autostrade

Le autostrade italiane si sviluppano per circa 6.960 km di lunghezza. Di questi circa 703 sono situati in Lombardia (ISTAT, 2013; ISTAT, 2020).

Lo studio dedicato alle autostrade lombarde è stato condotto su tutti i tratti stradali classificati come “autostrade” negli shapefile messi a disposizione dalla stessa regione (Geoportale della regione Lombardia). La somma di tali tratti misura circa 750 km.

La differenza tra questa misura e quella riportata da ISTAT è dovuta al fatto che nell’analisi regionale sono stati considerati anche gli archi di svincolo autostradali e alcuni tratti classificati come raccordi autostradali. Entrambi questi elementi non sono invece stati considerati nella misura riportata da ISTAT.

Siccome le uniche misure trovate relativamente alle autostrade nazionali sono quelle di ISTAT, la differenza tra queste ultime e quelle realmente misurabili (secondo i criteri adottati in Lombardia) comporta una sottostima delle produzioni ottenibili dall’intera rete nazionale. Ciò è dovuto al fatto che la produzione ottenibile dallo sfruttamento di un chilometro di autostrada lombarda viene rapportata ad una misura di lunghezza della rete italiana che è inferiore a quella realmente presente (che non tiene conto, per esempio, degli archi di svincolo autostradali che invece sono stati considerati nello studio della Lombardia).

Per tentare di valutare l’errore che ne deriva a livello nazionale, può essere osservato il caso della regione Lombardia. In tale regione, se si rapportano le produzioni specifiche ottenute dallo studio condotto ai chilometri di autostrada indicati da ISTAT, le produzioni relative alla rete lombarda risultano del 6,39% inferiori a quelle realmente calcolate.

L’assenza di dati relativi alla lunghezza complessiva della rete nazionale (che comprendano anche gli archi di svincolo autostradali) comporta quindi una prima imprecisione comune a tutte le metodologie di estrapolazione adottate.

2.2.1.1) Dati riguardanti la rete nazionale

I dati utilizzati nelle diverse metodologie di estrapolazione sono stati:

- la lunghezza della rete autostradale nelle diverse regioni (ISTAT 2013; ISTAT 2020; tabella 2.21);
- il valore medio di irradianza cumulata annua di ogni regione (da dati forniti da PVGIS, 2020);
- la lunghezza di nuovi tratti attualmente in costruzione o pianificati (AISCAT, 2019; tabella 2.21);
- la lunghezza delle gallerie presenti sulla parte di rete nazionale non gestita da ANAS (AISCAT, 2018; tabella 2.22);
- la lunghezza delle gallerie presenti sulla parte di rete nazionale gestita da ANAS (calcolata su QGIS a partire dal grafo di ANAS, 2020; tabella 2.22);
- la lunghezza delle gallerie presenti nelle regioni Abruzzo, Calabria, Liguria, Sicilia e Lombardia (calcolata su QGIS a partire da immagini satellitari; tabella 2.22).

Queste informazioni sono state utilizzate in tre diverse metodologie volte alla stima della produzione energetica e della potenza FV installabile nei 3 scenari di sfruttamento delle autostrade presentati al capitolo 2.2. Per fare ciò sono stati utilizzati i valori ottenuti dallo studio delle autostrade lombarde negli stessi scenari.

Tabella 2.21: Chilometri di autostrada attualmente in esercizio (ISTAT, 2013; ISTAT, 2020), in costruzione e in programma (AISCAT, 2019) nelle varie regioni.

Regione j-esima	autostrade in esercizio	autostrade in costruzione	autostrade in programma
Abruzzo	356,1		
Basilicata	30,2		
Calabria	290,7		
Campania	446,4		
Emilia-Romagna	575,5		
Friuli-Venezia-Giulia	244,6		
Lazio	498,7		56,22
Liguria	369,7		
Lombardia	703,1	6	64,2
Marche	162,9		
Molise	36,2		
Piemonte	824,6		34,5
Puglia	315,9		
Sardegna	0		
Sicilia	684,3	19,7	73,3
Toscana	461,8	14	200,18
Trentino-Alto Adige	207,0		
Umbria	59,1		
Valle d'Aosta	109,9		
Veneto	583,9	88,8	39,1
Totale Italia	6.960,6	128,5	467,5

I dati relativi ai tratti autostradali che risultano in galleria (tabella 2.22) sono stati stimati a partire da misure e dati diversi; la metodologia adottata a tale scopo è discussa nel seguente capitolo (2.2.1.1.1).

Tabella 2.22: Risultati riguardanti i tratti di autostrade italiane che sono in galleria. I risultati relativi alle singole regioni e ai tratti gestiti da ANAS sono stati misurati da immagini satellitari su QGIS, quelli relativi ai tratti non gestiti da ANAS sono stati calcolati a partire dalla lunghezza complessiva dei fornicci presenti (AISCAT, 2019).

	Km di autostrada in galleria		% della rete in galleria	
	Min ^a	Max ^b	Min ^a	Max ^b
Abruzzo		34,6		9,71
Calabria		39,2		13,49
Liguria		129,15		34,94
Lombardia		14,2		2,0
Sicilia		88,0		12,87
Autostrade ANAS		96,0		10,23
Autostrade non ANAS	448,1	880,7	7,43	14,61
Totale Italia	544,1	976,7	7,81	14,02

a Il valore è stato calcolato ipotizzando che tutti i fornicci presenti sulle autostrade italiane siano monodirezionali (ipotesi più verosimile).

b Il valore è stato calcolato ipotizzando che tutti i fornicci presenti sulle autostrade italiane siano bidirezionali (ipotesi meno verosimile).

2.2.1.1.1) Stima della lunghezza delle autostrade in galleria

Gallerie presenti sui tratti non gestiti da ANAS

L'unico dato trovato riguardo alle gallerie presenti sulle autostrade italiane è riferito solo alle gallerie presenti sui tratti autostradali non gestiti da ANAS (AISCAT, 2018). Tale dato non riporta però la lunghezza di autostrada situata in galleria ma la lunghezza complessiva dei fornicci presenti.

Una galleria può essere composta da una o più fornicci; tali fornicci possono essere mono- o bidirezionali.

Per poter risalire alla lunghezza di autostrada situata in galleria dalla lunghezza dei fornice presenti occorre perciò conoscere la natura dei singoli fornice:

- caso di fornice monodirezionale (galleria a doppio fornice): la lunghezza di tale fornice corrisponde alla lunghezza di autostrada situata in galleria, ma siccome ci sarà sicuramente un altro fornice (lungo uguale) legato allo stesso tratto di autostrada il suo apporto va considerato dimezzato. Ogni km di fornice monodirezionale situato in una galleria a doppio fornice corrisponde quindi a mezzo km di autostrada situata in galleria.
- caso di fornice bidirezionale (galleria a singolo fornice): la lunghezza di tale fornice corrisponde alla lunghezza di autostrada situata in galleria.

Siccome non sono stati trovati dati relativi alla natura dei fornice presenti non è possibile calcolare in maniera certa la lunghezza di autostrada situata in galleria. Per questo motivo sono stati calcolati i due valori estremi che possono essere dedotti dal dato di lunghezza complessiva dei fornice presenti. Questi sono quelli ottenibili considerando che i fornice siano o tutti bi- o tutti monodirezionali.

Nel primo caso la reale lunghezza di autostrade situate in galleria corrisponde al dato fornito da AISCAT, nel secondo caso corrisponde invece alla sua metà.

Tutte le metodologie che utilizzano i dati relativi alle gallerie (la 2 e la 3) sono quindi state adottate utilizzando entrambi i valori possibili, in tale modo è stata risolta l'ambiguità relativa al dato AISCAT.

Da un'analisi condotta sui soli fornice lunghi più di 500 metri presenti sulle autostrade della rete TEN-T (Trans-European Transport Network; Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici, 2013), risulta che il 93,3% dei fornice è monodirezionale (in galleria a doppio fornice). Da questa informazione si può quindi ipotizzare che la reale lunghezza di autostrade situate in galleria sia più simile a quella calcolata nel caso in cui si consideri che tutti i fornice siano monodirezionali.

Gallerie presenti sui tratti delle regioni studiate

La quota parte di autostrade che è situata in galleria nelle regioni di Abruzzo, Calabria, Liguria e Sicilia è stata calcolata manualmente tramite l'analisi di immagini satellitari (su QGIS 3.16.0).

La scelta di studiare con maggiore dettaglio queste regioni è dovuta al fatto che risultano quelle con le autostrade situate in contesti maggiormente montuosi.

A prova di ciò può essere osservato il dato relativo al numero di fornice aventi lunghezza maggiore di 500 metri presenti sulle autostrade della rete TEN-T.

Secondo la relazione pubblicata dalla Commissione Permanente per le Gallerie nel 2013, nelle 4 regioni sopracitate risiede circa il 58,4% dei fornice presenti in tutta Italia (figura 2.7 e tabella 2.23).

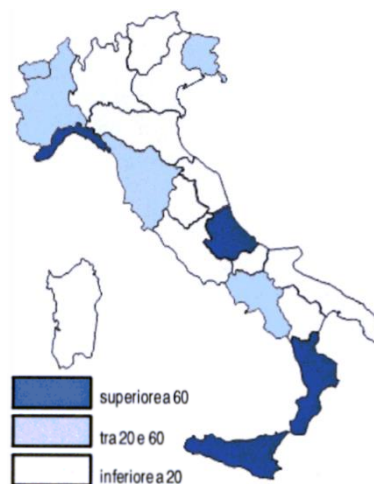


Figura 2.7: Numero di fornice TEN-T aperti al traffico (Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici, 2013).

Tabella 2.23: Numero di fornici TEN-T presenti nelle regioni (traffico (Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici, 2013).

Regione	Numero Fornici	%
Liguria	156	23,71
Sicilia	91	13,83
Calabria	74	11,25
Abruzzo	63	9,57
Piemonte	47	7,14
Campania	42	6,38
Friuli-Venezia-Giulia	28	4,26
Valle d'Aosta	28	4,26
Toscana	27	4,1
Marche	24	3,65
Lazio	18	2,74
Emilia-Romagna	17	2,58
Basilicata	13	1,98
Lombardia	8	1,22
Trentino-Alto-Adige	8	1,22
Umbria	8	1,22
Puglia	2	0,3
Sardegna	2	0,3
Veneto	2	0,3
Totale	658	100

Gallerie presenti sui tratti gestiti da ANAS

Per completare la raccolta dati a livello nazionale è stata infine calcolata la quota delle autostrade gestite da ANAS nelle regioni non studiate che risulta in galleria. Ciò è stato fatto manualmente attraverso immagini satellitari (su QGIS 3.16.0, come fatto per le 5 regioni).

2.2.1.2) Metodologia estrapolazione 1: da lunghezza complessiva e dati regionali

Nella prima metodologia, che è la più semplice tra quelle previste, la produzione ottenibile a livello italiano è stata stimata utilizzando due diverse formule:

$$E_{Ita,i} = E_{L,i} + \sum_{j=1}^{19} \left(\frac{E_{L,i}}{L_L} \right) * L_{Reg,j} \quad (2.10)$$

$$E_{Ita,i} = E_{Lomb,i} + \sum_{j=1}^{19} \left(\frac{E_{L,i}}{L_L} \right) * \left(\frac{GHI_{Reg,j}}{GHI_L} \right) * L_{Reg,j} \quad (2.11)$$

in cui:

- $E_{Ita,i} \left[\frac{GWh}{anno} \right]$ è l'energia potenzialmente producibile dalle autostrade italiane nello scenario di sfruttamento i-esimo;
- $E_{L,i} \left[\frac{GWh}{anno} \right]$ è l'energia potenzialmente producibile dalle autostrade lombarde nello scenario di sfruttamento i-esimo;
- $L_L [km]$ è la lunghezza della rete autostradale lombarda reale (circa 750 km);
- $L_{Reg,j} [km]$ è la lunghezza della rete autostradale relativa alla regione j-esima (misura ISTAT che non considera, per esempio, gli archi di svincolo autostradali);

- $GHI_L \left[\frac{W}{m^2} \right]$ è il valore medio dell'irradianza cumulata annua calcolata in Lombardia;
- $GHI_{Reg,j} \left[\frac{W}{m^2} \right]$ è il valore medio dell'irradianza cumulata annua calcolata nella regione j-esima.

Le produzioni relative alle autostrade italiane (stimate tramite le formule (2.10) e (2.11)) sono state ottenute per i tre scenari di sfruttamento presentati al capitolo 2.2.

La stessa stima è stata poi riproposta sommando ai valori $L_{Reg,j}$ i chilometri di autostrade che sono attualmente in costruzione o pianificati (AISCAT, 2019; tabella 2.21).

In questo secondo calcolo E_L è stato stimato ipotizzando che i chilometri che verranno realizzati in Lombardia siano caratterizzati da una produzione energetica specifica uguale a quelli attualmente presenti.

Tutte le stime svolte per lo studio della produzione energetica sono state condotte in maniera identica anche per lo studio della potenza fotovoltaica installabile. L'unica differenza è consistita nel fatto che $E_{Ita,i}$ e $E_{L,i}$ sono stati sostituiti da $P_{Ita,i}$ e $P_{L,i}$ [MW_p].

2.2.1.3) Metodologia estrapolazione 2: da lunghezza senza gallerie e dati nazionali

Nella seconda metodologia, come anche nella terza, sono state coinvolte anche le informazioni relative alle gallerie autostradali.

Nei tratti coperti da gallerie non è possibile implementare nessuna delle applicazioni del FV considerate. Per tale motivo sono state formulate due metodologie che considerano la produzione ottenibile dai soli tratti delle autostrade che sono fuori galleria. Per fare questo sono state utilizzate due diverse formule:

$$E_{Ita,i} = E_{L,i} + \left(\frac{E_{L,i}}{L_{L,NG}} \right) * L_{Ita,NG} \quad (2.12)$$

$$E_{Ita,i} = E_{L,i} + \left(\frac{E_{L,i}}{L_{L,NG}} \right) * \left(\frac{GHI_{Ita}}{GHI_L} \right) * L_{Ita,NG} \quad (2.13)$$

in cui:

- $E_{Ita,i} \left[\frac{GWh}{anno} \right]$ è l'energia potenzialmente producibile dalle autostrade italiane nello scenario di sfruttamento i-esimo;
- $E_{L,i} \left[\frac{GWh}{anno} \right]$ è l'energia potenzialmente producibile dalle autostrade lombarde nello scenario di sfruttamento i-esimo;
- $L_{L,NG}$ [km] è la lunghezza della rete autostradale lombarda senza i tratti in galleria;
- $L_{Ita,NG}$ [km] è la lunghezza della rete autostradale non in galleria presente in tutte le altre regioni italiane;
- $GHI_L \left[\frac{W}{m^2} \right]$ è il valore medio dell'irradianza cumulata annua calcolata in Lombardia;
- $GHI_{Ita} \left[\frac{W}{m^2} \right]$ è il valore medio dell'irradianza cumulata annua calcolata in tutte le altre regioni italiane.

Le produzioni relative alle autostrade italiane (stimate tramite le formule (2.12) e (2.13)) sono state ottenute per i tre scenari di sfruttamento presentati al capitolo 2.2.

Per stimare $L_{Ita,NG}$ è stato necessario risalire alla lunghezza totale delle autostrade italiane che risulta in galleria. Questa lunghezza (riportata in tabella 2.22) è stata stimata come descritto al capitolo 2.2.1.1.1.

2.2.1.3) Metodologia estrapolazione 3: da lunghezza senza gallerie e dati regionali

Anche nella terza metodologia sono state coinvolte le informazioni relative alle gallerie autostradali. Questa si differenzia però dalla seconda per il fatto che i contributi delle singole regioni vengono stimati in maniera distinta (come fatto nella metodologia 1). Ciò permette di coinvolgere con maggiore dettaglio il dato relativo alla radiazione solare. Per fare questo sono state utilizzate le stesse espressioni della metodologia 1 ((2.10) e (2.11)) in cui L_L è sostituita con la lunghezza della rete autostradale lombarda senza i tratti in galleria e $L_{Reg,j}$ è sostituito con la lunghezza della rete autostradale non in galleria presente nella regione j-esima.

Siccome non sono stati trovati dati riguardanti i km di autostrade che ogni regione ha in galleria, tale informazione è stata stimata grazie all'adozione di un'ipotesi semplificativa. Quest'ultima consiste nel considerare che sulle regioni italiane che non sono Abruzzo, Calabria, Liguria, Lombardia e Sicilia le gallerie siano distribuite in maniera omogenea.

Per queste 5 regioni la lunghezza delle gallerie presenti è stata come detto calcolata manualmente tramite l'analisi di immagini satellitari (su QGIS 3.16.0).

Le produzioni relative alle autostrade italiane (stimate tramite le formule (2.10) e (2.11)) sono state ottenute per i tre scenari di sfruttamento presentati al capitolo 2.2.

2.2.2) Ferrovie

Le ferrovie italiane si sviluppano per circa 19.850 km di rete attiva. Di questi circa 2.070 sono situati in Lombardia (dati presi dalle società gestori; tabella 2.24).

Lo studio dedicato alle ferrovie lombarde è stato condotto su tutti i tratti classificati come "ferrovie" negli shapefile messi a disposizione dalla stessa regione (Geoportale della regione Lombardia). La somma di tali tratti risulta misurare circa 2.180 km.

È probabile che la discrepanza tra queste due misure rifletta una diversa modalità con cui sono stati conteggiati i tratti ferroviari, ciò comporta una sottostima delle produzioni ottenibili dall'intera rete nazionale.

Questo è dovuto al fatto che la produzione ottenibile dallo sfruttamento di un chilometro di ferrovia lombarda viene rapportata ad una misura di lunghezza della rete italiana che è inferiore a quella realmente presente (che non tiene conto, per esempio, di alcuni binari secondari e/o morti che invece sono stati considerati nello studio della Lombardia).

Per tentare di valutare l'errore che ne deriva a livello nazionale, può essere osservato il caso della regione Lombardia. In tale regione, se si rapportano le produzioni specifiche ottenute dallo studio condotto ai chilometri di ferrovia indicati dagli enti gestori, le produzioni relative alla rete lombarda risultano del 5,37% inferiori a quelle realmente calcolate.

I dati utilizzati nelle metodologie atte a stimare la produzione energetica e la potenza fotovoltaica installabile sulle ferrovie italiane sono stati:

- la lunghezza della rete ferroviaria nelle diverse regioni (dati presi da 22 diverse società gestori presenti in tutta Italia; tabella 2.24);
- il valore medio di irradianza cumulata annua di ogni regione (da dati forniti da PVGIS, 2020);

Tabella 2.24: Ferrovie attualmente in esercizio nelle varie regioni.

Regione j-esima	Km in esercizio	Società gestore (fonte dati)
Abruzzo	710	RFI e Ferrovia Adriatico Sangritana
Basilicata	347	RFI
Calabria	935,4	RFI e Ferrovie della Calabria
Campania	1.373	RFI e Ente Autonomo Volturno
Emilia-Romagna	1.683	RFI e Ferrovie Emilia-Romagna
Friuli-Venezia-Giulia	481	RFI e Società Ferrovie Udine-Cividale
Lazio	1.356	RFI e ATAC
Liguria	518	RFI e Azienda Mobilità e Trasporti
Lombardia	2.071	RFI e FerrovieNord
Marche	386	RFI
Molise	265	RFI
Piemonte	2.064,5	RFI, Gruppo Torinese Trasporti e Società Subalpina Imprese Ferroviarie
Puglia	1.651	RFI, Ferrovie del Gargano, Ferrotramviaria, Ferrovie del Sud Est e Ferrovie Appulo Lucane
Sardegna	632	RFI e ARST
Sicilia	1.479	RFI e MIT (Ferrovia Circumetnea)
Toscana	1.563	RFI e Rete Ferroviaria Toscana
Trentino-Alto Adige	488,6	RFI, Strutture Trasporto Alto Adige e Trentino Trasporti
Umbria	528,2	RFI e regione Umbria
Valle d'Aosta	81	RFI
Veneto	1.245	RFI e Sistemi Territoriali
Totale Italia		19.857,7

Nel caso delle ferrovie è stato impossibile trovare e/o ricavare informazioni riguardo ai tratti situati in galleria.

2.2.2.1) Metodologia estrapolazione ferrovie

La produzione ottenibile a livello italiano è stata stimata utilizzando due formule analoghe a quelle adottate nella metodologia 1 presentata per le autostrade, ovvero le formule (2.10) e (2.11). Le uniche differenze sono state che in questo caso:

- $E_{Ita,i} \left[\frac{GWh}{anno} \right]$ indica l'energia potenzialmente producibile dalle ferrovie italiane nello scenario di sfruttamento i-esimo;
- $E_{L,i} \left[\frac{GWh}{anno} \right]$ indica l'energia potenzialmente producibile dalle ferrovie lombarde nello scenario di sfruttamento i-esimo;
- $L_L [km]$ rappresenta la lunghezza della rete ferroviaria lombarda reale (circa 2.180 km);
- $L_{Reg,j} [km]$ rappresenta la lunghezza della rete ferroviaria relativa alla regione j-esima (misura ottenuta dalle società gestori);

Le produzioni relative alle ferrovie italiane (stimate tramite le formule (2.10) e (2.11)) sono state ottenute per i tre scenari di sfruttamento presentati al capitolo 2.2.

2.2.3) Aeroporti

Per quanto riguarda l'intera rete aeroportuale italiana è stato possibile reperire informazioni solo riguardo ai 47 maggiori aeroporti civili. Le informazioni trovate sono riportate in tabella 2.25.

Seppure gli aeroporti militari (come quello lombardo di Ghedi) possiedano grande potenziale di produzione fotovoltaica, la mancanza di dati relativi a questi ultimi ha impedito un loro studio su scala nazionale.

Tabella 2.25: Informazioni relative ai 47 aeroporti civili presenti in Italia.

Aeroporto	Regione	Superficie aeroporto [km ²] (ENAC, 2010)	% area	Passeggeri transitati nel 2019 (ASSAEROPORTI, 2019)	km ² 1.000.000 pass
Roma Fiumicino	Lazio	15,9	12,12	43.532.573	0,37
Milano Malpensa	Lombardia	12,35	9,41	28.846.299	0,43
Trapani	Sicilia	5,85	4,46	411.437	14,22
Milano Linate	Lombardia	4	3,05	6.570.984	0,61
Palermo	Sicilia	3,91	2,98	7.018.087	0,56
Pisa	Toscana	3,78	2,88	5.387.558	0,70
Verona	Veneto	3,71	2,83	3.638.088	1,02
Rimini	Emilia-Romagna	3,65	2,78	395.194	9,24
Bari	Puglia	3,54	2,70	5.545.588	0,64
Brescia	Lombardia	3,5	2,67	17.003	205,85
Venezia	Veneto	3,35	2,55	11.561.594	0,29
Taranto-Grottaglie	Puglia	3,21	2,45	899	3.570,63
Torino	Piemonte	3,21	2,45	3.952.158	0,81
Grosseto	Toscana	3,17	2,42	3.035	1.044,48
Cagliari	Sardegna	3,12	2,38	4.747.806	0,66
Bergamo	Lombardia	2,96	2,26	13.857.257	0,21
Alghero	Sardegna	2,96	2,26	1.390.379	2,13
Brindisi	Puglia	2,88	2,20	2.697.749	1,07
Bologna	Emilia-Romagna	2,71	2,07	9.405.920	0,29
Napoli	Campania	2,58	1,97	10.860.068	0,24
Trieste	Friuli Venezia giulia	2,47	1,88	783.179	3,15
Comiso	Sicilia	2,42	1,84	352.095	6,87
Catania	Sicilia	2,35	1,79	10.223.113	0,23
Lamezia Terme	Calabria	2,34	1,78	2.978.110	0,79
Roma Ciampino	Lazio	2,28	1,74	5.879.496	0,39
Foggia	Puglia	2,11	1,61	387	5.452,20
Perugia	Umbria	2,07	1,58	219.183	9,44
Forlì	Emilia-Romagna	2,06	1,57	-	-
Ancona	Marche	1,94	1,48	489.835	3,96
Olbia	Sardegna	1,92	1,46	2.978.769	0,64
Siena	Toscana	1,9	1,45	-	-
Cuneo	Piemonte	1,79	1,36	92.401	19,37
Genova	Liguria	1,64	1,25	1.536.136	1,07
Pantelleria	Sicilia	1,58	1,20	-	-
Crotone	Calabria	1,55	1,18	169.780	9,13
Pescara	Abruzzo	1,49	1,14	703.386	2,12
Treviso	Veneto	1,47	1,12	3.254.731	0,45
Reggio Calabria	Calabria	1,4	1,07	365.391	3,83
Salerno	Campania	1,23	0,94	-	-
Firenze	Toscana	1,2	0,91	2.874.233	0,42
Albenga	Liguria	1,1	0,84	-	-
Parma	Emilia-Romagna	0,93	0,71	75.007	12,40
Bolzano	Trentino alto Adige	0,78	0,59	10.780	72,36
Lampedusa	Sicilia	0,74	0,56	276.972	2,67
Aosta	Valle d'Aosta	0,34	0,26	-	-
Tortoli	Sardegna	0,25	0,19	-	-
Elba	Toscana	0,21	0,16	-	-
Totale		131,2	100	193.102.660	

Grazie ai dati trovati sono state utilizzate due diverse metodologie volte alla stima della produzione energetica e della potenza FV installabile nei 3 scenari di sfruttamento degli aeroporti presentati al capitolo 2.2. Per fare ciò, in tali metodologie sono stati utilizzati i valori ottenuti dallo studio degli aeroporti lombardi negli stessi scenari.

Siccome le estrapolazioni sono state condotte per studiare solo i grandi aeroporti civili presenti in Italia, i risultati utilizzati in queste ultime sono stati quelli ottenuti dallo studio dei soli 4 grandi aeroporti civili lombardi, ovvero: Milano Malpensa, Milano Linate, Brescia Montichiari e Orio al Serio.

2.2.3.1) Metodologia estrapolazione aeroporti 1: da dati passeggeri

Nella prima metodologia la produzione ottenibile a livello italiano è stata stimata utilizzando le espressioni:

$$E_{Ita,i} = E_{L,i} + \sum_{j=1}^{35} \left(\frac{E_{L,i}}{P_{GAC,L}} \right) * P_{A,j} \quad (2.14)$$

$$E_{Ita,i} = E_{L,i} + \sum_{j=1}^{35} \left(\frac{E_{L,i}}{P_{GAC,L}} \right) * \left(\frac{GHI_{Reg,j}}{GHI_L} \right) * P_{A,j} \quad (2.15)$$

in cui:

- $E_{Ita,i} \left[\frac{GWh}{anno} \right]$ è l'energia potenzialmente producibile dai 39 aeroporti civili presenti in Italia nello scenario di sfruttamento i-esimo;
- $E_{L,i} \left[\frac{GWh}{anno} \right]$ è l'energia potenzialmente producibile dai 4 aeroporti civili lombardi nello scenario di sfruttamento i-esimo
- $P_{GAC,L}$ è il numero di passeggeri complessivamente transitati nei 4 aeroporti lombardi nel 2019 (ASSAEROPORTI, 2019);
- $P_{A,j}$ è il numero di passeggeri transitati nell'aeroporto j-esimo nel 2019 (ASSAEROPORTI, 2019);
- $GHI_L \left[\frac{W}{m^2} \right]$ è il valore medio dell'irradianza cumulata annua calcolata in Lombardia;
- $GHI_{Reg,j} \left[\frac{W}{m^2} \right]$ è il valore medio dell'irradianza cumulata annua calcolat nella regione dell'aeroporto j-esimo.

Tramite questa metodologia è stato possibile valutare la produzione di solo 35 dei 43 aeroporti civili italiani in quanto per 8 tra questi non sono state trovate informazioni riguardanti il numero di passeggeri annualmente transitanti.

Le produzioni relative ai 39 aeroporti italiani (stimate tramite le formule (2.14) e (2.15)) sono state ottenute per i tre scenari di sfruttamento presentati al capitolo 2.2.

Tutti le stime svolte per lo studio della produzione energetica sono state condotte in maniera identica anche per lo studio della potenza fotovoltaica installabile. L'unica differenza è consistita nel fatto che $E_{Ita,i}$ e $E_{L,i}$ sono stati sostituiti da $P_{Ita,i}$ e $P_{L,i} [MW_p]$.

2.2.3.2) Metodologia estrapolazione aeroporti 2: da dati superficiali

Nella seconda metodologia la produzione ottenibile a livello italiano è stata stimata utilizzando le espressioni:

$$E_{Ita,i} = E_{L,i} + \sum_{j=1}^{43} \left(\frac{E_{L,i}}{A_{GAC,L}} \right) * A_{A,j} \quad (2.16)$$

$$E_{Ita,i} = E_{L,i} + \sum_{j=1}^{43} \left(\frac{E_{L,i}}{A_{GAC,L}} \right) * \left(\frac{GHI_{Reg,j}}{GHI_L} \right) * A_{A,j} \quad (2.17)$$

in cui:

- $E_{Ita,i} \left[\frac{GWh}{anno} \right]$ è l'energia potenzialmente producibile dai 47 aeroporti civili presenti in Italia nello scenario di sfruttamento i-esimo;
- $E_{L,i} \left[\frac{GWh}{anno} \right]$ è l'energia potenzialmente producibile dai 4 aeroporti civili lombardi nello scenario di sfruttamento i-esimo
- $A_{GAC,L}$ è la superficie complessivamente coperta dai 4 aeroporti lombardi (calcolata dagli shapefile disponibili nel geoportale della regione Lombardia);
- $A_{A,j}$ è la superficie coperta dall'aeroporto j-esimo (ENAC, 2010);
- $GHI_L \left[\frac{W}{m^2} \right]$ è il valore medio dell'irradianza cumulata annua calcolata in Lombardia;
- $GHI_{Reg,j} \left[\frac{W}{m^2} \right]$ è il valore medio dell'irradianza cumulata annua calcolat nella regione dell'aeroporto j-esimo.

Le produzioni relative ai 47 aeroporti italiani (stimate tramite le formule (2.16) e (2.17)) sono state ottenute per i tre scenari di sfruttamento presentati al capitolo 2.2.

Tutti le stime svolte per lo studio della produzione energetica sono state condotte in maniera identica anche per lo studio della potenza fotovoltaica installabile. L'unica differenza è consistita nel fatto che $E_{Ita,i}$ e $E_{L,i}$ sono stati sostituiti da $P_{Ita,i}$ e $P_{L,i} [MW_p]$.

3) RISULTATI

3.1) Lombardia

3.1.1) Autostrade

3.1.1.1) Fotovoltaico nelle fasce di rispetto

3.1.1.1.1) Stima della superficie fotovoltaica installabile (parametro A_{FV})

Le aree comprese nelle fasce di rispetto autostradale sono state divise in 3 classi in base al loro grado di adeguatezza all'installazione fotovoltaica (classi A, B e C; Obane et al., 2020).

Gli usi del suolo compresi nelle classi B e C (tabella 2.4 capitolo 2.1.1.1.3) sono stati come detto suddivisi in 7 gruppi in funzione della loro somiglianza (valori attribuiti al parametro A_{GPV} dell'espressione (2.3)).

Per la stima della superficie FV installabile su ogni tipologia di area studiata è stata utilizzata l'espressione (2.3) presentata al capitolo 2.1.1.1.3.

La superficie fotovoltaica installabile nelle fasce di rispetto autostradale è stata stimata utilizzando tutte e 18 le possibili combinazioni dei valori scelti per i parametri $N_{A,NC}$ e $N_{A,C}$ (tabella 3.1).

Tabella 3.1: 18 diverse combinazioni dei parametri $N_{A,C}$ e $N_{A,NC}$ studiate.

	Aree coltivate	Aree non coltivate
Combinazioni utilizzate	$N_{A,C}$	$N_{A,NC}$
C_1	0	0,188
C_2	0,02929	0,188
C_3	0,25	0,188
C_4	0	0,221
C_5	0,02929	0,221
C_6	0,25	0,221
C_7	0	0,28
C_8	0,02929	0,28
C_9	0,25	0,28
C_{10}	0	0,329
C_{11}	0,02929	0,329
C_{12}	0,25	0,329
C_{13}	0	0,34
C_{14}	0,02929	0,34
C_{15}	0,25	0,34
C_{16}	0	0,3995
C_{17}	0,02929	0,3995
C_{18}	0,25	0,3995

Tramite queste 18 diverse combinazioni di valori sono stati stimati i valori del parametro A_{GPV} relativo ad ognuno dei 7 gruppi di aree studiate (caratterizzati da diversi valori dei parametri SF , $F_{A,C}$ e $F_{A,NC}$). Tali valori sono riportati in tabella A3.1 in Appendice 3.

Moltiplicando poi i valori contenuti in tabella A3.1 per le superfici calcolate nei 7 gruppi (tabella 2.6 capitolo 2.1.1.1.3) è stato possibile ottenere la superficie di fotovoltaico installata (A_{FV}) (tabella A3.2 riportata in Appendice 3).

3.1.1.1.3) Stima del potenziale di produzione fotovoltaica e della potenza installabile

Le potenze di picco e le produzioni energetiche ottenibili dall'installazione di tali superfici FV nelle aree studiate sono riportate in figura 3.1. In tale figura i risultati ottenuti sono divisi in funzione dello scenario di sfruttamento dei campi coltivati considerato e della classe di adeguatezza all'installazione FV (B o C).

Lo scenario SC_Campi_1 considera che non vengano sfruttati i campi coltivati, SC_Campi_2 considera che venga sfruttato solo il 10% dei campi coltivati (senza impianti agro-fotovoltaici) e SC_Campi_3 considera che tutti i campi coltivati vengano sfruttati mediante l'installazione di impianti agro-fotovoltaici.

I risultati mostrati sono quelli relativi a un'efficienza specifica dei pannelli ($\eta_{FV,STC}$) pari alla massima in commercio nel 2020, i valori ottenibili con un'efficienza uguale a quella prevista per il 2030/50 sono superiori del 9,65%.

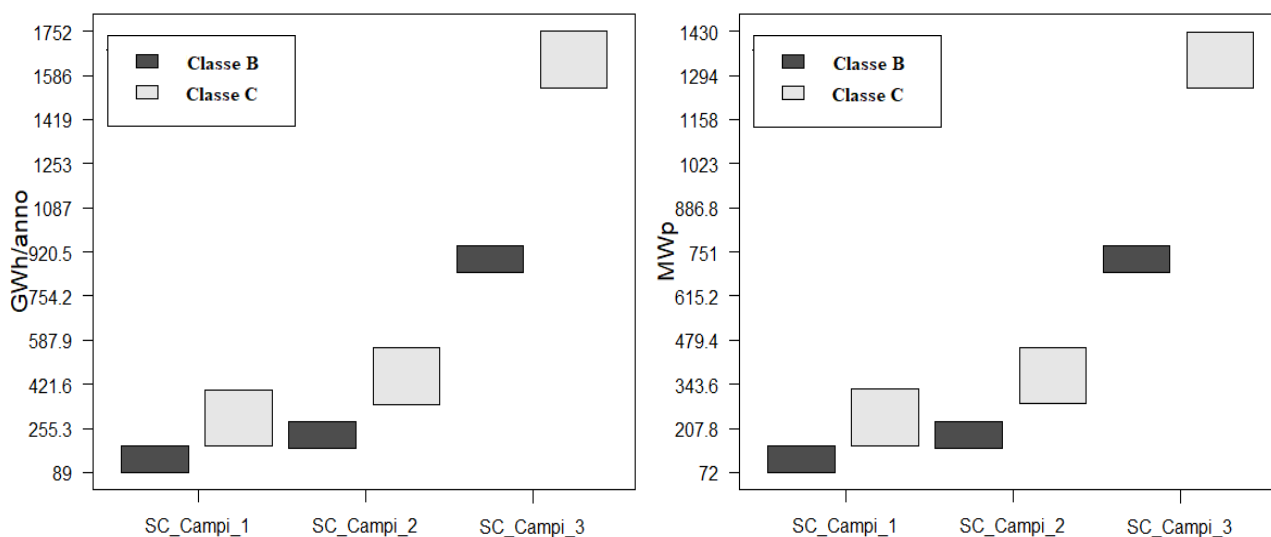


Figura 3.1: Energia producibile e potenza fotovoltaica installabile mediante pannelli FV a bordo strada stimata nei 3 diversi scenari di sfruttamento considerati per le autostrade lombarde.

In tabella 3.1 sono riportate le produzioni energetiche e le potenze installabili stimate per chilometro di autostrada studiata. Tali stime sono riferite ai 3 scenari di sfruttamento presentati al capitolo 2.2 e a un'efficienza specifica dei pannelli pari alla massima in commercio nel 2020, i valori ottenibili con un'efficienza uguale a quella prevista per il 2030/50 sono superiori di circa il 10%. La rete autostradale lombarda studiata è risultata essere lunga 751 km.

Tabella 3.1: Produzioni energetiche e potenze installabili stimate per chilometro di autostrada studiata relativamente all'installazione di pannelli FV a bordo strada nei 3 scenari di sfruttamento considerati.

Scenario di sfruttamento		MWh / (anno * km)			kWp / km		
		min	medio	max	min	medio	max
BS (Basso Sfruttamento)	Aree in classe C; no suolo agricolo	251	390	533	205	320	436
MS (Medio Sfruttamento)	Aree in classe C; si suolo agricolo	2.049	2.189	2.331	1.672	1.786	1.903
AS (Alto Sfruttamento)	Aree in classe B e C; si suolo agricolo	3.173	3.380	3.589	2.588	2.757	2.928

3.1.1.2) Barriere antirumore

Le barriere antirumore presenti sulle autostrade lombarde, tracciate mediante rilievo di dettaglio su Google street view, sono risultate complessivamente lunghe circa 205,1 km.

La superficie FV potenzialmente installabile sulle barriere antirumore presenti sulle autostrade lombarde è stata stimata utilizzando l'espressione (2.5) presentata al capitolo 2.1.1.2.1 (con 3 diversi valori di A_{PVNB}). I risultati ottenuti sono riportati in tabella 3.2; nella stessa tabella sono riportate anche le potenze di picco corrispondenti all'utilizzo di pannelli aventi le due diverse efficienze specifiche ($\eta_{FV,STC}$) considerate.

Tabella 3.2: Superfici fotovoltaiche (e potenze di picco corrispondenti) potenzialmente installabili sulle barriere antirumore presenti sulle autostrade lombarde.

	$A_{PVNB} = 1$	$A_{PVNB} = 1,5$	$A_{PVNB} = 2$
Superficie FV installabile [km ²]	0,144	0,216	0,287
Potenza di picco installabile [MWp]			
$\eta_{FV,STC,2020}$	33	49	66
$\eta_{FV,STC,2030}$	36	54	72

3.1.1.2.1) Stima del potenziale di produzione elettrica

Le produzioni energetiche ottenute sono riportate distinguendo tra le due diverse modalità con cui possono essere montati (inclinati) i pannelli (capitolo 2.1.1.2.2).

Tabella 3.3: Potenziali teorici di produzione [GWh/anno] stimati ipotizzando due possibilità di installazione dei pannelli FV e utilizzando la massima efficienza dei pannelli in commercio nel 2020 ($\eta_{FV,2020} = 0,228$).

Montaggio pannelli FV	$A_{PVNB}=1$	$A_{PVNB}=1,5$	$A_{PVNB}=2$
Ottimamente inclinati	39	58	78
Montati a 90° sulle pareti	27	40	53

In tabella 3.4 sono riportate le produzioni energetiche e le potenze installabili stimate per chilometro di autostrada studiata. Tali stime sono riferite ai 3 scenari di sfruttamento presentati al capitolo 2.2 e a un'efficienza specifica dei pannelli pari alla massima in commercio nel 2020, i valori ottenibili con un'efficienza uguale a quella prevista per il 2030/50 sono superiori di circa il 10%. Il valore Min si ottiene considerando di installare pannelli inclinati verticalmente su tutte le barriere. Il valore Max si ottiene considerando di installare pannelli ottimamente inclinati su tutte le barriere. Il valore Media è la media tra gli altri due.

Tabella 3.4: Produzioni energetiche e potenze installabili stimate per chilometro di autostrada studiata relativamente all'installazione di pannelli FV sulle barriere antirumore nei 3 scenari di sfruttamento considerati.

Scenario di sfruttamento	MWh / (anno * km)			kWp / km
	min	medio	max	
BS 1 m ² di pannello per metro di barriera	36	44	52	44
MS 1,5 m ² di pannello per metro di barriera	53	65	77	65
AS 2 m ² di pannello per metro di barriera	71	87	104	88

Al fine di ottenere valori più realistici (e conservativi) che tengano conto degli effetti di ombreggiamento causati da eventuali edifici e/o alberi presenti, i risultati riportati nelle tabelle 3.2, 3.3 e 3.4 sono stati ottenuti applicando un coefficiente di scala pari a 0,7 (Nordmann et al., 2000; Bellucci et al., 2003).

3.1.1.3) Altre possibilità di applicazione sulle autostrade

3.1.1.3.1) Strutture/tetti a copertura delle autostrade

Ipotizzando di costruire una tettoia larga 25 metri lungo tutte le autostrade lombarde, la superficie disponibile all'installazione di pannelli fotovoltaici sarebbe di circa 18,4 km².

Ipotizzando poi che tale superficie sia completamente coperta da pannelli solari posti orizzontalmente, le potenze di picco corrispondenti e le produzioni energetiche ottenibili sono quelle riportate in tabella 3.8.

Tabella 3.5: Potenza di picco installabile e produzione energetica potenzialmente ottenibile mediante l'installazione di pannelli FV su strutture a copertura di tutte le autostrade lombarde.

	MWp	GWh/anno	MWp / km	GWh / (anno * km)
$\eta_{FV,STC,2020}$	4.200	4.458	5,6	5,9
$\eta_{FV,STC,2030}$	4.605	4.888	6,1	6,5

3.1.1.3.2) Strade composte da celle fotovoltaiche

Ipotizzando di installare lungo l'intera rete autostradale lombarda una larghezza corrispondente a 4 corsie di superficie stradale composta di celle fotovoltaiche si otterrebbero circa 11,06 km² di superficie FV.

Valutare la potenza installabile e la produzione ottenibile da tali superfici risulta ad oggi molto complesso in quanto tale tecnologia è ancora in fase di sviluppo e non assicura efficienze di conversione energetica certe.

La stima è stata condotta utilizzando un'efficienza pari al 12%, paragonabile a quella dei prototipi studiati da Efthymiou et al. (2016) e a quella dell'impianto pilota installato in Francia (Pultarova, 2017; BDPV).

Uno studio condotto con il fine di valutare, tramite modellazioni teoriche, le potenzialità della stessa tecnologia ipotizza però un'efficienza delle celle pari al 5% (Rahman et al., 2017). I calcoli sono stati condotti utilizzando anche questo valore (tabella 3.9).

Tabella 3.6: Potenza di picco installabile e produzione elettrica potenzialmente ottenibile mediante l'implementazione, lungo tutte le autostrade lombarde, di 4 corsie composte di celle fotovoltaiche.

	MWp	GWh/anno	MWp / km	GWh / (anno * km)
$\eta_{FV,STC} = 0,05$	553	587	0,7	0,8
$\eta_{FV,STC} = 0,12$	1.327	1.408	1,8	1,9

3.1.2) Ferrovie

3.1.2.1) Fotovoltaico nelle fasce di rispetto

3.1.1.2.1) Stima della superficie fotovoltaica installabile (parametro A_{FV})

Le aree comprese nelle fasce di rispetto ferroviario sono state divise in 3 classi in base al loro grado di adeguatezza all'installazione fotovoltaica (classi A, B e C; Obane et al., 2020).

Gli usi del suolo compresi nelle classi B e C (tabella 2.4 capitolo 2.1.1.1.3) sono stati poi come detto suddivisi in 7 gruppi (aventi differenti valori per il parametro A_{GPV} dell'espressione (2.3)).

Per la stima della superficie FV installabile su ogni tipologia di area studiata è stata utilizzata l'espressione (2.3) presentata al capitolo 2.1.1.1.3.

La superficie fotovoltaica installabile nelle fasce di rispetto ferroviarie è stata stimata utilizzando tutte e 18 le possibili combinazioni dei valori scelti per i parametri $N_{A,NC}$ e $N_{A,C}$ (tabella 3.1).

Tramite queste 18 diverse combinazioni di valori sono stati calcolati i valori del parametro A_{GPV} relativo ad ognuno dei 7 gruppi di aree studiate (caratterizzati da diversi valori dei parametri SF , $F_{A,C}$ e $F_{A,NC}$). Tali valori sono riportati in tabella A3.10 in Appendice 3.

Moltiplicando poi i valori contenuti in tabella A3.10 per le superfici calcolate nei 7 gruppi (tabella 2.12 capitolo 2.1.2.1.2) è stato possibile ottenere la superficie di fotovoltaico installata (A_{FV}) (tabella A3.11 riportata in Appendice 3).

3.1.1.2.3) Stima del potenziale di produzione fotovoltaica e della potenza installabile

Le potenze di picco e le produzioni energetiche ottenibili dall'installazione di tali superfici FV nelle aree studiate sono riportate in figura 3.2. In tale figura i risultati ottenuti sono divisi in funzione dello scenario di sfruttamento dei campi coltivati considerato e della classe di adeguatezza all'installazione FV (B o C).

Lo scenario SC_Campi_1 considera che non vengano sfruttati i campi coltivati, SC_Campi_2 considera che venga sfruttato solo il 10% dei campi coltivati (senza impianti agro-fotovoltaici) e SC_Campi_3 considera che tutti i campi coltivati vengano sfruttati mediante l'installazione di impianti agro-fotovoltaici.

I risultati mostrati sono quelli relativi a un'efficienza specifica dei pannelli ($\eta_{FV,STC}$) pari alla massima in commercio nel 2020, i valori ottenibili con un'efficienza uguale a quella prevista per il 2030/50 sono superiori di circa il 10%.

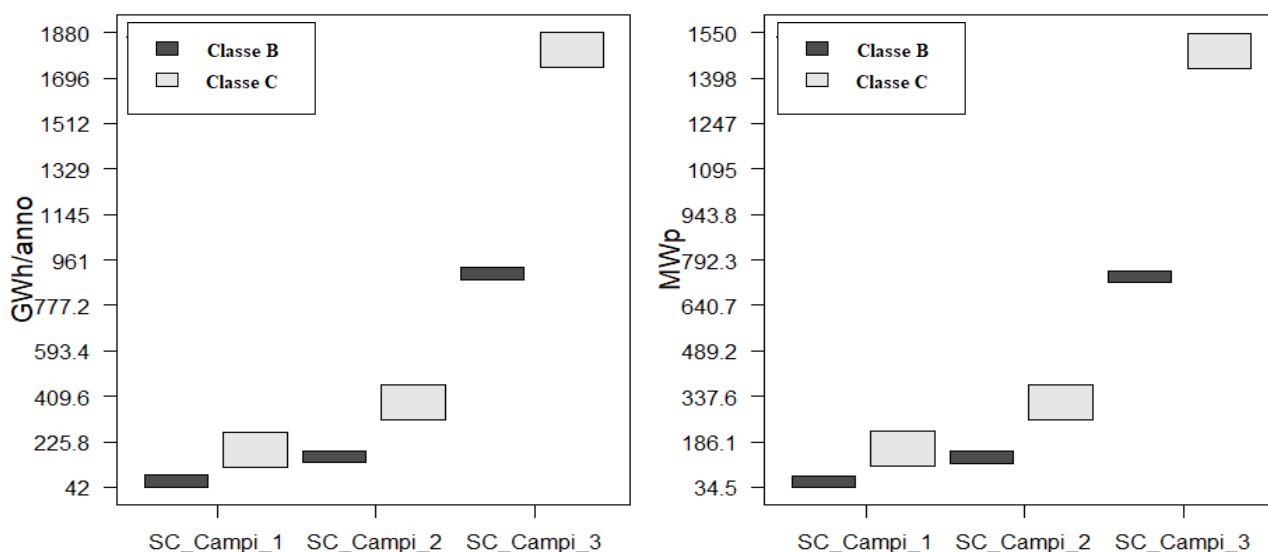


Figura 3.2: Energia producibile e potenza fotovoltaica installabile mediante pannelli FV a bordo binari stimata nei 3 diversi scenari di sfruttamento considerati per le ferrovie lombarde.

In tabella 3.7 sono riportate le produzioni energetiche e le potenze installabili stimate per chilometro di ferrovia studiata. Tali stime sono riferite ai 3 scenari di sfruttamento presentati al capitolo 2.2 e a un'efficienza specifica dei pannelli pari alla massima in commercio nel 2020, i valori ottenibili con un'efficienza uguale a quella prevista per il 2030/50 sono superiori di circa il 10%. La rete ferroviaria lombarda studiata è risultata essere lunga 2.182 km.

Tabella 3.7: Produzioni energetiche e potenze installabili stimate per chilometro di ferrovia studiata relativamente all'installazione di pannelli FV a bordo binari nei 3 scenari di sfruttamento considerati.

Scenario di sfruttamento		MWh / (anno * km)			kWp / km		
		min	medio	max	min	medio	max
BS (Basso Sfruttamento)	Aree in classe C; no suolo agricolo	57	89	121	47	74	101
MS (Medio Sfruttamento)	Aree in classe C; si suolo agricolo	797	829	861	656	682	709
AS (Alto Sfruttamento)	Aree in classe B e C; si suolo agricolo	1.201	1.244	1.287	984	1.019	1.055

3.1.2.2) Barriere antirumore

I tratti di rete ferroviaria relativi alle due diverse società gestori operanti in Lombardia sono stati studiati in maniera distinta in quanto è stato possibile ottenere informazioni precise riguardo alle sole barriere antirumore presenti sulla rete gestita da FerrovieNord.

Al fine di ottenere valori più realistici (e conservativi) che tengano conto degli effetti di ombreggiamento causati da eventuali edifici e/o alberi presenti, i risultati qui riportati sono stati ottenuti applicando un coefficiente di scala pari a 0,7 (Nordmann et al., 2000; Bellucci et al., 2003).

3.1.2.2.1) Rete FerrovieNord

Le barriere antirumore presenti sulle tratte ferroviarie gestite da FerrovieNord sono lunghe complessivamente circa 12,22 km.

Stima della superficie fotovoltaica (A_{FV}) e della potenza (P_{PICCO}) installabili

La superficie FV potenzialmente installabile sulle barriere antirumore presenti sulle tratte FerrovieNord è stata calcolata utilizzando l'espressione (2.5) presentata al capitolo 2.1.1.2.1 (con 3 diversi valori di A_{PVNB}).

I risultati ottenuti sono riportati in tabella 3.8; nella stessa tabella sono riportate anche le potenze di picco corrispondenti all'utilizzo di pannelli aventi le due diverse efficienze specifiche ($\eta_{FV,STC}$) considerate.

Tabella 3.8: Superfici fotovoltaiche (e potenze di picco corrispondenti) potenzialmente installabili sulle barriere antirumore presenti sulle tratte gestite da FerrovieNord.

	$A_{PVNB} = 1$	$A_{PVNB} = 1,5$	$A_{PVNB} = 2$
Superficie FV installabile [km ²]	0,008	0,013	0,018
Potenza di picco installabile [MWp]			
$\eta_{FV,STC,2020}$	2	2,9	3,9
$\eta_{FV,STC,2030}$	2,2	3,2	4,3

Stima del potenziale di produzione elettrica

Le produzioni energetiche ottenute sono riportate distinguendo tra le due diverse modalità con cui possono essere montati (inclinati) i pannelli (capitolo 2.1.1.2.2).

Tabella 3.9: Potenziale teorico di produzione ottenibile dalle barriere antirumore presenti sulle tratte ferroviarie FerrovieNord stimato utilizzando la massima efficienza dei pannelli in commercio nel 2020 ($\eta_{FV,2020} = 0,228$).

GWh/anno	$A_{PVNB} = 1$			$A_{PVNB} = 1,5$			$A_{PVNB} = 2$		
	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max
$\eta_{FV,STC,2020}$	1,5	1,9	2,3	2,3	2,9	3,4	3,2	3,9	4,6

3.1.2.2.2) Rete RFI

Vista la mancanza di informazioni riguardo le barriere presenti sulla rete RFI lombarda, i risultati ottenuti dalle barriere FerrovieNord sono stati utilizzati per formulare delle stime di produzione (e potenza installabile) relative all'utilizzo delle barriere RFI. Tali stime sono state condotte utilizzando tre diverse metodologie, le quali utilizzano come dato di partenza la produzione specifica per metro di barriera ottenuta dallo studio delle barriere FerrovieNord.

Metodologia 1

Tramite l'utilizzo dell'espressione (2.7) (capitolo 2.1.2.2.2) sono stati calcolati circa 66,88 km di barriere antirumore presenti sulla rete RFI lombarda.

La potenza fotovoltaica installabile su tali barriere (valutata tramite l'espressione (2.5) presentata al capitolo 2.1.1.2.1) è riportata in tabella 3.10.

Tabella 3.10: Superfici fotovoltaiche (e potenze di picco corrispondenti) potenzialmente installabili sulle barriere antirumore presenti sulle tratte ferroviarie gestite da RFI.

	$A_{PVNB} = 1$	$A_{PVNB} = 1,5$	$A_{PVNB} = 2$
Superficie FV installabile [km ²]	0,047	0,070	0,094
Potenza di picco installabile [MWp]			
$\eta_{FV,STC,2020}$	11	16	21
$\eta_{FV,STC,2030}$	12	18	23

Per la stima della produzione ottenibile dalle barriere RFI così ottenute sono stati utilizzati due diversi procedimenti (presentati al capitolo 2.1.2.2.2). I risultati ottenuti sono riportati in tabella 3.11 (il parametro P_{GHI} utilizzato nel secondo procedimento è risultato avere valore pari a circa 1,02).

Tabella 3.11: Potenziale teorico di produzione ottenibile [GWh/anno] dalle barriere antirumore presenti sulle tratte ferroviarie RFI stimato utilizzando la massima efficienza dei pannelli in commercio nel 2020 ($\eta_{FV,2020} = 0,228$).

	$A_{PVNB} = 1$			$A_{PVNB} = 1,5$			$A_{PVNB} = 2$		
	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max
Procedimento 1 (senza parametro P_{GHI})	8,5	10,5	12,5	12,7	15,8	18,8	16,9	20,9	25,0
Procedimento 2 (con parametro P_{GHI})	8,7	10,7	12,7	13,0	16,0	19,1	17,3	21,4	25,5

Metodologia 2

La lunghezza della rete di FerrovieNord (fuori dalle gallerie) in ambito urbano (secondo i criteri definiti nel capitolo 2.1.2.2.2) è stimata pari a circa 246,085 km, mentre quelli della rete RFI è circa pari a 834,826 km. Tramite l'utilizzo dell'espressione (2.7) presentata nel capitolo 2.1.2.2.2, basandoci su il rapporto fra l'estensione della due reti si è stimata in circa 41,781 km la presenza di barriere antirumore sulla rete RFI lombarda.

La potenza fotovoltaica installabile su tali barriere (valutata secondo diversi valori attribuibili al parametro A_{PVNB}) è riportata in tabella 3.12.

Tabella 3.12: Superfici fotovoltaiche (e potenze di picco corrispondenti) potenzialmente installabili sulle barriere antirumore presenti sulle tratte ferroviarie gestite da RFI.

	$A_{PVNB} = 1$	$A_{PVNB} = 1,5$	$A_{PVNB} = 2$
Superficie FV installabile [km ²]	0,029	0,044	0,059
Potenza di picco installabile [MWp]			
$\eta_{FV,STC,2020}$	7	10	13
$\eta_{FV,STC,2030}$	7	11	15

Per la stima della produzione ottenibile dalle barriere RFI così ottenute sono stati utilizzati due diversi procedimenti (presentati al capitolo 2.1.2.2.2). I risultati ottenuti sono riportati in tabella 3.13 (il parametro P_{GHI} utilizzato nel secondo procedimento è risultato avere valore pari a circa 1,015).

Tabella 3.13: Potenziale teorico di produzione ottenibile [GWh/anno] da impianti FV sulle barriere antirumore lungo la rete ferroviaria RFI stimato utilizzando la massima efficienza dei pannelli in commercio nel 2020 ($\eta_{FV,2020} = 0,228$).

	$A_{PVNB} = 1$			$A_{PVNB} = 1,5$			$A_{PVNB} = 2$		
	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max
Procedimento 1 (senza parametro P_{GHI})	5,3	6,6	7,8	7,9	9,8	11,7	10,6	13,1	15,6
Procedimento 2 (con parametro P_{GHI})	5,4	6,7	7,9	8,1	9,9	11,9	10,8	13,3	15,8

Metodologia 3

In Lombardia sono situati 1.740 dei 16.782 chilometri che compongono la rete nazionale di RFI. Nell'ipotesi che le barriere antirumore pianificate su tale rete (unico dato a disposizione, pari a circa 3.823 km) verranno distribuite in maniera omogenea, le barriere RFI pianificate per la sola Lombardia ammontano a circa 396,4 km. La potenza fotovoltaica installabile su tali barriere (valutata secondo diversi valori attribuibili al parametro A_{PVNB}) è riportata in tabella 3.14.

Tabella 3.14: Superfici FV (e potenze di picco) installabili sulle barriere antirumore presenti sulle tratte ferroviarie di RFI.

	$A_{PVNB} = 1$	$A_{PVNB} = 1,5$	$A_{PVNB} = 2$
Superficie FV installabile [km ²]	0,277	0,417	0,555
Potenza di picco installabile [MWp]			
$\eta_{FV,STC,2020}$	63	95	127
$\eta_{FV,STC,2030}$	69	104	139

Per la stima della produzione ottenibile dalle barriere RFI così ottenute sono stati utilizzati due diversi procedimenti (presentati al capitolo 2.1.2.2.2). I risultati ottenuti sono riportati in tabella 3.15 (il parametro P_{GHI} utilizzato nel secondo procedimento è lo stesso della seconda metodologia).

Tabella 3.15: Potenziale teorico di produzione ottenibile [GWh/anno] dalle barriere antirumore presenti sulle tratte ferroviarie RFI stimato utilizzando la massima efficienza dei pannelli in commercio nel 2020 ($\eta_{FV,2020} = 0,228$).

	$A_{PVNB} = 1$			$A_{PVNB} = 1,5$			$A_{PVNB} = 2$		
	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max
Procedimento 1 (senza parametro P_{GHI})	50,3	62,1	74,0	75,4	93,2	111,0	100,5	124,3	148,0
Procedimento 2 (con parametro P_{GHI})	51,0	63,1	75,1	76,4	94,6	112,6	102,0	126,1	150,2

3.1.2.2.3) Totale barriere antirumore presenti sulle ferrovie lombarde

In tabella 3.16 sono riportate le produzioni energetiche e le potenze installabili stimate per chilometro di ferrovia studiata. Tali stime sono riferite ai 3 scenari di sfruttamento presentati al capitolo 2.2 e a un'efficienza specifica dei pannelli pari alla massima in commercio nel 2020, i valori ottenibili con un'efficienza pari a quella prevista per il 2030/50 sono superiori di circa il 10%. Il valore Min si ottiene considerando di installare pannelli inclinati verticalmente su tutte le barriere. Il valore Max si ottiene considerando di installare pannelli ottimamente inclinati su tutte le barriere. Il valore Media è la media tra gli altri due.

Tabella 3.16: Produzioni energetiche e potenze installabili stimate per chilometro di ferrovia studiata relativamente all'installazione di pannelli FV sulle barriere antirumore nei 3 scenari di sfruttamento considerati e adottando le 3 metodologie di stima utilizzate per le barriere RFI (capitolo 2.1.2.2.2).

Metodologia stima barriere RFI	Scenario di sfruttamento	MWh / (anno * km)			kWp / km
		min	medio	max	
1	BS 1 m ² di pannello per metro di barriera	5	6	7	6
	MS 1,5 m ² di pannello per metro di barriera	7	9	10	9
	AS 2 m ² di pannello per metro di barriera	9	12	14	11
2	BS 1 m ² di pannello per metro di barriera	3	4	5	4
	MS 1,5 m ² di pannello per metro di barriera	5	6	7	6
	AS 2 m ² di pannello per metro di barriera	6	8	9	8
3	BS 1 m ² di pannello per metro di barriera	24	30	35	30
	MS 1,5 m ² di pannello per metro di barriera	36	45	53	45
	AS 2 m ² di pannello per metro di barriera	48	60	71	60

3.1.2.3) Strutture/tetti a copertura delle linee ferroviarie

Ipotizzando di costruire una tettoia larga 10 metri lungo tutte le ferrovie lombarde, la superficie disponibile all'installazione di pannelli fotovoltaici sarebbe di circa 21,743 km².

Ipotizzando poi che tale superficie sia completamente coperta da pannelli solari posti orizzontalmente, le potenze di picco corrispondenti e le produzioni energetiche ottenibili sono riportate in tabella 3.17.

Tabella 3.17: Potenza di picco installabile e produzione elettrica potenzialmente ottenibile mediante l'installazione di pannelli FV su strutture a copertura di tutte le ferrovie lombarde.

	MWp	GWh/anno	MWp / km	GWh / (anno * km)
$\eta_{FV,STC,2020}$	4.957	5.227	2,3	2,4
$\eta_{FV,STC,2030}$	5.436	5.731	2,5	2,6

3.1.3) Aeroporti

3.1.3.1) Cinque grandi aeroporti lombardi

Per quanto riguarda i 5 maggiori aeroporti, i valori di superficie di pannelli fotovoltaici che è possibile installare nei 3 scenari di sfruttamento considerati (capitolo 2.1.3) sono stati utilizzati per stimare la potenza fotovoltaica installabile. In tabella 3.18 sono riportati i risultati divisi per aeroporto e in tabella 3.19 quelli complessivi. Tali risultati considerano un'efficienza dei pannelli pari alla massima in commercio nel 2020, considerando invece l'efficienza massima prevista per il 2030/50 si hanno valori superiori di circa il 10%.

Tabella 3.18: Potenze FV installabili nei tre scenari di sfruttamento dei 5 maggiori aeroporti lombardi, caso in cui l'efficienza dei pannelli FV è pari alla massima in commercio nel 2020.

Milano Malpensa								
	MWp installabili nelle aree verdi inutilizzate			MWp installabili sui parcheggi	MWp installabili sui tetti	Totale aeroporto [MWp]		
	Min	Media	Max			Min	Media	Max
SC1_aeroporti (25% aree verdi)	55	86	117	56	36	146,4	177,0	208,1
SC2_aeroporti (50% aree verdi)	110	171	233			201,3	262,5	324,8
SC3_aeroporti (100% aree verdi)	220	342	467			311,0	433,6	558,0
Ghedi								
	MWp installabili nelle aree verdi inutilizzate			MWp installabili sui parcheggi	MWp installabili sui tetti	Totale aeroporto [MWp]		
	Min	Media	Max			Min	Media	Max
SC1_aeroporti (25% aree verdi)	34	53	73	5	10	49,2	68,3	87,8
SC2_aeroporti (50% aree verdi)	69	107	146			83,5	121,8	160,7
SC3_aeroporti (100% aree verdi)	137	214	292			152,1	228,7	306,5
Milano Linate								
	MWp installabili nelle aree verdi inutilizzate			MWp installabili sui parcheggi	MWp installabili sui tetti	Totale aeroporto [MWp]		
	Min	Media	Max			Min	Media	Max
SC1_aeroporti (25% aree verdi)	20	31	42	8	15	43,1	54,0	65,1
SC2_aeroporti (50% aree verdi)	39	61	83			62,7	84,5	106,7
SC3_aeroporti (100% aree verdi)	78	122	167			101,8	145,6	190,0
Montichiari								
	MWp installabili nelle aree verdi inutilizzate			MWp installabili sui parcheggi	MWp installabili sui tetti	Totale aeroporto [MWp]		
	Min	Media	Max			Min	Media	Max
SC1_aeroporti (25% aree verdi)	24	38	52	2	4	30,5	44,1	57,9
SC2_aeroporti (50% aree verdi)	49	76	103			54,9	82,0	109,6
SC3_aeroporti (100% aree verdi)	97	152	207			103,5	157,9	213,1
Orio al Serio								
	MWp installabili nelle aree verdi inutilizzate			MWp installabili sui parcheggi	MWp installabili sui tetti	Totale aeroporto [MWp]		
	Min	Media	Max			Min	Media	Max
SC1_aeroporti (25% aree verdi)	13	20	27	23	8	43,8	50,8	58,0
SC2_aeroporti (50% aree verdi)	25	39	53			56,4	70,4	84,6
SC3_aeroporti (100% aree verdi)	50	78	107			81,5	109,5	137,9

Tabella 3.19: Potenze FV installabili nei tre scenari di sfruttamento dei 5 maggiori aeroporti lombardi. I valori "Min", "Max" e "Media" si differenziano nel valore attribuito al parametro A_{ASPv} relativo alle aree verdi inutilizzate (espressione (2.9) capitolo 2.1.3.1.1).

	MWp installabili nei 5 aeroporti		
	Min	Media	Max
SC1_aeroporti (25% aree verdi)	313	394	477
SC2_aeroporti (50% aree verdi)	459	621	786
SC3_aeroporti (100% aree verdi)	750	1.075	1.406

La produzione teorica di energia fotovoltaica è stata poi stimata nei tre diversi scenari di sfruttamento e per le due diverse modalità di orientamento e inclinazione dei pannelli installati.

In tabella 3.20 sono riportati i risultati divisi per aeroporto e in tabella 3.21 quelli complessivi. Tali risultati considerano un'efficienza dei pannelli pari alla massima in commercio nel 2020.

Nelle tabelle sono indicati 3 valori per ogni scenario, "Min", "Max" e "Media":

- il valore "Min" si ottiene utilizzando il minor valore di A_{ASPv} (espressione (2.9) capitolo 2.1.3.1.1) e ipotizzando la peggior modalità di installazione di tutti i pannelli (inclinati a 0°);
- il valore "Max" si ottiene utilizzando il maggior valore di A_{ASPv} e ipotizzando la miglior modalità di installazione di tutti i pannelli (ottimamente inclinati e orientati);
- il valore "Media" è ottenuto utilizzando il valore medio di A_{ASPv} e ipotizzando che i pannelli vengano installati divisi equamente nelle due modalità.

Tabella 3.20: Produzione teorica di energia fotovoltaica calcolata nei tre diversi scenari di sfruttamento delle aree e per le due diverse modalità di orientamento e inclinazione dei pannelli installati, caso in cui $\eta_{FV,STC} = 0,228$

Milano Malpensa												
	GWh/anno da FV nelle aree verdi inutilizzate			GWh/anno da FV sui parcheggi			GWh/anno da FV sui tetti			Totale aeroporto [GWh/anno]		
	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max
SC1_aeroporti (25% aree verdi)	59,2	100,1	69,3	59,7	64,8	69,9	38,8	42,1	45,4	157,7	207,0	184,6
SC2_aeroporti (50% aree verdi)	118,4	200,2	294,3							216,9	307,1	409,6
SC3_aeroporti (100% aree verdi)	236,9	400,3	588,6							335,4	507,2	703,9
Ghedi												
	GWh/anno da FV nelle aree verdi inutilizzate			GWh/anno da FV sui parcheggi			GWh/anno da FV sui tetti			Totale aeroporto [GWh/anno]		
	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max
SC1_aeroporti (25% aree verdi)	36,5	61,1	89,2	5,7	6,1	6,5	10,1	10,9	11,6	52,3	78,1	107,4
SC2_aeroporti (50% aree verdi)	72,9	122,2	178,4							88,7	139,2	196,5
SC3_aeroporti (100% aree verdi)	145,9	244,4	356,7							161,7	261,4	374,9
Milano Linate												
	GWh/anno da FV nelle aree verdi inutilizzate			GWh/anno da FV sui parcheggi			GWh/anno da FV sui tetti			Totale aeroporto [GWh/anno]		
	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max
SC1_aeroporti (25% aree verdi)	20,9	64,9	51,1	8,6	9,3	9,9	16,4	17,7	18,9	45,9	91,8	80,0
SC2_aeroporti (50% aree verdi)	41,8	70,1	102,3							66,9	97,0	131,1
SC3_aeroporti (100% aree verdi)	83,6	140,1	204,5							108,7	167,1	233,4
Montichiari												
	GWh/anno da FV nelle aree verdi inutilizzate			GWh/anno da FV sui parcheggi			GWh/anno da FV sui tetti			Totale aeroporto [GWh/anno]		
	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max
SC1_aeroporti (25% aree verdi)	25,9	43,4	63,3	2,6	2,8	3,0	4,0	4,3	4,6	32,5	50,4	70,9
SC2_aeroporti (50% aree verdi)	51,8	86,7	126,5							58,4	93,8	134,1
SC3_aeroporti (100% aree verdi)	103,5	173,4	253,1							110,1	180,5	260,7
Orio al Serio												
	GWh/anno da FV nelle aree verdi inutilizzate			GWh/anno da FV sui parcheggi			GWh/anno da FV sui tetti			Totale aeroporto [GWh/anno]		
	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max
SC1_aeroporti (25% aree verdi)	13,0	21,9	32,0	23,8	25,7	27,6	8,5	9,2	9,9	45,3	56,8	69,6
SC2_aeroporti (50% aree verdi)	26,0	43,7	64,0							58,3	78,7	101,6
SC3_aeroporti (100% aree verdi)	51,9	87,4	128,1							84,3	122,4	165,7

Tabella 3.21: Potenziale di produzione fotovoltaica nei vari scenari di sfruttamento dei 5 maggiori aeroporti lombardi.

	GWh/anno prodotti dai 5 aeroporti		
	Min	Media	Max
SC1_aeroporti (25% aree verdi)	334	484	512
SC2_aeroporti (50% aree verdi)	489	716	973
SC3_aeroporti (100% aree verdi)	800	1.239	1.739

3.1.3.2) Nove aeroporti minori

In tabella 3.22 sono riportati i valori stimati di potenza fotovoltaica installabile nei 9 aeroporti minori. Tali stime considerano un'efficienza dei pannelli pari alla massima in commercio nel 2020, considerando invece l'efficienza massima prevista per il 2030/50 si hanno valori superiori di circa il 10%.

Tabella 3.22: Potenze FV installabili nei vari scenari di sfruttamento dei 9 minori aeroporti lombardi. I valori "Min", "Max" e "Media" si differenziano nel valore attribuito al parametro A_{ASPV} relativo alle aree verdi inutilizzate (espressione (2.9) capitolo 2.1.3.1.1).

	MWp installabili nei 9 aeroporti		
	Min	Medio	Max
SC1_aeroporti (25% aree verdi)	49	61	74
SC2_aeroporti (50% aree verdi)	71	96	122
SC3_aeroporti (100% aree verdi)	116	166	217

La produzione teorica di energia fotovoltaica è stata poi stimata nei tre diversi scenari di sfruttamento delle aree e per le due diverse modalità di orientamento e inclinazione dei pannelli installati.

I risultati complessivi dei 9 aeroporti sono riportati in tabella 3.23, questi sono relativi al considerare un'efficienza dei pannelli pari alla massima in commercio nel 2020.

Nella tabella sono indicati 3 valori per ogni scenario, "Min", "Max" e "Media":

- il valore "Min" si ottiene utilizzando il minor valore di A_{ASPV} (espressione (2.9) capitolo 2.1.3.1.1) e ipotizzando la peggior modalità di installazione di tutti i pannelli (inclinati a 0°);
- il valore "Max" si ottiene utilizzando il maggior valore di A_{ASPV} e ipotizzando la miglior modalità di installazione di tutti i pannelli (ottimamente inclinati e orientati);
- il valore "Media" è ottenuto utilizzando il valore medio di A_{ASPV} e ipotizzando che i pannelli vengano installati divisi equamente nelle due modalità.

Tabella 3.23: Potenziale di produzione fotovoltaica nei vari scenari di sfruttamento dei 9 minori aeroporti lombardi

	GWh/anno dai 9 aeroporti minori		
	Min	Media	Max
SC1_aeroporti (25% aree verdi)	44	62	82
SC2_aeroporti (50% aree verdi)	68	102	140
SC3_aeroporti (100% aree verdi)	115	181	256

3.1.3.3 Totale aeroporti lombardi

In tabella 3.24 sono riportati i valori medi delle produzioni energetiche e delle potenze installabili stimati nei 3 scenari di sfruttamento considerati per i vari aeroporti studiati. I dati di passeggeri annui (relativi ai soli 4 maggiori aeroporti civili) sono dell'anno 2019 (ASSAEROPORTI, 2019).

Tabella 3.24: Valore medio delle stime ottenute per l'energia prodotta e la potenza installabile nei vari aeroporti lombardi studiati (nei 3 scenari di sfruttamento). In cui l'efficienza dei pannelli FV è pari alla massima in commercio nel 2020.

Scenario		GWh/anno	MWp	GWh / (anno km ²)	GWh / (anno 10000 passeggeri)	MWp/km ²	MWp/10000 passeggeri
BS (25% aree verdi)	Malpensa	207,0	177,0	16,48	0,072	14,09	0,061
	Linate	62,0	54,0	16,30	0,094	14,19	0,082
	Montichiari	50,4	44,1	15,14	29,642	13,24	25,937
	Orio al Serio	56,8	50,8	20,13	0,041	18,00	0,037
	Ghedì (militare)	78,1	68,3	15,00	n.a	n.a	n.a
	Tot 5 aeroporti maggiori	454,3	394,2	16,39	0,092	14,22	0,080
	Tot 9 aeroporti minori	62	61	16,03	n.a	15,77	n.a
	Tot aeroporti Lombardia	516,3	455,2	16,34	0,105	14,41	0,092
MS (50% aree verdi)	Malpensa	307,1	262,5	24,45	0,106	20,90	0,091
	Linate	97	84,5	25,50	0,148	22,21	0,129
	Montichiari	93,8	82	28,17	55,167	24,63	48,227
	Orio al Serio	78,7	70,4	27,89	0,057	24,95	0,051
	Ghedì (militare)	139,2	121,8	26,74	n.a	23,40	n.a
	Tot 5 aeroporti maggiori	715,8	621,2	25,82	0,145	22,41	0,126
	Tot 9 aeroporti minori	102	96	26,37	n.a	24,82	n.a
	Tot aeroporti Lombardia	817,8	717,2	25,89	0,166	22,70	0,146
AS (100% aree verdi)	Malpensa	507,2	433,6	40,38	0,176	34,52	0,150
	Linate	167,1	145,6	43,93	0,254	38,27	0,222
	Montichiari	180,5	157,9	54,21	106,158	47,42	92,866
	Orio al Serio	122,4	109,5	43,38	0,088	38,81	0,079
	Ghedì (militare)	261,4	228,7	50,21	n.a	43,93	n.a
	Tot 5 aeroporti maggiori	1.238,6	1.075,3	44,68	0,251	38,79	0,218
	Tot 9 aeroporti minori	181	166	46,80	n.a	42,92	n.a
	Tot aeroporti Lombardia	1.419,6	1.241,3	44,94	0,288	39,29	0,252

3.2) Italia

3.2.1) Autostrade

I valori di energia potenzialmente producibile dalle autostrade lombarde nei tre diversi scenari di sfruttamento (capitolo 2.2), ovvero $E_{L,i}$ delle formule dalla (2.10) alla (2.15), sono riportati in Appendice 3 (tabella A3.8). In tabella A3.9 (Appendice 3) sono invece riportate le potenze installabili negli stessi scenari ($P_{L,i}$).

3.2.1.1) Stima del potenziale di produzione fotovoltaica e della potenza installabile

La potenza fotovoltaica installabile e l'energia potenzialmente producibile nelle autostrade italiane è stata stimata utilizzando 3 diverse metodologie di estrapolazione (presentate al capitolo 2.2.1).

I risultati ottenuti (relativi ai 3 scenari di sfruttamento) sono riassunti in figura 3.3; in Appendice 4 sono riportati i tabulati dei valori ottenuti (tabelle A4.1-A4.12). I risultati mostrati sono quelli relativi a un'efficienza specifica dei pannelli ($\eta_{FV,STC}$) pari a quella massima in commercio nel 2020, i valori ottenibili con un'efficienza uguale a quella prevista al 2030/50 sono superiori di circa il 10%.

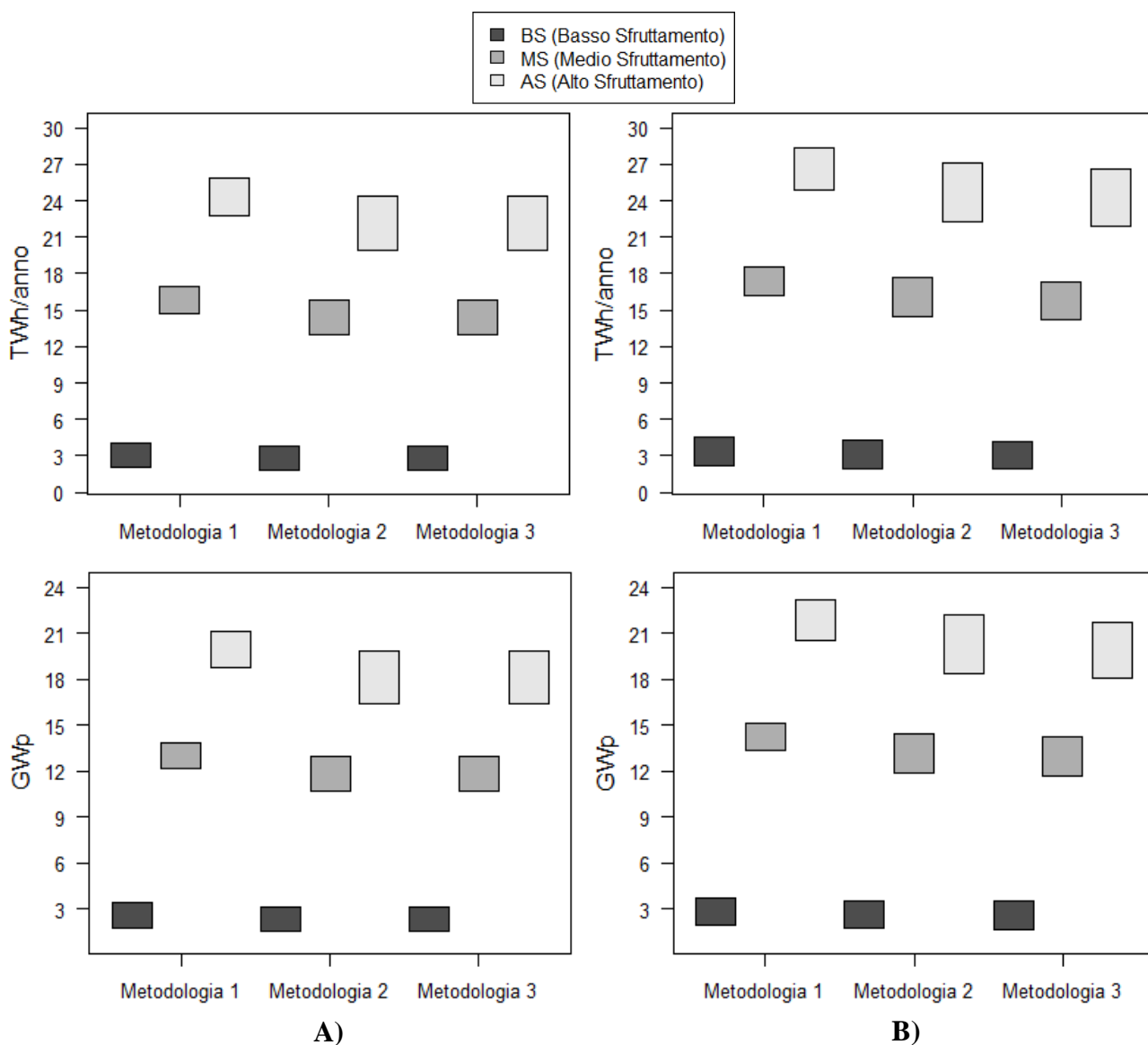


Figura 3.3: Energia potenzialmente producibile e potenza fotovoltaica installabile nelle autostrade italiane calcolata attraverso 3 metodologie diverse (capi 2.2.1), relativamente ad un'efficienza specifica dei pannelli $\eta_{FV,STC} = 22,8\%$.

A) Stima senza pesare la differenza di irraggiamento medio regionale; B) Stima pesando la differenza di irraggiamento medio regionale.

3.2.2) Ferrovie

I valori di energia potenzialmente producibile dalle ferrovie lombarde nei tre diversi scenari di sfruttamento (capitolo 2.2), ovvero $E_{L,i}$ delle formule (2.10) e (2.11), sono riportati in Appendice 3 (tabella A3.17). In tabella A3.18 (Appendice 3) sono invece riportate le potenze installabili negli stessi scenari ($P_{L,i}$).

3.2.2.1) Stima del potenziale di produzione fotovoltaica e della potenza installabile

La potenza fotovoltaica installabile e l'energia potenzialmente producibile nelle ferrovie italiane sono state stimate utilizzando una sola metodologia di estrapolazione (presentata al capitolo 2.2.2).

I risultati ottenuti (relativi ai 3 scenari di sfruttamento) sono riassunti in figura 3.4; in Appendice 4 sono riportati i tabulati dei valori ottenuti (tabelle A4.13 e A4.14). I risultati mostrati sono quelli relativi a un'efficienza specifica dei pannelli ($\eta_{FV,STC}$) pari a quella massima in commercio nel 2020, i valori ottenibili con un'efficienza uguale a quella prevista al 2030/50 sono superiori di circa il 10%.

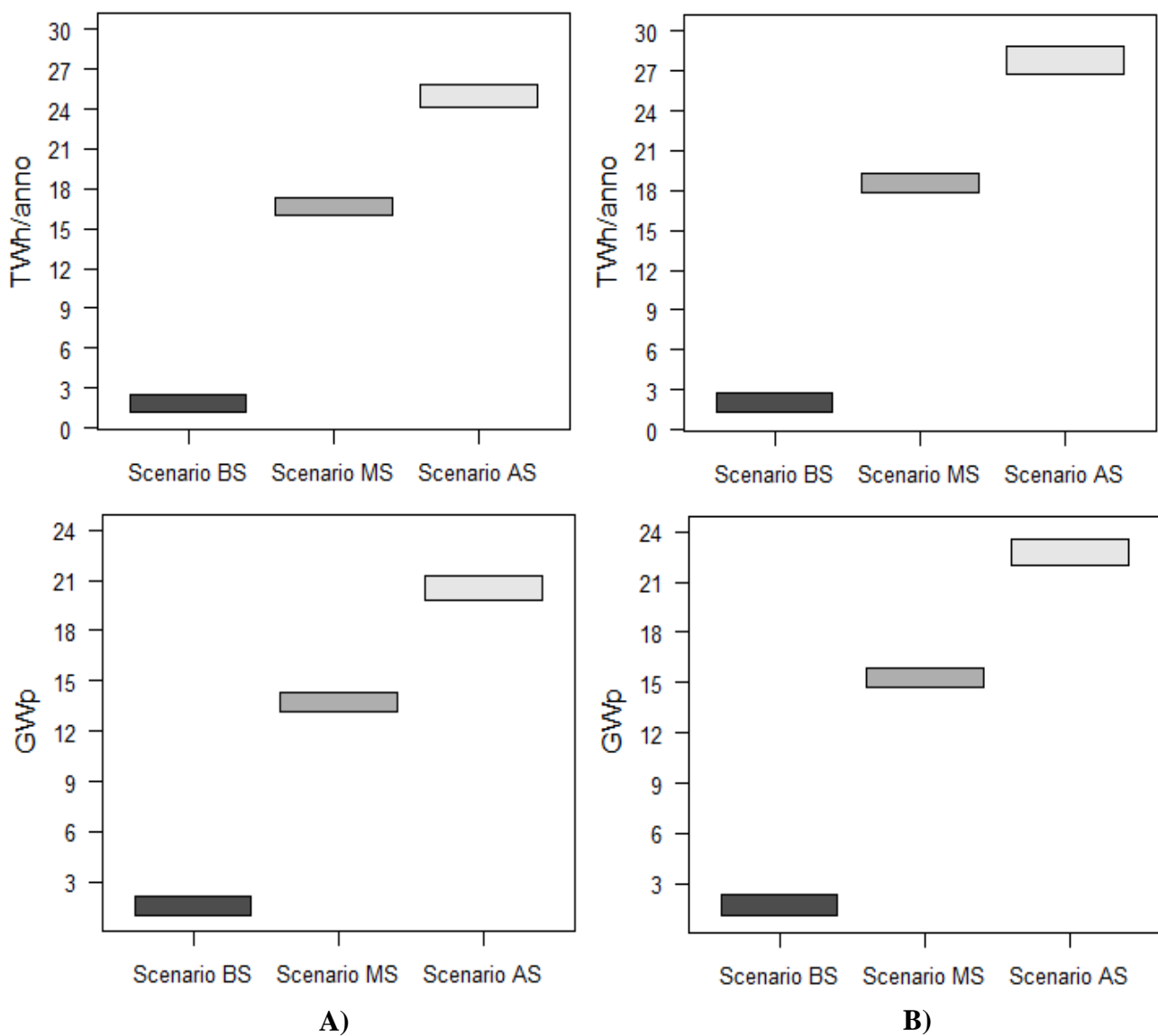


Figura 3.4: Energia potenzialmente producibile e potenza fotovoltaica installabile nelle autostrade italiane calcolata attraverso 3 metodologie diverse (capi 2.2.1), relativamente ad un'efficienza specifica dei pannelli $\eta_{FV,STC} = 22,8\%$.

A) Stima senza pesare la differenza di irraggiamento medio regionale; B) Stima pesando la differenza di irraggiamento medio regionale.

3.2.3) Aeroporti

Grazie ai dati trovati sono state utilizzate tre diverse metodologie volte alla stima della produzione energetica e della potenza FV installabile nei 3 scenari di sfruttamento degli aeroporti presentati al capitolo 2.2.

Per fare ciò, in tali metodologie sono stati utilizzati i valori ottenuti dallo studio degli aeroporti lombardi negli stessi scenari.

Siccome le estrapolazioni sono state condotte per studiare solamente i grandi aeroporti civili presenti in Italia, i risultati utilizzati in queste ultime sono stati quelli ottenuti dai soli 4 grandi aeroporti civili lombardi, ovvero: Milano Malpensa, Milano Linate, Brescia Montichiari e Orio al Serio.

Le produzioni energetiche (relative ai 3 scenari di sfruttamento) ottenibili e le potenze fotovoltaiche installabili negli aeroporti italiani sono riportate in figura 3.5 (in Appendice 4 sono riportati per esteso i valori ottenuti nei calcoli, tabelle A4.15-A4.18). I risultati mostrati sono quelli relativi a un'efficienza specifica dei pannelli ($\eta_{FV,STC}$) pari a quella massima in commercio nel 2020, i valori ottenibili con un'efficienza uguale a quella prevista al 2030/50 sono superiori di circa il 10%.

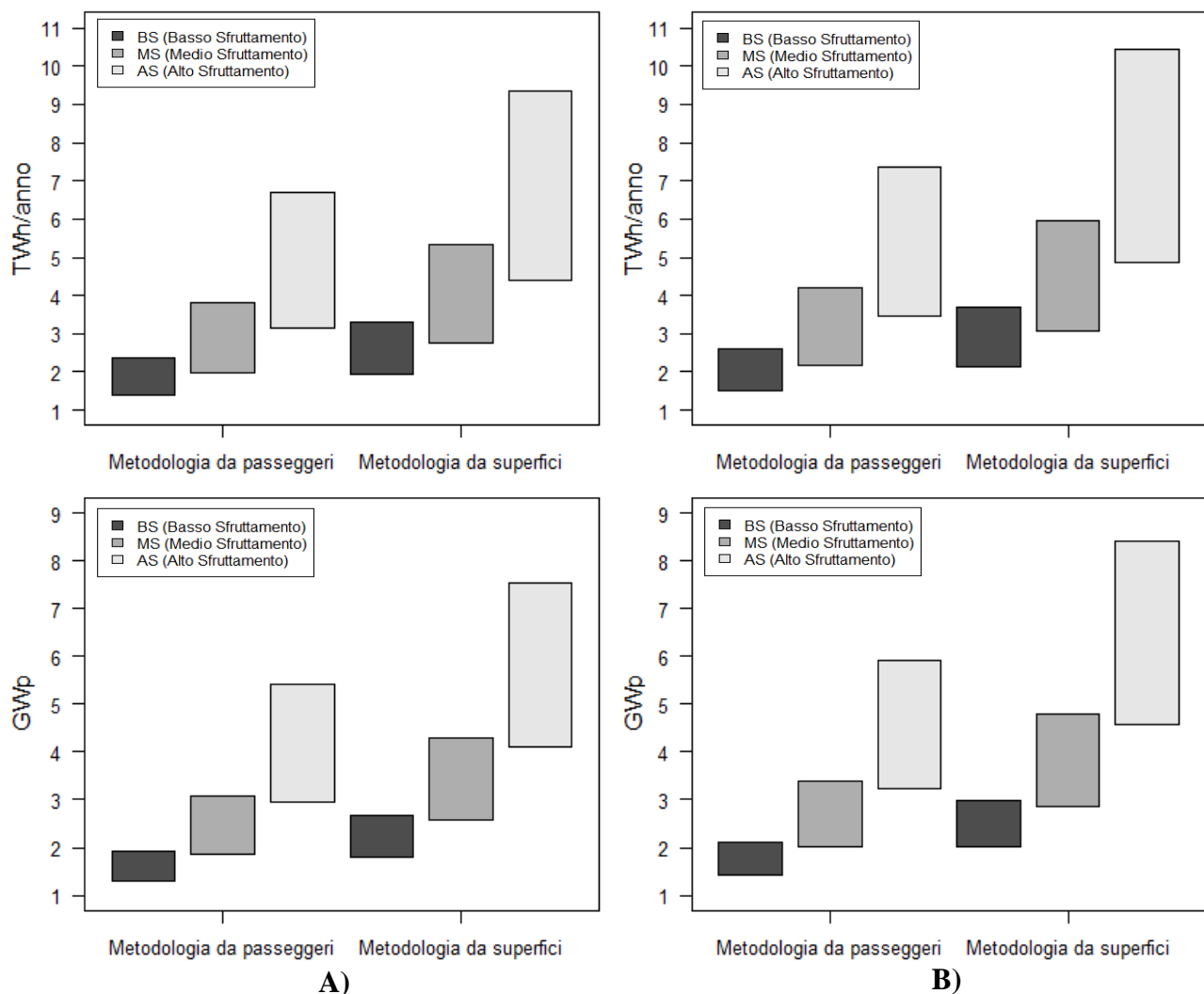


Figura 3.5: Energia potenzialmente producibile e potenza fotovoltaica installabile negli aeroporti italiani calcolata attraverso 3 metodologie diverse (capi 2.2.1), relativamente ad un'efficienza specifica dei pannelli $\eta_{FV,STC} = 22,8\%$.

A) Stima senza pesare la differenza di irraggiamento medio regionale; B) Stima pesando la differenza di irraggiamento medio regionale.

4) DISCUSSIONE DEI RISULTATI

4.1) Autostrade

4.1.1) Lombardia

4.1.1.1) Fotovoltaico nelle fasce di rispetto

I risultati ottenuti (riportati al capitolo 3.1.1.1.3 e in Appendice 3) forniscono una stima del potenziale di produzione fotovoltaica ottenibile mediante l'installazione di pannelli FV nelle fasce di rispetto delle autostrade lombarde, larghe 60 metri a partire dal limite stradale (contesto extra-urbano).

In tabella 4.1 sono riportate le produzioni energetiche e le potenze installabili stimate per chilometro di autostrada e per il totale delle autostrade lombarde. Tali stime sono riferite ai 3 scenari di sfruttamento presentati al capitolo 2.2 e a un'efficienza specifica dei pannelli pari alla massima in commercio nel 2020. I valori ottenibili con un'efficienza uguale a quella prevista per il 2030/50 sono circa del 10% superiori.

Tabella 4.1: Produzioni energetiche e potenze installabili stimate per chilometro di autostrada e per il totale delle autostrade lombarde relativamente all'installazione di pannelli FV a bordo strada nei 3 scenari di sfruttamento considerati (capitolo 2.2).

Scenario di sfruttamento	MWh / (anno * km)			kWp / km			GWh/anno			MWp		
	min	medio	max	min	medio	max	min	medio	max	min	medio	max
BS Aree in classe C; no suolo agricolo	251	390	533	205	320	436	188	293	400	154	240	328
MS Aree in classe C; si suolo agricolo	2.049	2.189	2.331	1.672	1.786	1.903	1.539	1.644	1.751	1.256	1.342	1.429
AS Aree in classe B e C; si suolo agricolo	3.173	3.380	3.589	2.588	2.757	2.928	2.383	2.538	2.696	1.944	2.070	2.199

Le stime sono state condotte adottando diverse semplificazioni legate alla scala dello studio. In particolare, riguardo la valutazione della superficie FV installabile:

- le aree studiate sono identificate dal file di uso del suolo della regione Lombardia (DUSAF 6.0) e da quelli relativi alla superficie autostradale presente; la precisione con cui le aree sono definite all'interno di questi ultimi non è nota. L'eventuale imprecisione genera però valori compresi nell'intervallo ottenuto utilizzando i diversi valori del parametro A_{GPV} usato per la stima della superficie FV installabile. L'affidabilità delle stime relative alla superficie FV installabile è quindi maggiore se viene valutato l'intervallo di valori ottenuti nel suo insieme (dato dalle 18 combinazioni dei parametri $N_{A,NC}$ e $N_{A,C}$, che stimano la superficie FV installabile per metro quadro di area adatta e che sono riportati in tabella 3.1 al capitolo 3.1.1.1.1). Allo stesso modo l'intervallo di valori ottenuti per lo scenario in cui i campi coltivati non vengono sfruttati (SC_Campi_1) risulta caratterizzato da maggiore affidabilità.

Gli intervalli di valori ottenuti per i singoli scenari SC_Campi_2 e 3 sono invece maggiormente legati all'imprecisione degli shapefile utilizzati (sono ottenuti considerando un unico valore di $N_{A,C}$); sono per questo indicazioni di massima e acquistano maggiore confidenza se valutati come uniti (dal valore minimo di SC_Campi_2 a quello massimo di SC_Campi_3).

- I valori dei parametri SF , $F_{A,C}$ e $F_{A,NC}$ (capitolo 2.1.1.1.3), applicati alla totalità delle aree studiate, sono stati calcolati dallo studio di un campione di 42 siti scelti casualmente.

Per quanto riguarda invece la radiazione solare:

- i dati di irraggiamento utilizzati sono i valori medi (calcolati dal 2007 al 2016) delle cumulate annue e sono caratterizzati da una bassa risoluzione (celle di circa 4,66 km²);

- i valori di irraggiamento utilizzati nel calcolo della produzione fotovoltaica sono quelli medi presenti sulle aree della classe B e C; non è stato possibile utilizzare la media calcolata sulla superficie dei pannelli in quanto l'esatta posizione di questi ultimi è ignota;

Lo studio condotto ha evidenziato l'importanza di sfruttare in maniera adeguata i campi coltivati presenti nelle fasce di rispetto autostradale; questi corrispondono infatti al 85% del totale delle aree adatte complessivamente presenti in Lombardia. La differenza in termini di potenza fotovoltaica installabile e di produzione energetica ottenibile tra lo scenario in cui tali campi non vengono utilizzati (SC_Campi_1) e quello in cui invece vengono implementati impianti agro-fotovoltaici (SC_Campi_3) è molto grande, l'incremento medio è di circa il 460% per la classe C e del 540% per la classe B (figura 3.1 capitolo 3.1.1.1.3).

Lo sfruttamento delle aree in classe B (aree adeguate all'installazione fotovoltaica ma protette dal piano paesaggistico regionale o situate in aree protette) comporta una produzione mediamente pari al 50% di quella ottenibile sfruttando le aree in classe C (figura 3.1 e Appendice 3); ciò evidenzia quanto sia importante coinvolgere anche tali aree in un ipotetico piano di sviluppo del fotovoltaico.

Nel caso di minimo sfruttamento (SC_Campi_1, senza utilizzare i campi coltivati) la produzione ottenibile sfruttando sia le aree in classe B sia quelle in classe C varia da 278 a 648 GWh/anno (caso in cui l'efficienza specifica dei pannelli sia pari alla massima in commercio nel 2020; considerando invece un'efficienza specifica dei pannelli pari alla massima prevista per il 2030/50 tali valori sono superiori di circa il 10%). Le stime indicano poi che sfruttando anche i campi coltivati è possibile ottenere una produzione variabile tra 525 GWh/anno (minimo valore ottenuto nello scenario SC_Campi_2) e 2.696 GWh/anno (massimo valore ottenuto nello scenario SC_Campi_3).

La potenza installabile varia invece tra 227 e 483 MWp nel caso di minimo sfruttamento (SC_Campi_1, senza utilizzare i campi coltivati e considerando $\eta_{FV,STC,2020}$). Sfruttando anche i campi coltivati è possibile invece installare una potenza variabile tra 428 MWp (minimo valore ottenuto nello scenario SC_Campi_2) e 2.199 MWp (massimo valore ottenuto nello scenario SC_Campi_3).

4.1.1.2) Barriere antirumore

Le stime ottenute (capitolo 3.1.1.2.1) forniscono una stima del potenziale di produzione fotovoltaica ottenibile mediante l'installazione di pannelli FV sulle barriere antirumore delle autostrade lombarde. I risultati ottenuti sono riassunti in tabella 4.2.

Tabella 4.2: Produzioni energetiche e potenze installabili stimate per chilometro di autostrada e per il totale delle autostrade lombarde relativamente all'installazione di pannelli FV sulle barriere antirumore nei 3 scenari di sfruttamento (basso, medio e alto) considerati (capitolo 2.2).

Scenario di sfruttamento	MWh / (anno * km)			kWp / km	GWh/anno			MWp
	min	medio	max		min	medio	max	
BS 1 m ² di pannello per metro di barriera	36	44	52	44	26	33	39	33
MS 1,5 m ² di pannello per metro di barriera	53	65	77	65	40	49	58	49
AS 2 m ² di pannello per metro di barriera	71	87	104	88	53	65	78	65

Le stime sono state condotte adottando diverse semplificazioni legate alla scala dello studio, in particolare:

- per quanto riguarda il calcolo della radiazione solare incidente: i dati di irraggiamento utilizzati sono i valori medi (calcolati dal 2007 al 2016) delle cumulate annue e sono caratterizzati da una bassa risoluzione (celle di circa 4,66 km²);

- la metodologia di stima utilizzata non tiene conto degli effetti di ombreggiamento dovuti a edifici e/o alberi circostanti, i quali potrebbero ridurre il numero di siti idonei all'implementazione di PVNB. Per ottenere una stima dettagliata di questo effetto, per cui sarebbe necessaria un'ispezione in loco sulle singole barriere, è stato utilizzato un coefficiente di scala pari a 0,7 (Nordmann et al., 2000; Bellucci et al., 2003).

La potenza di picco complessivamente installabile sulle barriere presenti in Lombardia varia tra 33 e 65 MWp (caso in cui l'efficienza specifica dei pannelli sia pari alla massima in commercio nel 2020).

La produzione energetica ottenibile varia in funzione dell'inclinazione con cui vengono installati i pannelli FV. Quest'ultima è compresa tra i 26 e i 78 GWh/anno (caso in cui l'efficienza specifica dei pannelli sia $\eta_{FV,STC,2020}$). Se si considera un'efficienza dei pannelli pari alla massima prevista in commercio per il 2030 tali valori risultano superiori di circa il 10%.

Seppure molto inferiori a quelli relativi ai pannelli FV nelle fasce di rispetto, questi contributi risultano comunque molto interessanti in quanto non comportano nessun consumo aggiuntivo di terreno (e sono implementabili con relativa semplicità dalle società gestori delle autostrade). Va inoltre considerato che il fattore di scala utilizzato per quantificare l'influenza dell'ombreggiamento è un valore conservativo.

4.1.1.3) Totale autostrade lombarde

Le stime condotte considerando l'installazione di pannelli FV sulle barriere antirumore e nelle fasce di rispetto delle autostrade lombarde evidenziano un grande squilibrio nei contributi apportati dalle due possibilità di applicazione (figura 4.1). Tale squilibrio, che aumenta all'aumentare dell'intensità con cui viene sfruttata l'autostrada, è dovuto alla enorme differenza in termini di superficie fotovoltaica installabile.

Nella figura 4.1 è inoltre riportato il contributo dovuto alle varie tipologie di aree presenti nelle fasce di rispetto.

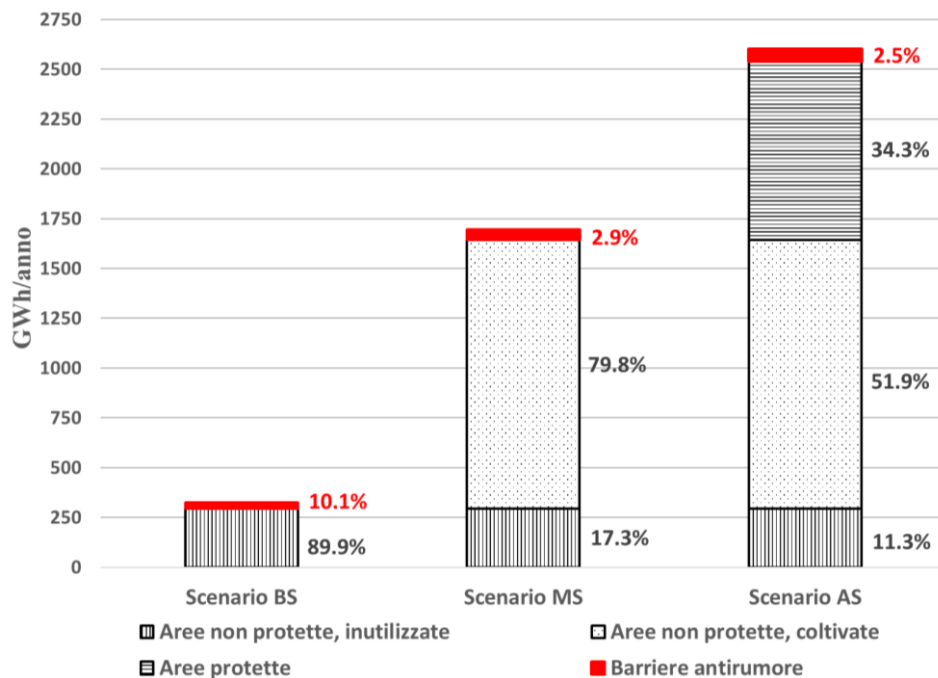


Figura 4.1: Valore medio stimato per la produzione energetica ottenibile dall'installazione di pannelli FV sulle barriere antirumore e nelle fasce di rispetto delle autostrade lombarde nei 3 scenari di sfruttamento (basso, medio e alto) (capitolo 2.2)

Dalle stime ottenute risulta quindi che l'installazione di pannelli fotovoltaici nelle fasce di rispetto autostradale (larghe 60 metri in ambito extra-urbano) comporta la maggior parte della produzione fotovoltaica ottenibile dallo sfruttamento delle autostrade.

Le fasce di rispetto (definite dal Codice della Strada) identificano aree in cui è assicurato che in futuro non verranno costruiti ingombri voluminosi che possano impedire il corretto inserimento di pannelli fotovoltaici (se non da parte dell'ente gestore dell'autostrada). Tra le aree comprese in queste ultime è stato stimato che circa il 39,4% risulta caratterizzato da un uso del suolo inadatto all'installazione fotovoltaica (capitolo 2.1.1.1.2); tra quelle invece adatte il 21,4% risulta situato in aree protette (in cui non è però vietata l'installazione fotovoltaica).

Le stime indicano che circa l'85% della superficie utilizzabile per l'installazione di pannelli FV risulta suolo coltivato. Considerando di implementare su tali superfici installazioni agro-fotovoltaiche, che permettono l'installazione di pannelli FV mantenendo le coltivazioni presenti, è stato stimato un incremento medio nella produzione energetica pari a circa il 460% per la classe C (aree non protette) e al 540% per la classe B (aree protette) (figura 3.1 capitolo 3.1.1.1.3).

Le aree adatte all'installazione fotovoltaica che non risultano coltivate (15% del totale) sono invece sfruttabili mediante l'installazione di pannelli a terra, lo sfruttamento di queste ultime appare di semplice realizzazione e conveniente sia da un punto di vista economico sia ambientale. Sfruttando la parte di queste aree che non ricade in zone protette si stima una produzione di circa 293 GWh annui (da 188 a 400 GWh/anno). Sfruttando anche la parte che risulta situata in aree protette (classe B) si stima un aumento nella produzione fotovoltaica ottenibile di circa il 50%, ciò evidenzia l'importanza di coinvolgere anche tali aree in un ipotetico piano di sviluppo del fotovoltaico.

I risultati ottenuti negli scenari a medio e alto sfruttamento sono principalmente legati all'implementazione di impianti agro-fotovoltaici (installati solo nelle aree non protette nel medio sfruttamento e anche in queste ultime nell'alto sfruttamento). Va quindi osservato che nel caso in cui si decida di sostituire questi ultimi con l'installazione di pannelli FV a terra (che sostituirebbero le coltivazioni presenti, le quali sono quelle situate nelle immediate vicinanze dell'asse autostradale), la produzione energetica ottenibile potrebbe essere in media superiore di circa il 20%. Tale incremento è dovuto al fatto che le installazioni agro-fotovoltaiche sono caratterizzate da una densità di pannelli FV installabili per metro quadro di terreno inferiore a quella ottenibile non curandosi di mantenere produttiva la coltivazione presente a terra. In questo lavoro la densità con cui è stata considerata l'installazione di pannelli su suolo non agricolo (suolo inutilizzato) varia tra il 19 e il 40% circa, quella relativa all'implementazione di impianti agro-fotovoltaici è invece stata considerata pari al 25% (tutti i valori sono stati scelti dall'analisi della letteratura, capitolo 2.1.1.1.3).

4.1.2) Autostrade italiane

Le stime ottenute a livello nazionale sono caratterizzate come detto da una maggiore imprecisione rispetto a quelle della sola Lombardia, queste risultano però utili come prima indicazione di massima della potenza fotovoltaica installabile e della produzione energetica ottenibile mediante lo sfruttamento delle infrastrutture di trasporto italiane.

Le stime relative allo sfruttamento dell'intera rete autostradale italiana sono state condotte mediante 3 diverse metodologie (presentate al capitolo 2.2.1). Queste ultime sono state formulate con lo scopo di coinvolgere tutti i dati che è stato possibile reperire (riguardo le autostrade italiane e la differenza tra queste e quelle lombarde).

La prima metodologia è quella che produce i valori maggiori (figura 3.3 capitolo 3.2.1.1 e Appendice 4), ciò è dovuto al fatto che nel suo procedimento non considera che la rete autostradale lombarda (dal cui studio sono stati estratti i valori di energia producibile per unità di lunghezza di autostrada) è caratterizzata da una presenza di gallerie inferiore alla media nazionale

I risultati ottenuti dalla seconda e dalla terza metodologia si differenziano invece solamente nell'utilizzo del parametro GHI (il quale pesa la differenza tra l'irradianza media presente nelle varie regioni e quella presente in Lombardia). La seconda metodologia, la quale pesa la differenza d'irradianza a livello nazionale, produce risultati maggiori rispetto alla terza (che pesa la differenza di irradianza a livello regionale).

I risultati ottenuti utilizzando la terza metodologia (riportati in Appendice 4) sono sia i più conservativi sia i più precisi da un punto di vista metodologico. In tabella 4.3 sono riportate le stime ottenute utilizzando tale metodologia e pesando la differenza di irraggiamento medio presente nelle varie regioni (formula 2.11 capitolo 2.2.1.3).

Tabella 4.3: Produzioni energetiche e potenze installabili stimate per chilometro di autostrada e per il totale delle autostrade italiane utilizzando la metodologia 3 (capitolo 2.2.1) nei 3 scenari di sfruttamento considerati (basso, medio e alto; capitolo 2.2). Tali stime considerano un'efficienza specifica dei pannelli pari alla massima in commercio nel 2020.

	TWh/anno			GWp			GWh / (km anno)			MWp/km		
	min	media	max	min	media	max	min	media	max	min	media	max
Scenario BS	2	3	4	2	3	4	0,3	0,4	0,6	0,2	0,4	0,5
Scenario MS	14	16	17	12	13	14	2	2,3	2,5	1,7	1,9	2
Scenario AS	22	24	27	18	20	22	3,1	3,5	3,8	2,6	2,8	3,1

Nello scenario di minimo sfruttamento (scenario BS introdotto al capitolo 2.2) le stime ottenute da tale metodologia indicano quindi che sulle autostrade italiane è possibile installare da 1,7 a 3,5 GWp (nel caso in cui l'efficienza specifica dei pannelli sia pari alla massima in commercio nel 2020). A tale potenza installata corrisponde una produzione tra i 1,9 e i 4,2 TWh/anno.

Le stime indicano poi un limite superiore di potenza installabile variabile tra i 18 e i 21,7 GWp e una produzione energetica variabile tra i 21,8 e i 26,6 TWh/anno.

Come per il caso regionale, questa produzione è legata all'utilizzo delle fasce di rispetto, che fornisce un contributo molto maggiore rispetto alle barriere antirumore (le considerazioni relative alla sfruttabilità di tali fasce sono le stesse discusse al capitolo 4.1.1.3).

4.2) Ferrovie

4.2.1) Lombardia

4.2.1.1) Fotovoltaico nelle fasce di rispetto

I risultati ottenuti (riportati al capitolo 3.1.1.2.3 e in Appendice 3) forniscono una stima del potenziale di produzione fotovoltaica ottenibile mediante l'installazione di pannelli FV nelle fasce di rispetto delle ferrovie lombarde, larghe 30 metri a partire dai binari.

In tabella 4.4 sono riportate le produzioni energetiche e le potenze installabili stimate per chilometro di ferrovia e per il totale delle ferrovie lombarde. Tali stime sono riferite ai 3 scenari di sfruttamento presentati al capitolo 2.2 e a un'efficienza specifica dei pannelli pari alla massima in commercio nel 2020, i valori ottenibili con un'efficienza uguale a quella prevista per il 2030/50 sono superiori di circa il 10%.

Tabella 4.4: Produzioni energetiche e potenze installabili stimate per chilometro di ferrovia e per il totale delle ferrovie lombarde relativamente all'installazione di pannelli FV a bordo strada nei 3 scenari di sfruttamento considerati (basso, medio e alto).

Scenario di sfruttamento	MWh / (anno * km)			kWp / km			GWh/anno			MWp		
	min	medio	max	min	medio	max	min	medio	max	min	medio	max
BS Aree in classe C; no suolo agricolo	57	89	121	47	74	101	124	194	264	104	161	220
MS Aree in classe C; si suolo agricolo	797	829	861	656	682	709	1.739	1.809	1.879	1.431	1.488	1.547
AS Aree in classe B e C; si suolo agricolo	1.201	1.244	1.287	984	1.019	1.055	2.621	2.714	2.809	2.146	2.224	2.302

Le stime sono state condotte adottando diverse semplificazioni legate alla scala dello studio, le quali sono le stesse discusse per le autostrade (capitolo 4.1.1.1). Nel caso delle ferrovie i valori ottenuti tendono però a sottostimare maggiormente le produzioni ottenibili e le potenze installabili in quanto in questo studio le aree che ricadono sia nelle fasce di rispetto autostradale sia in quelle ferroviarie sono state considerate solamente nella stima delle autostrade.

Come per le autostrade, anche per le ferrovie appare chiara l'importanza di utilizzare anche la quota parte di campi coltivati che risiede nelle fasce di rispetto: questi corrispondono infatti al 90% del totale delle aree adatte complessivamente presenti in Lombardia.

Lo sfruttamento delle aree in classe B (aree adeguate all'installazione fotovoltaica ma protette dal piano paesaggistico regionale o situate in aree protette) comporta una produzione mediamente pari a circa il 42% di quella ottenibile sfruttando le aree in classe C (figura 3.2 e Appendice 3); ciò evidenzia ancora una volta quanto importante sia coinvolgere anche tali aree in un ipotetico piano di sviluppo del fotovoltaico.

Nel caso di minimo sfruttamento (SC_Campi_1, senza utilizzare i campi coltivati) la produzione ottenibile sfruttando sia le aree in classe B sia quelle in classe C varia da 167 a 354 GWh/anno (caso in cui l'efficienza specifica dei pannelli sia pari alla massima in commercio nel 2020). Le stime indicano poi che sfruttando anche i campi coltivati è possibile ottenere una produzione variabile tra 455 GWh/anno (minimo valore ottenuto nello scenario SC_Campi_2) e 2.809 GWh/anno (massimo valore ottenuto nello scenario SC_Campi_3).

La potenza installabile varia invece tra 139 e 294 MWp nel caso di minimo sfruttamento (SC_Campi_1, senza utilizzare i campi coltivati e considerando $\eta_{FV,STC,2020}$). Sfruttando anche i campi coltivati è possibile invece installare una potenza variabile tra 374 MWp (minimo valore ottenuto nello scenario SC_Campi_2) e 2.302 MWp (massimo valore ottenuto nello scenario SC_Campi_3).

4.2.1.2) Barriere antirumore

I risultati ottenuti (capitolo 3.1.2.2) sono caratterizzati da una maggiore incertezza rispetto a quelli delle barriere antirumore autostradali. Oltre a quelle discusse per le autostrade, legate alla precisione dei dati di radiazione solare e al coefficiente di scala utilizzato per quantificare l'effetto degli ombreggiamenti degli edifici, per le barriere presenti sulle ferrovie sono state utilizzate ulteriori semplificazioni volte alla stima del potenziale ottenibile dalle barriere presenti sulle tratte RFI (su cui non sono state trovate informazioni). Per fare questo sono state utilizzate 3 diverse metodologie di estrapolazione (presentate al capitolo 2.1.2.2.2), i cui risultati sono riportati al capitolo 3.1.2.2.2.

Le metodologie 1 e 2 calcolano la lunghezza delle barriere presenti sulle tratte RFI lombarde a partire da quelle attualmente presenti sulle tratte FerrovieNord. Tra queste due metodologie la seconda è quella che produce i risultati più conservativi, i quali consistono in una potenza complessivamente installabile che oscilla tra i 9 e i 18 MWp circa.

La terza metodologia calcola invece la lunghezza delle barriere presenti sulle tratte RFI a partire dal dato nazionale di barriere di cui è prevista l'installazione. In questo caso la potenza complessivamente installabile oscilla tra i 65 e i 144 MWp circa.

La differenza tra questi due intervalli di valori è dovuta al fatto che la gran parte delle barriere antirumore pianificate devono ancora essere realizzate (ciò è stato anche confermato da RFI stesso, il quale informa che l'attuale presenza di barriere è molto inferiore rispetto a quanto già pianificato). Tale considerazione si riflette nel fatto che i valori stimati con la metodologia 3 sono circa 7-8 volte superiori a quelli ottenuti con la metodologia 2.

In tabella 4.5 sono riportati i valori stimati per l'intera rete lombarda. Questi ultimi sono stati ottenuti utilizzando, per la valutazione della parte RFI, la metodologia 2 e pesando la radiazione media presente sulle due diverse reti (parametro P_{GHI} capitolo 2.1.2.2.2). Le stime così ottenute sono quelle maggiormente conservative e che appaiono più precise da un punto di vista metodologico.

Tabella 4.5: Produzioni energetiche e potenze installabili stimate per chilometro di ferrovia e per il totale delle ferrovie lombarde relativamente all'installazione di pannelli FV sulle barriere antirumore nei 3 scenari di sfruttamento considerati (basso, medio e alto; capitolo 2.2) e stimando il contributo delle barriere RFI utilizzando la metodologia 2 (capitolo 2.1.2.2.2).

Scenario di sfruttamento	MWh / (anno * km)			kWp / km	GWh/anno			MWp
	min	medio	max		min	medio	max	
BS 1 m ² di pannello per metro di barriera	3,2	3,9	4,7	4,0	6,9	8,6	10,2	8,6
MS 1,5 m ² di pannello per metro di barriera	4,8	5,9	7,0	5,9	10,4	12,9	15,3	13,0
AS 2 m ² di pannello per metro di barriera	6,4	7,9	9,4	7,9	13,9	17,2	20,4	17,3

Seppure non grandissimi in termini assoluti, questi contributi risultano comunque molto interessanti in quanto non comportano nessun consumo aggiuntivo di terreno (e sono implementabili con relativa semplicità dalle società gestori delle ferrovie). Va inoltre considerato che il fattore di scala utilizzato per quantificare l'influenza dell'ombreggiamento (pari a 0,7) è un valore conservativo.

4.2.1.3) Totale ferrovie lombarde

Come per le autostrade, anche le stime condotte considerando l'installazione di pannelli FV sulle barriere antirumore e nelle fasce di rispetto delle ferrovie lombarde evidenziano un grande squilibrio nei contributi apportati dalle due possibilità di applicazione (figura 4.2). Tale squilibrio, che aumenta all'aumentare dell'intensità con cui viene sfruttata la ferrovia, è dovuto alla enorme differenza in termini di superficie fotovoltaica installabile.

Nella figura 4.2 è inoltre riportato il contributo dovuto alle varie tipologie di aree presenti nelle fasce di rispetto.

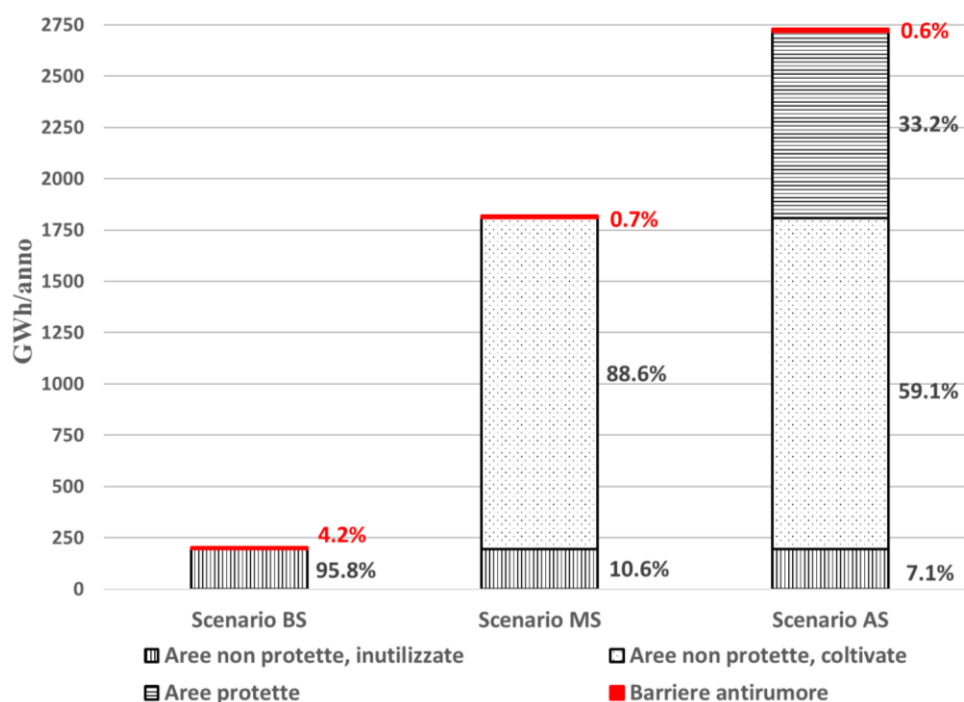


Figura 4.2: Valore medio stimato per la produzione energetica ottenibile dall'installazione di pannelli FV sulle barriere antirumore e nelle fasce di rispetto delle ferrovie lombarde nei 3 scenari di sfruttamento (basso, medio e alto; capitolo 2.2)

Dalle stime ottenute risulta quindi che l'installazione di pannelli fotovoltaici nelle fasce di rispetto ferroviario (larghe 30 metri) comporta la maggior parte della produzione fotovoltaica ottenibile dallo sfruttamento delle ferrovie.

Come per quelle relative alle autostrade, anche le fasce di rispetto ferroviario identificano aree in cui è assicurato che in futuro non verranno costruiti ingombri voluminosi che possano impedire il corretto inserimento di pannelli fotovoltaici (se non da parte dell'ente gestore delle ferrovie). Tra le aree comprese in queste ultime è stato stimato che circa il 55,2% risulta caratterizzato da un uso del suolo inadatto all'installazione fotovoltaica (capitolo 2.1.1.1.2); tra quelle invece adatte il 14,7% risulta situato in aree protette (in cui non è però vietata l'installazione fotovoltaica).

Rispetto alle fasce di rispetto autostradale quelle ferroviarie presentano quindi una minore percentuale di aree sfruttabili per l'installazione di pannelli FV: nel caso delle autostrade questa è pari a circa il 39% del totale (28 km²), per le ferrovie è invece pari a circa il 30% (33,19 km²). Le stime indicano che circa il 90% di queste aree sfruttabili è suolo coltivato; appare quindi primario il contributo dovuto all'installazione di impianti agro-fotovoltaici. Come discusso per le autostrade, nel caso in cui si decida di sostituire questi ultimi con l'installazione di pannelli FV a terra (che sostituirebbero le coltivazioni presenti, le quali sono quelle situate nelle immediate vicinanze dell'asse ferroviario), la produzione energetica ottenibile potrebbe essere in media superiore di circa il 20%.

Le aree adatte all'installazione fotovoltaica che non risultano coltivate (10% del totale) sono invece facilmente sfruttabili mediante l'installazione di pannelli a terra. Come per le aree inutilizzate presenti nelle fasce di rispetto autostradale, anche in questo caso il loro sfruttamento appare di semplice realizzazione e conveniente sia da un punto di vista economico sia ambientale. Sfruttando la parte di queste aree che non ricade in zone protette si stima una produzione di circa 194 GWh annui (da 124 a 264 GWh/anno). Sfruttando anche la parte che risulta situata in aree protette (classe B) si stima un aumento nella produzione fotovoltaica ottenibile di circa il 42%, ciò evidenzia l'importanza di coinvolgere anche tali aree in un ipotetico piano di sviluppo del fotovoltaico.

4.2.2) Ferrovie italiane

Le stime relative allo sfruttamento dell'intera rete ferroviaria italiana sono state condotte mediante una sola metodologia, ciò è dovuto alla mancanza di informazioni circa le gallerie presenti a livello italiano. Non è stato quindi possibile ottenere una stima che tenesse conto della distribuzione delle gallerie ferroviarie nelle varie regioni (e quindi della possibile differenza nella densità di gallerie presenti sulla rete lombarda rispetto alla media nazionale).

Le stime ottenute sono quindi da considerarsi meno attendibili di quelle ottenute per le autostrade, ciononostante risultano di interesse in una prima valutazione del potenziale a livello nazionale. Tali stime sono state condotte sia utilizzando sia non utilizzando un parametro GHI definito a livello regionale (che pesa la differenza tra l'irradianza media delle varie regioni e quella della Lombardia). Siccome l'irradianza media in Lombardia è minore di quella media nazionale i risultati ottenuti coinvolgendo tale parametro (riportati in tabella 4.6) sono risultati maggiori.

Tabella 4.6: Produzioni energetiche e potenze installabili stimate per chilometro di ferrovia e per il totale delle ferrovie italiane nei 3 scenari di sfruttamento considerati (basso, medio e alto; capitolo 2.2). Tali stime considerano un'efficienza specifica dei pannelli pari alla massima in commercio nel 2020.

	TWh/anno			GWp			GWh / (km anno)			kWp/km		
	min	media	max	min	media	max	min	media	max	min	media	max
Scenario BS	1,3	2,1	2,8	1,1	1,7	2,3	0,07	0,10	0,14	0,57	0,87	0,12
Scenario MS	18	19	19	15	15	16	0,90	0,93	0,97	0,74	0,77	0,80
Scenario AS	27	28	29	22	23	24	1,4	1,4	1,5	1,1	1,2	1,2

I valori qui riportati risultano essere conservativi se si considera il fatto che l'efficienza specifica dei pannelli installati potrebbe essere superiore (se pari a quella massima prevista per il 2030/50 si ha ad esempio un incremento di circa il 10 %; Meppelink, 2015).

Come per il caso regionale, questa produzione è legata all'utilizzo delle fasce di rispetto, che fornisce un contributo molto maggiore rispetto alle barriere antirumore (le considerazioni relative alla sfruttabilità di tali fasce sono le stesse discusse al capitolo 4.1.1.3).

4.3) Aeroporti

4.3.1) Lombardia

I risultati ottenuti (capitolo 3.1.3 e appendice 3) forniscono una stima del potenziale di produzione fotovoltaica ottenibile mediante l'installazione di pannelli FV negli aeroporti presenti in Lombardia.

In tabella 4.7 sono riportati i valori medi delle produzioni energetiche e delle potenze installabili stimati nei 3 scenari di sfruttamento considerati (capitolo 2.2) per i vari aeroporti studiati.

Tabella 4.7: Valore medio delle stime ottenute per l'energia prodotta e la potenza installabile nei vari aeroporti lombardi studiati (nei 3 scenari di sfruttamento, basso, medio e alto). In cui l'efficienza dei pannelli FV è pari alla massima in commercio nel 2020.

		Superficie [km ²]	Milioni di passeggeri nel 2019	GWh/anno	MWp	GWh / (anno km ²)	GWh / (anno 10000 passeggeri)	MWp/km ²	MWp/10000 passeggeri
BS 25% aree verdi	Malpensa	12,56	28,85	207,0	177,0	16,48	0,072	14,09	0,061
	Linate	3,8	6,57	62,0	54,0	16,30	0,094	14,19	0,082
	Montichiari	3,33	0,02	50,4	44,1	15,14	29,642	13,24	25,937
	Orio al Serio	2,82	13,85	56,8	50,8	20,13	0,041	18,00	0,037
	Ghedì (militare)	5,21	0	78,1	68,3	15,00	n.a	n.a	n.a
	Tot 5 aeroporti maggiori	27,72	49,29	454,3	394,2	16,39	0,092	14,22	0,080
	Tot 9 aeroporti minori	3,87	n.a	62	61	16,03	n.a	15,77	n.a
Tot aeroporti Lombardia	31,59	49,29	516,3	455,2	16,34	0,105	14,41	0,092	
MS 50% aree verdi	Malpensa	12,56	28,85	307,1	262,5	24,45	0,106	20,90	0,091
	Linate	3,8	6,57	97	84,5	25,50	0,148	22,21	0,129
	Montichiari	3,33	0,02	93,8	82	28,17	55,167	24,63	48,227
	Orio al Serio	2,82	13,85	78,7	70,4	27,89	0,057	24,95	0,051
	Ghedì (militare)	5,21	0	139,2	121,8	26,74	n.a	23,40	n.a
	Tot 5 aeroporti maggiori	27,72	49,29	715,8	621,2	25,82	0,145	22,41	0,126
	Tot 9 aeroporti minori	3,87	n.a	102	96	26,37	n.a	24,82	n.a
Tot aeroporti Lombardia	31,59	49,29	817,8	717,2	25,89	0,166	22,70	0,146	
AS 100% aree verdi	Malpensa	12,56	28,85	507,2	433,6	40,38	0,176	34,52	0,150
	Linate	3,8	6,57	167,1	145,6	43,93	0,254	38,27	0,222
	Montichiari	3,33	0,02	180,5	157,9	54,21	106,158	47,42	92,866
	Orio al Serio	2,82	13,85	122,4	109,5	43,38	0,088	38,81	0,079
	Ghedì (militare)	5,21	0	261,4	228,7	50,21	n.a	43,93	n.a
	Tot 5 aeroporti maggiori	27,72	49,29	1.238,6	1.075,3	44,68	0,251	38,79	0,218
	Tot 9 aeroporti minori	3,87	n.a	181	166	46,80	n.a	42,92	n.a
Tot aeroporti Lombardia	31,59	49,29	1.419,6	1.241,3	44,94	0,288	39,29	0,252	

Le stime sono state condotte adottando diverse semplificazioni legate alla scala dello studio; quelle relative ai 5 maggiori aeroporti lombardi sono caratterizzate da una maggiore confidenza. L'incertezza di queste ultime è legata alla precisione dei dati di radiazione solare utilizzati (a bassa risoluzione) e all'utilizzo di un parametro che descrive la superficie fotovoltaica mediamente installabile per metro quadro di terreno (A_{ASPV} espressione (2.9) capitolo 2.1.3.1.1; i cui valori sono stati presi dall'analisi della letteratura esistente).

I risultati ottenuti riguardo ai 9 aeroporti minori (capitolo 2.1.3.2.2) sono invece stati stimati utilizzando i valori medi di area adatta misurata nei 7 aeroporti su cui è stato condotto uno studio di dettaglio. Questi 9 aeroporti minori, per cui si ottengono quindi stime meno confidenti, corrispondono però solo all'11,3% della superficie complessivamente coperta dagli aeroporti lombardi (tabella 2.17 capitolo 2.1.3.2.1).

Le stime ottenute tengono conto dell'incertezza relativa alle modalità di installazione dei pannelli FV negli aeroporti (posizione, orientamento e inclinazione); queste ultime andrebbero infatti scelte grazie ad uno studio di dettaglio del singolo aeroporto interessato.

In figura 4.3 sono riportati i valori centrali delle stime di potenza fotovoltaica installabile ottenute nei 3 scenari di sfruttamento considerati (capitolo 2.2) per le 5 maggiori aeroporti lombardi e per i 9 minori. In tale figura sono riportati i contributi ottenibili dall'installazione dei pannelli FV nelle 3 tipologie di area considerata come sfruttabile negli aeroporti (aree verdi inutilizzate, tetti degli edifici e tettoie a copertura dei parcheggi).

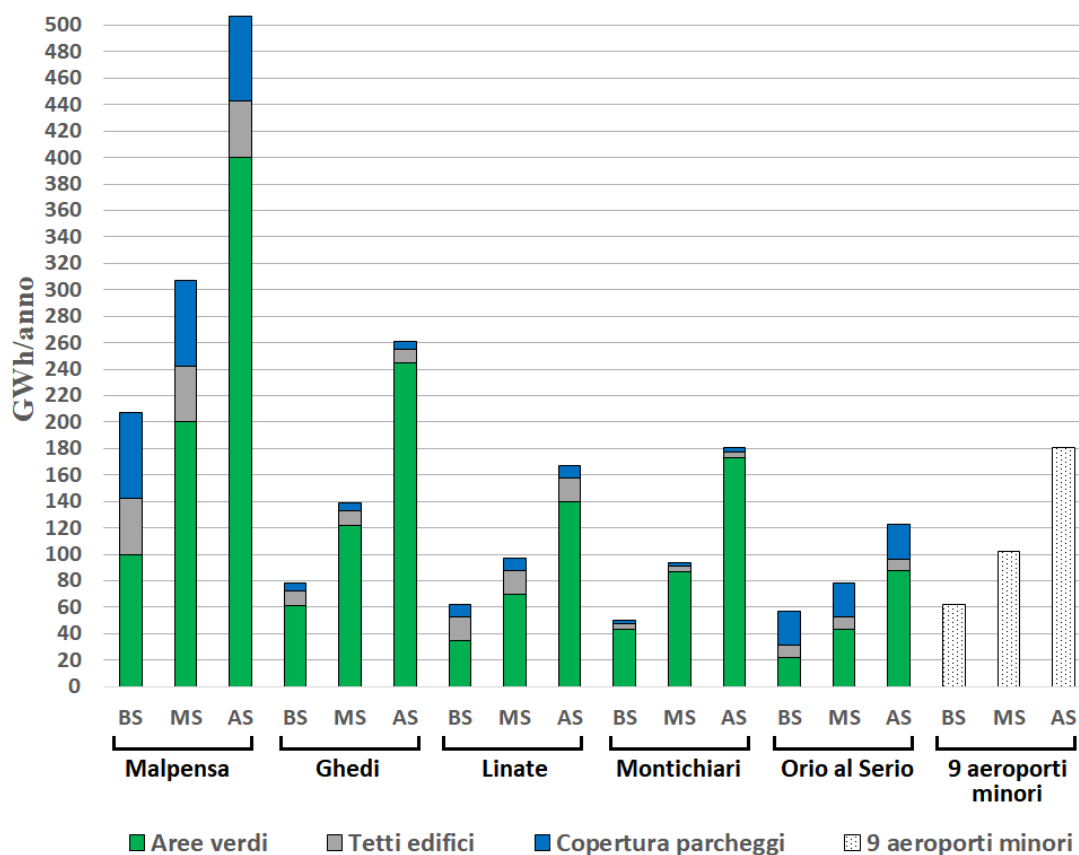


Figura 4.3: Valori centrali degli intervalli stimati per la produzione fotovoltaica ottenibile nei 3 scenari di sfruttamento considerati (basso, medio e alto; capitolo 2.2) per gli aeroporti lombardi. I valori stimati considerano un'efficienza dei pannelli FV pari alla massima in commercio nel 2020

Come visibile in figura 4.3, le stime indicano che la maggior parte della potenza fotovoltaica installabile e della produzione energetica ottenibile è dovuta allo sfruttamento delle aree verdi inutilizzate presenti negli aeroporti. Queste ultime ricoprono un ruolo centrale in quasi tutti gli aeroporti e scenari considerati, nel caso di Malpensa e Orio al Serio si nota però un grande contributo dovuto allo sfruttamento di tetti e parcheggi. In questi aeroporti la produzione dovuta alle aree verdi inutilizzate nello scenario a basso sfruttamento (BS) risulta meno del 50% di quella complessivamente ottenibile. Le stime indicano poi che attraverso il solo sfruttamento dei tetti e dei parcheggi presenti nei 5 maggiori aeroporti lombardi si otterrebbe una produzione energetica pari a circa 193 GWh annui (da 178 a 207 GWh/anno), superiore ad esempio a quella complessivamente stimata nello scenario di massimo sfruttamento per tutti i 9 aeroporti minori.

Installando pannelli fotovoltaici nelle aree verdi inutilizzate, su tettoie a copertura dei parcheggi e sui tetti degli edifici dei 14 maggiori aeroporti lombardi è stato stimato un potenziale di produzione che varia dai 378 ai 1.995 GWh/anno circa (caso in cui l'efficienza specifica dei pannelli sia quella massima del 2020).

La potenza complessivamente installabile nei 14 aeroporti varia invece tra 337 MWp e 1.755 MWp ($\eta_{FV,STC,2020}$). La grande differenza tra gli estremi di tali intervalli è dovuta all'incertezza nella % di aree verdi inutilizzate presenti negli aeroporti che possono effettivamente essere sfruttate per l'installazione di pannelli FV: il valore minore considera di utilizzarne solo il 25% (scenario BS), il valore massimo considera invece di utilizzarle tutte (scenario AS). Per ottenere stime più precise è quindi necessaria uno studio di maggiore dettaglio che coinvolga anche una valutazione del possibile abbagliamento causato dai pannelli e la selezione accurata delle aree adatte effettivamente utilizzabili presenti in ogni aeroporto.

4.3.2) Aeroporti italiani

Per quanto riguarda le stime ottenute per gli aeroporti presenti sul territorio nazionale sono state utilizzate 2 diverse metodologie: la prima che utilizza i dati di passeggeri transitanti per i vari aeroporti e la seconda che utilizza le superfici coperte dagli stessi (capitolo 2.2.3). Le stime ottenute pesando la differenza nell'irraggiamento medio presente nelle varie regioni (formule (2.15) e (2.17)) sono riportate in tabella 4.8 (in Appendice 4 sono riportati le stime che non pesano la differenza di irradianza).

Tabella 4.8: Stime di produzione energetica e potenza fotovoltaica installabile negli aeroporti italiani nei 3 scenari di sfruttamento considerati (basso, medio e alto; capitolo 2.2). In cui l'efficienza dei pannelli FV è pari alla massima in commercio nel 2020.

	Scenario di sfruttamento	TWh/anno			GWp		
		min	medio	max	min	medio	max
Metodologia 1 da passeggeri	BS (25% aree verdi)	1,52	2,03	2,61	1,42	1,76	2,10
	MS (50% aree verdi)	2,16	3,11	4,19	2,03	2,70	3,38
	AS (100% aree verdi)	3,45	5,27	7,36	3,23	4,57	5,93
Metodologia 2 da superfici	BS (25% aree verdi)	2,15	2,88	3,69	2,02	2,49	2,98
	MS (50% aree verdi)	3,06	4,41	5,94	2,87	3,82	4,79
	AS (100% aree verdi)	4,88	7,47	10,43	4,57	6,47	8,40

I risultati ottenuti con la prima metodologia sono inferiori a quelli della seconda, ciò è dovuto anche al fatto che in tale metodologia le stime sono condotte coinvolgendo solo 35 dei 43 aeroporti considerati nella seconda metodologia (per mancanza di dati circa i passeggeri annui). Gli 8 aeroporti non considerati nella prima metodologia coprono il 6,6% della superficie totale coperta dai 47 aeroporti italiani considerati (tabella 2.25 capitolo 2.2.3).

La seconda metodologia appare più precisa da un punto di vista metodologico, la superficie coperta dagli aeroporti è infatti direttamente correlata alla superficie adatta all'installazione di pannelli fotovoltaici presente negli stessi (e in maniera poco variabile, come visibile in tabella 4.7). La correlazione tra quest'ultima grandezza e il numero di passeggeri transitanti ogni anno in un dato aeroporto è invece molto difficile da valutare (tabella 4.7, valori molto variabili). Il numero di passeggeri annui è infatti legato in maniera molto irregolare alla superficie dell'aeroporto (tabella 2.25 capitolo 2.2.3).

Basando le stime sul numero di passeggeri annui non si tiene ad esempio conto delle diversità presenti negli usi dei vari aeroporti: un aeroporto in cui coesistono per esempio un circolo di volo privato, un eliporto e uno scalo civile aperto al pubblico sarà certamente caratterizzato da un numero di passeggeri annui (tracciati da ASSAEROPORTI, 2019) molto ridotto se confrontato alla sua superficie coperta. Un esempio di questo tipo è l'aeroporto di Montichiari (Brescia). Quest'ultimo è stato studiato nel dettaglio insieme agli altri 3 grandi aeroporti civili lombardi e, a fronte di soli 17.003 passeggeri annui (pari allo 0,03% del totale di passeggeri annui in Lombardia), concorre a circa il 15% della produzione complessivamente ottenibile dai 4 aeroporti lombardi.

Nello scenario di maggiore sfruttamento (scenario AS introdotto al capitolo 2.2) le stime ottenute dalla seconda metodologia indicano che negli aeroporti italiani è possibile installare fino ad un massimo di circa 8,4 GWp (nel caso in cui l'efficienza specifica dei pannelli sia pari alla massima in commercio nel 2020). A tale potenza installata corrisponde una produzione di circa 10,4 TWh/anno. Questi valori risultano essere conservativi se si considera il fatto che l'efficienza specifica dei pannelli installati potrebbe essere superiore (se pari a quella massima prevista per il 2030 si ha ad esempio un incremento di circa il 10%).

4.4) Quadro riassuntivo e confronto con gli obiettivi nazionali

4.4.1) Lombardia

Le produzioni energetiche ottenibili dalle 3 reti di infrastrutture di trasporto studiate in Lombardia nei 3 diversi scenari di sfruttamento considerati (presentati al capitolo 2.2) sono riportate in tabella 4.9 (e Appendice 3), nella stessa tabella sono riportate anche le potenze fotovoltaiche installabili. I risultati mostrati sono quelli relativi a un'efficienza specifica dei pannelli ($\eta_{FV,STC}$) pari alla massima in commercio nel 2020, i valori ottenibili con un'efficienza uguale a quella prevista per il 2030/50 sono superiori di circa il 10%.

Tabella 4.9: Stime della produzione energetica ottenibile e della potenza installabile sulle 3 diverse infrastrutture di trasporto lombarde nei 3 scenari di sfruttamento considerati (basso, medio e alto; capitolo 2.2).

	Scenario	GWh/anno			MWp		
		min	media	max	min	media	max
Autostrade	BS	215	326	439	187	273	361
	MS	1.579	1.693	1.809	1.305	1.391	1.478
	AS	2.436	2.603	2.774	2.010	2.136	2.265
Ferrovie	BS	131	202	275	113	170	229
	MS	1.750	1.822	1.894	1.444	1.501	1.560
	AS	2.635	2.732	2.829	2.164	2.242	2.320
Aeroporti	BS	378	546	594	362	455	551
	MS	557	818	1.113	530	717	908
	AS	915	1.420	1.995	866	1.241	1.623
Totale	BS	724	1.074	1.308	662	898	1.141
	MS	3.886	4.333	4.816	3.279	3.609	3.946
	AS	5.986	6.755	7.598	5.040	5.619	6.208

Sfruttando tutte e 3 le infrastrutture di trasporto studiate in Lombardia le stime indicano quindi che nello scenario a minore sfruttamento è possibile installare da 0,7 a 1,1 GWp circa (nel caso in cui l'efficienza specifica dei pannelli sia pari alla massima in commercio nel 2020). A tale potenza installata corrisponde una produzione tra 0,7 e 1,3 TWh/anno circa.

Le stime indicano poi un limite superiore di potenza installabile variabile tra i 5 e i 6,2 GWp circa e una produzione energetica variabile tra i 6 e i 7,6 TWh/anno circa.

La confidenza di tali stime è legata alle metodologie adottate e ai dati utilizzati e risulta differente per le varie applicazioni (discusse nei capitoli 4.1.1.1, 4.1.1.2, 4.2.1.1, 4.2.1.2 e 4.3.1). In particolare, una sovrastima potrebbe essere dovuta:

- all'imprecisione con cui sono classificate le aree nelle fasce di rispetto all'interno del file "uso del suolo" della regione Lombardia;
- all'imprecisione nella stima dei parametri SF , F_{AC} e F_{ANC} (capitolo 2.1.1.1.3) relativi alle aree nelle fasce di rispetto autostradali e ferroviarie;
- all'imprecisione dei dati di radiazione utilizzati (risoluzione celle di circa 4,66 km²; PVGIS, 2020).

Queste stesse cause potrebbero allo stesso modo determinare una sottostima, quest'ultima potrebbe essere anche dovuta:

- alla possibilità che sia stato attribuito un valore troppo elevato al coefficiente di scala (pari a 0,7) utilizzato per tenere conto delle barriere antirumore di autostrade e ferrovie su cui non possono essere installati pannelli FV a causa dell'ombreggiamento di edifici e/o alberi (Nordmann et al., 2000; Bellucci et al., 2003); non considerando tale coefficiente le stime di produzione energetica ottenibili nei vari scenari da autostrade aumentano dal 1,1 al 5% circa mentre quelle da ferrovie aumentano dallo 0,3 al 2,24% circa;

- al fatto che nei prossimi anni le barriere antirumore presenti su autostrade e ferrovie aumenteranno, ciò è confermato da RFI e dal confronto tra le stime ottenute valutando le barriere RFI a partire da quelle presenti sulle ferrovie FerrovieNord e quelle ottenute valutandole in base al dato di barriere già pianificate da RFI sul territorio nazionale;
- al fatto che l'efficienza specifica dei pannelli installati potrebbe essere mediamente superiore a quella massima in commercio nel 2020 (valore utilizzato nelle stime qui riportate), se ad esempio fosse pari alla massima prevista per l'anno 2030/50 i valori stimati sarebbero circa superiori di circa il 10%.

Confronto con l'attuale capacità fotovoltaica presente in Lombardia

Le stime ottenute nello scenario a minore sfruttamento corrispondono a un intervallo che va dal 27,6 al 47,6% della potenza fotovoltaica complessivamente installata in Lombardia a fine 2019 (pari a 20,39 GW) e a un intervallo che va dal 30,7 al 55,4% dell'energia fotovoltaica complessivamente prodotta nel 2019 in Lombardia, pari a 2,36 TWh (GSE, 2020). Nello scenario a maggiore intensità di sfruttamento si raggiunge invece un valore di potenza massima installabile variabile tra il 210 e il 259% di quella attualmente presente e una produzione energetica variabile tra il 254 e il 322% di quella attualmente prodotta.

In figura 4.4 sono riportati i valori centrali delle stime di potenza fotovoltaica installabile ottenute nei 3 scenari di sfruttamento considerati (capitolo 2.2) per le infrastrutture di trasporto lombarde. In tale figura sono riportate le percentuali con cui le 3 infrastrutture contribuiscono alla potenza complessivamente installabile nella regione nei 3 scenari. Nel grafico è riportato anche il valore di potenza fotovoltaica attualmente installata in Lombardia (GSE, 2020) e quello posto come obiettivo per il 2030 dal Piano Energia Ambiente e Clima della Regione Lombardia (pari a 5,6 GW).

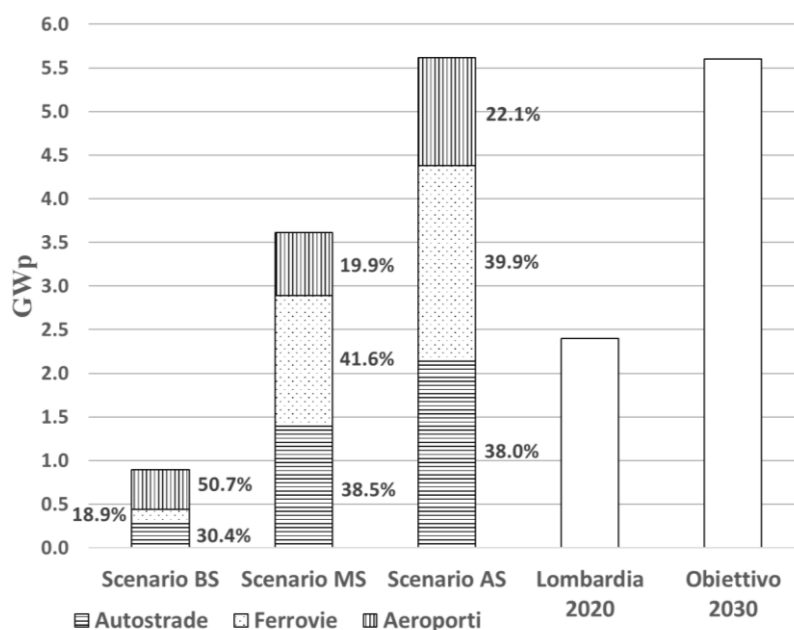


Figura 4.4: Valori centrali degli intervalli stimati per le potenze fotovoltaiche installabili nei 3 scenari di sfruttamento considerati (basso, medio e alto; capitolo 2.2) per le infrastrutture di trasporto lombarde. È riportata anche la potenza attualmente installata in Lombardia e quella posta come obiettivo da raggiungere entro il 2030 dal Piano Energia Ambiente e Clima. I valori stimati considerano un'efficienza dei pannelli FV pari alla massima in commercio nel 2020.

In figura 4.5 sono invece riportati i valori centrali delle stime ottenute per la produzione energetica ottenibile dalle varie possibilità di applicazione fotovoltaica considerate per le 3 infrastrutture di trasporto studiate. In figura 4.6 sono riportati i valori centrali delle stime relative all'energia producibile dalle 3 diverse infrastrutture di trasporto.

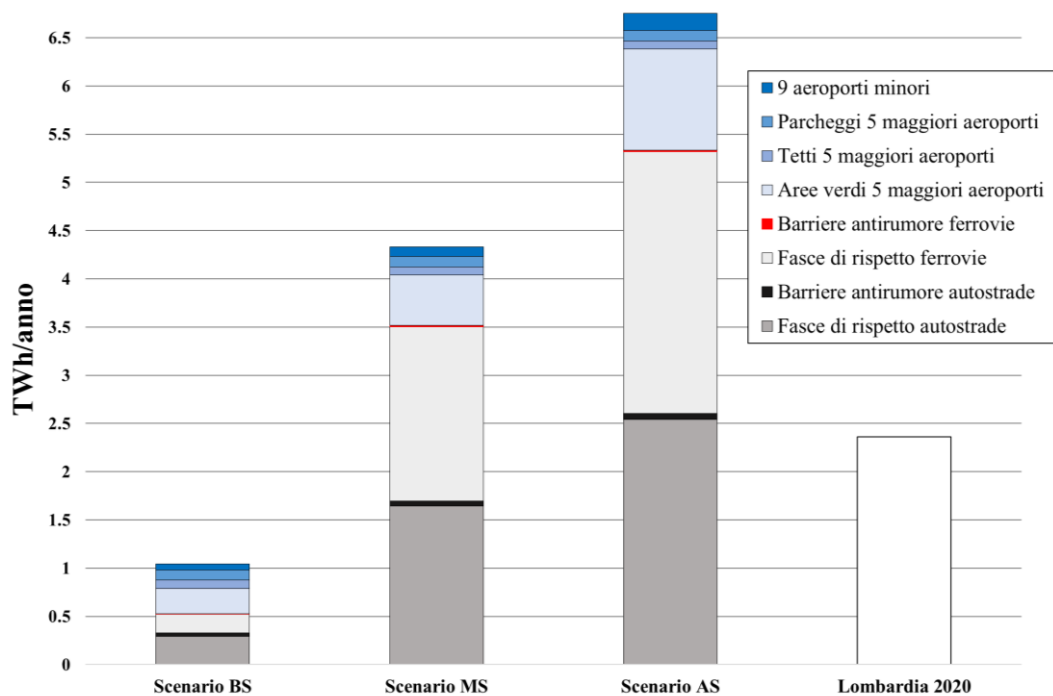


Figura 4.5: Valori centrali degli intervalli stimati per le produzioni energetiche ottenibili nei 3 scenari di sfruttamento considerati (basso, medio e alto; capitolo 2.2) per le diverse possibilità di applicazione fotovoltaica considerate per le infrastrutture di trasporto lombarde. I valori stimati considerano un'efficienza dei pannelli FV pari alla massima in commercio nel 2020.

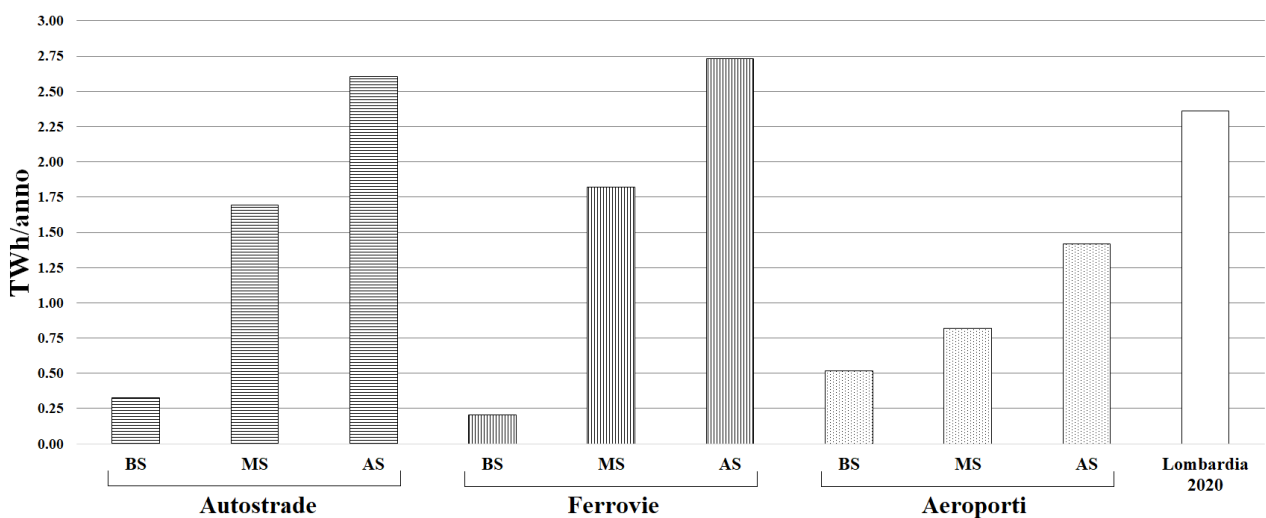


Figura 4.6: Valori centrali delle stime della produzione energetica ottenibile nei 3 scenari di sfruttamento considerati (basso, medio e alto; capitolo 2.2) per le diverse infrastrutture di trasporto lombarde. I valori stimati considerano un'efficienza dei pannelli FV pari alla massima in commercio nel 2020.

Dalla figura 4.5 si nota la grande differenza di produzione energetica ottenibile dalle varie possibilità di applicazione fotovoltaica studiata. In tutti gli scenari considerati le fasce di rispetto autostradali e ferroviarie possiedono un potenziale di produzione energetica molto superiore alle barriere antirumore presenti.

La grande differenza di produzione ottenibile negli scenari MS e AS rispetto a quella relativa allo scenario BS è in larga parte dovuta allo sfruttamento dei campi coltivati presenti nelle fasce di rispetto di autostrade e ferrovie. Ciò evidenzia il fatto che se si vogliono ottenere grandi produzioni energetiche lo sfruttamento di questi ultimi è inevitabile.

Sia dalla figura 4.5 sia dalla 4.6 si nota che il potenziale di produzione delle fasce di rispetto di autostrade e ferrovie è simile, in particolare da figura 4.6 si nota che nello scenario in cui viene considerata l'implementazione di impianti agro-fotovoltaici anche nelle aree protette (scenario AS), sia le autostrade sia le

ferrovie basterebbero da sole per più che raddoppiare la produzione fotovoltaica attualmente presente nella Regione.

Questo risultato è come detto legato all'ipotesi che i campi coltivati presenti nelle fasce di rispetto di autostrade e ferrovie vengano interessati dall'installazione di impianti fotovoltaici caratterizzati da una minore densità di pannelli e posizionati a circa 4 metri di altezza (agro-fotovoltaico). Questa ipotesi è stata formulata in modo da permettere l'installazione fotovoltaica senza compromettere l'uso agricolo del suolo. Va però considerato che la parte di campi coltivati presente nelle fasce di rispetto è la meno interessante da un punto di vista di produzione alimentare. Ciò è vero in particolar modo per le fasce di rispetto autostradali, in cui le coltivazioni sono soggette a una deposizione di particolato (dovuto al traffico veicolare) superiore a quella presente in qualsiasi altra zona del campo. Considerando questo appare chiaro l'interesse nel valutare uno scenario in cui tali campi vengano completamente sostituiti da pannelli solari installati a terra. Grazie a questa soluzione la produzione energetica ottenibile potrebbe essere superiore di circa il 20% del potenziale di produzione energetica qui stimato per i campi coltivati presenti.

Dalla figura 4.6 si nota come gli aeroporti abbiano un potenziale di produzione energetica inferiore alle autostrade e alle ferrovie. Il potenziale di questi ultimi rimane però di grande interesse in quanto risulta, da un punto di vista politico-amministrativo, più facilmente sfruttabile rispetto alle fasce di rispetto di autostrade e ferrovie. Da figura 4.5 si nota infatti che circa l'87,5% della produzione ottenibile dagli aeroporti lombardi è legata allo sfruttamento delle superfici disponibili presenti in soli 5 aeroporti (Malpensa, Linate, Orio al Serio, Montichiari e Ghedi).

Nonostante le ferrovie lombarde siano lunghe quasi 3 volte le autostrade, la produzione fotovoltaica ottenibile dal loro sfruttamento è molto simile. Ciò è dovuto sia alla minore larghezza delle fasce di rispetto delle ferrovie rispetto a quelle autostradali (30m per le ferrovie e 60m per le autostrade) sia alla maggiore presenza di aree inadatte all'installazione fotovoltaica (55,2% delle fasce di rispetto ferroviarie e 39,4% di quelle autostradali).

4.4.2) Italia

Le produzioni energetiche ottenibili dalle 3 reti di infrastrutture di trasporto studiate in Italia nei 3 diversi scenari di sfruttamento considerati (presentati al capitolo 2.2) sono riportate in tabella 4.10 (e Appendice 4), nella stessa tabella sono riportate anche le potenze fotovoltaiche installabili. I risultati mostrati sono quelli relativi a un'efficienza specifica dei pannelli ($\eta_{FV,STC}$) pari alla massima in commercio nel 2020, i valori ottenibili con un'efficienza uguale a quella prevista per il 2030/50 sono superiori di circa il 10%. I risultati riportati in tabella 4.10 sono quelli ottenuti dalle metodologie reputate più precise per ogni infrastruttura di trasporto, queste sono:

- per le autostrade è la metodologia 3 (capitolo 2.2.1), la quale effettua una stima che, utilizzando i risultati ottenuti dalle autostrade lombarde, pesa la diversa densità di gallerie che c'è in Lombardia rispetto alle singole regioni e il diverso irraggiamento medio regionale;
- per le ferrovie è l'unica metodologia adottata (capitolo 2.2.2), la quale effettua una stima che, utilizzando i risultati ottenuti in Lombardia, pesa il diverso irraggiamento solare medio presente nelle varie regioni;
- per gli aeroporti è la metodologia 2 (capitolo 2.2.3), la quale effettua una stima che, utilizzando i risultati lombardi e i dati di superficie coperta dagli aeroporti italiani, pesa il diverso irraggiamento solare medio presente nelle varie regioni.

Tabella 4.10: Stime della produzione energetica ottenibile e della potenza installabile sulle 3 diverse infrastrutture di trasporto italiane nei 3 scenari di sfruttamento considerati (basso, medio e alto; capitolo 2.2).

	Scenario	TWh/anno			GWp		
		min	media	max	min	media	max
Autostrade	BS	1,93	3,03	4,21	1,68	2,54	3,46
	MS	14,17	15,72	17,37	11,70	12,91	14,19
	AS	21,86	24,18	26,63	18,03	19,83	21,74
Ferrovie	BS	1,34	2,06	2,80	1,14	1,73	2,33
	MS	17,81	18,54	19,28	14,69	15,28	15,88
	AS	26,82	27,80	28,80	22,02	22,81	23,61
Aeroporti	BS	2,15	2,88	3,69	2,02	2,49	2,98
	MS	3,06	4,41	5,94	2,87	3,82	4,79
	AS	4,88	7,47	10,43	4,57	6,47	8,40
Totale	BS	5,42	7,97	10,7	4,84	6,76	8,77
	MS	35,04	38,67	42,59	29,26	32,01	34,86
	AS	53,56	59,45	65,86	44,62	49,11	53,75

Sfruttando tutte e 3 le infrastrutture di trasporto studiate in Italia le stime indicano quindi che nello scenario a minore sfruttamento è possibile installare dai 4,8 ai 8,8 GWp (nel caso in cui l'efficienza specifica dei pannelli sia pari alla massima in commercio nel 2020). A tale potenza installata corrisponde una produzione tra i 5,4 e i 10,7 TWh/anno.

Le stime indicano poi un limite superiore di potenza installabile variabile tra i 44,6 e i 53,8 GWp e una produzione energetica variabile tra i 53,6 e i 65,9 TWh/anno.

La confidenza di tali stime è legata a quella delle stime relative alle infrastrutture di trasporto della regione Lombardia (discusse al capitolo 4.4.1). Nel caso delle stime relative alle infrastrutture dell'intera Nazione esistono però ulteriori possibili cause di imprecisione. In particolare, una sovrastima potrebbe essere dovuta:

- ad un'eventuale marcata differenza tra le tipologie di aree (uso del suolo) presenti nelle fasce di rispetto delle autostrade e delle ferrovie lombarde rispetto a quelle mediamente presenti nelle fasce di rispetto delle reti nazionali;
- ad un'eventuale differenza nella densità di gallerie presenti sulla rete ferroviaria lombarda rispetto a quella mediamente presente sulla rete nazionale (differenza non pesata per mancanza di informazioni circa le gallerie presenti in Italia);
- all'utilizzo di un parametro che pesa la differenza tra l'irraggiamento medio presente nelle varie regioni e non quello esattamente presente sulle infrastrutture di trasporto valutate;
- alla possibilità che gli aeroporti italiani siano mediamente caratterizzati da una % di superfici adatte all'installazione fotovoltaica rispetto al totale della superficie aeroportuale differente (inferiore) da quella stimata per la Lombardia.

Queste stesse cause potrebbero allo stesso modo determinare una sottostima, quest'ultima potrebbe essere anche dovuta:

- al fatto che la lunghezza delle autostrade presenti nelle regioni oltre alla Lombardia non considera gli archi di svincolo autostradali e alcuni tratti classificati come raccordi autostradali, i quali sono invece stati considerati nella stima, da cui sono state ottenute le produzioni energetiche e le potenze FV installabili per chilometro di autostrada, condotta in Lombardia; come discusso al capitolo 2.2.1, questo potrebbe causare una sottostima nell'ordine di circa il 6% dei valori stimati per le autostrade;
- al fatto che, come per le autostrade, anche per le ferrovie la lunghezza di rete presente nelle regioni oltre alla Lombardia non considera alcuni tratti invece coinvolti nella stima condotta in Lombardia; come discusso al capitolo 2.2.2, questo potrebbe causare una sottostima nell'ordine di circa il 5% dei valori stimati per le ferrovie.

Confronto con l'attuale capacità fotovoltaica presente in Italia

I valori ottenuti nello scenario a minore sfruttamento corrispondono quindi a un intervallo che va dal 23 al 42% della potenza fotovoltaica complessivamente installata in Italia a fine 2019 (pari a 20,9 GW) e a un intervallo che va dal 23 al 45% dell'energia fotovoltaica complessivamente prodotta nel 2019 in Italia, pari a 23,7 TWh. Nello scenario a maggiore intensità di sfruttamento si raggiunge invece un valore di potenza installabile massima variabile tra il 214 e il 258% di quella attualmente presente e una produzione energetica variabile tra il 226 e il 278% di quella attualmente prodotta.

In figura 4.4 sono riportati i valori centrali delle stime di potenza fotovoltaica installabile ottenute nei 3 scenari di sfruttamento considerati (capitolo 2.2) per le infrastrutture di trasporto italiane. In tale figura sono riportate le percentuali con cui le 3 infrastrutture contribuiscono alla potenza complessivamente installabile nella regione nei 3 scenari. Nel grafico è riportato anche il valore di potenza fotovoltaica attualmente installata in Italia (GSE, 2020).

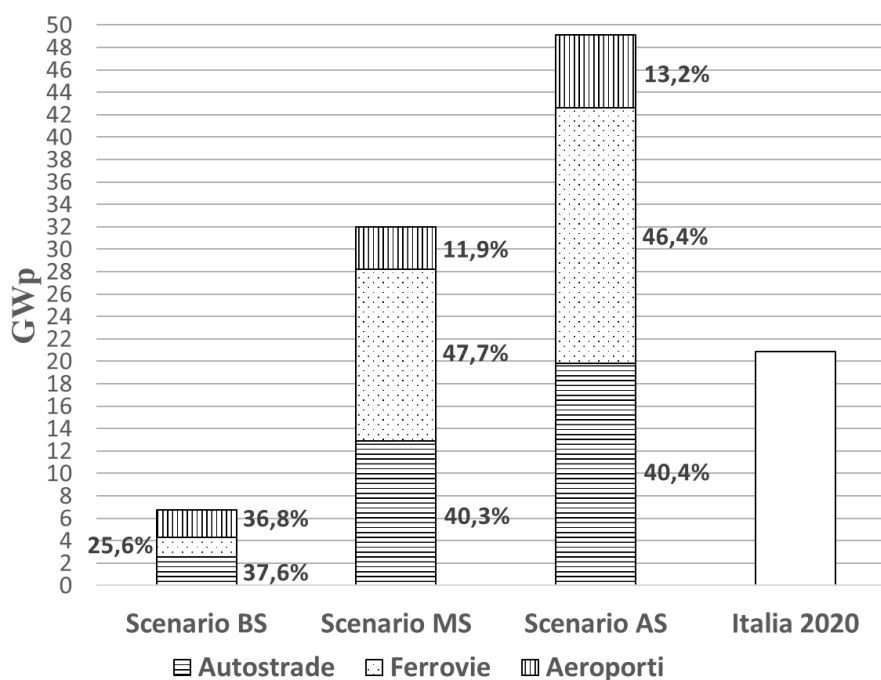


Figura 4.4: Valori centrali degli intervalli stimati per le potenze fotovoltaiche installabili nei 3 scenari di sfruttamento considerati (basso, medio e alto; capitolo 2.2) per le infrastrutture di trasporto italiane e valore di potenza attualmente installata in Italia. I valori stimati considerano un'efficienza dei pannelli FV pari alla massima in commercio nel 2020.

Confronto con gli obiettivi nazionali

La potenza installabile nello scenario a minore sfruttamento risulta pari al 9-17% dell'obiettivo indicato nel Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima per il 2030 (PNIEC, valore obiettivo di 52 GW), quella massima installabile nello scenario ad alto sfruttamento risulta invece pari al suo 86-103%.

Le stesse potenze rappresentano il 2-4% (scenario BS) e il 15-27% (scenario AS) dell'obiettivo indicato nella strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra (che indica per il 2050 un obiettivo di potenza FV installata variabile tra i 200 e i 300 GW).

In figura 4.5 sono riportati i valori di potenza FV installata ottenibili considerando di aggiungere a quella attualmente presente i valori centrali delle stime di potenza installabile ottenute nei 3 scenari di sfruttamento considerati (capitolo 2.2) per le infrastrutture di trasporto italiane. Nel grafico è riportato anche il valore posto come obiettivo di potenza fotovoltaica installata per il 2030 dal PNIEC e per il 2050 dalla strategia italiana di lungo termine.

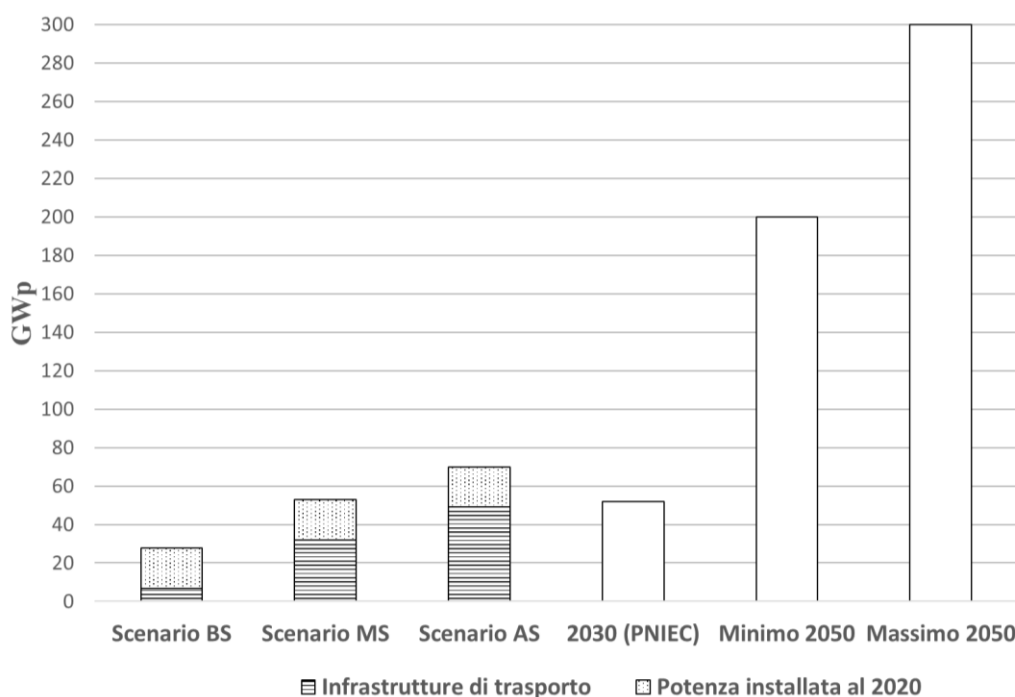


Figura 4.5: Valori centrali degli intervalli stimati per le potenze fotovoltaiche installabili nei 3 scenari di sfruttamento considerati (basso, medio e alto; capitolo 2.2) per le infrastrutture di trasporto italiane e valori obiettivo posti a livello Nazionale. I valori stimati considerano un'efficienza dei pannelli FV pari alla massima in commercio nel 2020.

Le stime ottenute indicano quindi che l'obiettivo posto per il 2030 dal PNIEC sarebbe raggiungibile implementando pannelli FV nella maniera definita da due dei 3 scenari di sfruttamento considerati (definiti nella tabella 2.19 del capitolo 2.2, la tabella 4.11 ne è una copia).

Tabella 4.11: Definizione del grado di sfruttamento con cui sono implementate le varie applicazioni del fotovoltaico nei tre scenari considerati.

	Autostrade		Ferrovie		Aeroporti
	Pannelli nelle fasce di rispetto	Pannelli sulle barriere antirumore	Pannelli nelle fasce di rispetto	Pannelli sulle barriere antirumore	Pannelli su tetti, parcheggi e nelle aree verdi inutilizzate
BS (Basso Sfruttamento)	Aree in classe C; no suolo agricolo	1 m ² di pannello per metro di barriera	Aree in classe C; no suolo agricolo	1 m ² di pannello per metro di barriera	100% aree su tetti e parcheggi; 25% aree verdi inutilizzate
MS (Medio Sfruttamento)	Aree in classe C; si suolo agricolo	1,5 m ² di pannello per metro di barriera	Aree in classe C; si suolo agricolo	1,5 m ² di pannello per metro di barriera	100% aree su tetti e parcheggi; 50% aree verdi inutilizzate
AS (Alto Sfruttamento)	Aree in classe B e C; si suolo agricolo	2 m ² di pannello per metro di barriera	Aree in classe B e C; si suolo agricolo	2 m ² di pannello per metro di barriera	100% aree su tetti e parcheggi; 100% aree verdi inutilizzate

5) CONCLUSIONI

L'idea di sfruttare le infrastrutture di trasporto di un paese (autostrade, ferrovie e aeroporti) per l'installazione di impianti fotovoltaici costituisce, nell'ottica di un futuro in cui tale tecnologia avrà un ruolo sempre più centrale, un'utile strategia per contribuire alla transizione energetica necessaria che è già un obiettivo definito nelle politiche europee e italiane.

Con quasi 7.000 km di rete autostradale, oltre 19.800 km di rete ferroviaria e oltre 40 aeroporti, l'Italia possiede un'enorme quantità di superfici legate alle infrastrutture di trasporto sfruttabili attraverso l'installazione di pannelli fotovoltaici, ma non sono mai state effettuate stime per capire la quantità di energia producibile.

Per colmare tale lacuna la presente tesi si è posta come obiettivo lo studio delle potenzialità di produzione di energia fotovoltaica con impianti installati nelle aree delle infrastrutture di trasporto italiane. Dopo una analisi di dettaglio per la regione Lombardia, sono state effettuate stime a scala nazionale.

Oltre a identificare e descrivere le possibilità di applicazione fotovoltaica su ognuna delle tipologie di infrastrutture considerate, è stata quindi condotta una stima della potenza installabile e della produzione ottenibile in diversi scenari di sfruttamento delle stesse infrastrutture.

Per quanto riguarda le autostrade e le ferrovie è stata stimata la produzione ottenibile da pannelli FV installati a bordo strada/binari (nelle fasce di rispetto) e sopra le barriere antirumore attualmente presenti. Per quanto riguarda invece gli aeroporti è stata stimata la produzione energetica ottenibile da pannelli FV installati sui tetti degli edifici, su tettoie a copertura dei parcheggi e negli spazi verdi inutilizzati.

Una parte rilevante ed originale del lavoro è stata la mappatura su GIS della posizione e della lunghezza di tutte le barriere antirumore presenti sulle autostrade lombarde, condotta percorrendo virtualmente gli oltre 700 km di autostrade tramite l'utilizzo del software Google earth e del tool "street view".

Dalle stime ottenute per la potenza fotovoltaica installabile si nota come il contributo potenziale delle suddette aree connesse alle infrastrutture di trasporto è molto rilevante, pari a circa 49 GW, sufficiente ad esempio per raggiungere l'obiettivo posto nel Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima per il 2030 (PNIEC, valore obiettivo di 52 GW).

Lo sfruttamento delle fasce di rispetto di autostrade e ferrovie fornisce il contributo largamente preponderante. La maggior parte delle superfici sfruttabili presenti in queste aree è situata su suoli attualmente coltivati (l'85% circa di quelle presenti nelle fasce di rispetto autostradale e il 90% di quelle presenti nelle fasce di rispetto ferroviarie). A tale proposito in questo studio è stato considerato uno scenario in cui questi ultimi sono sfruttati mediante l'installazione di impianti fotovoltaici caratterizzati da una minore densità di pannelli e posizionati a circa 4 metri di altezza (agro-fotovoltaico). Questa ipotesi è stata formulata in modo da permettere l'installazione fotovoltaica senza compromettere l'uso agricolo del suolo. Va però considerato che la parte di campi coltivati presente nelle fasce di rispetto è la meno interessante da un punto di vista di produzione alimentare. Ciò è vero in particolar modo per le fasce di rispetto autostradali, in cui le coltivazioni sono soggette alle deposizioni di sostanze inquinanti (particolato, biossido di azoto) dovute al traffico veicolare. In uno scenario in cui tali campi vengano completamente sostituiti da pannelli solari installati a terra, la produzione energetica ottenibile potrebbe essere superiore di circa il 20% della produzione energetica qui stimata per le installazioni agro-fotovoltaiche sui campi coltivati presenti.

Lo sfruttamento delle fasce di rispetto di autostrade e ferrovie (e dei campi coltivati presenti) appare un'opportunità in grado da sola di permettere il raggiungimento degli obiettivi posti al 2030 sia a livello di Regione Lombardia (Piano Energia Ambiente e Clima della Regione Lombardia, obiettivo di 5,6 GW) sia a livello italiano (PNIEC, obiettivo di 52 GW). Rimane però da valutare in futuro, con studi ad hoc, l'impatto sul paesaggio di queste installazioni.

Si nota anche che il contributo degli aeroporti, seppure inferiore a quello delle autostrade e delle ferrovie, è molto grande. L'installazione di pannelli FV in questi ultimi risulta però più complessa da un punto di vista progettuale in quanto occorre, in fase di dimensionamento degli impianti, condurre studi volti alla verifica di possibili abbagliamenti diretti verso la torre di controllo dell'aeroporto e verso i piloti degli aerei. Tali

installazioni risultano però meno impattanti sul paesaggio, in quanto occupano solo superfici interne all'aeroporto.

Dalle stime condotte si nota come il potenziale di produzione energetica delle barriere antirumore risulta molto basso, pari a circa l'1,22% del potenziale di produzione totale delle 3 infrastrutture in Lombardia. Lo sfruttamento di tali barriere non comporta però nessun ulteriore consumo di suolo e causa un limitato impatto sul paesaggio. Va però considerato che nei prossimi anni il numero di barriere presenti su autostrade e ferrovie aumenterà certamente. A titolo di esempio, sulla base dei dati delle barriere pianificate da RFI a livello nazionale, si stima che le barriere antirumore presenti sulle sole ferrovie lombarde aumenteranno di quasi 10 volte nei prossimi anni. Il potenziale della produzione di energia fotovoltaica sulle barriere antirumore potrebbe quindi diventare interessante.

È stata inoltre condotta una stima di massima della produzione ottenibile da pannelli installati sopra strutture a copertura di autostrade e ferrovie lombarde, in analogia ad altre esperienze estere; sebbene permettano l'installazione di grandi superfici fotovoltaiche, queste ultime sono caratterizzate da un impatto paesaggistico e da rilevanti costi di installazione e manutenzione.

Per le autostrade lombarde è stata inoltre condotta una stima di massima relativa alla produzione energetica ottenibile mediante l'implementazione di un manto stradale integrato a celle fotovoltaiche, una tecnologia oggi ancora in fase di ricerca e sviluppo e non disponibile a livello commerciale.

Le stime relative allo sfruttamento delle 3 tipologie di infrastrutture di trasporto lombarde indicano una produzione ottenibile di circa 1,1 TWh/anno (da 0,72 a 1,31) nello scenario a basso sfruttamento e di circa 6,7 TWh/anno (da 5,99 a 7,60) in quello ad alto sfruttamento. Queste ultime non comprendono come detto le produzioni ottenibili:

- installando tetti a copertura di autostrade e ferrovie, per cui una prima stima indica un potenziale di produzione di circa 9,7 TWh/anno;
- implementando superficie stradale integrata a celle fotovoltaiche, per cui una prima stima indica un potenziale di produzione variabile tra 0,59 e 1,41 TWh/anno.

Le stime condotte a livello italiano indicano invece una produzione ottenibile di circa 7,9 TWh/anno (da 5,4 a 10,7) nello scenario a basso sfruttamento, e di circa 59,4 TWh/anno (da 53,5 a 65,7) in quello ad alto sfruttamento. Tali stime di produzione energetica risultano meno precise di quelle relative alla potenza fotovoltaica installabile in quanto si basano su dati di radiazione solare a bassa risoluzione.

La potenza fotovoltaica complessivamente installabile in Lombardia lungo le infrastrutture di trasporto è stata stimata essere pari a circa 0,9 GWp (le stime indicano un intervallo compreso tra 0,68 e 1,17) nello scenario a basso sfruttamento, e a circa 5,7 GWp (le stime indicano un intervallo compreso tra 5,1 e 6,34) in quello ad alto sfruttamento. Quella invece complessivamente installabile nelle infrastrutture di trasporto italiane è stata stimata essere pari a circa 6,7 GWp (da 4,81 a 8,73) nello scenario a basso sfruttamento e a circa 49 GWp (da 44,57 a 53,66) in quello ad alto sfruttamento.

La potenza installabile nello scenario a minore sfruttamento risulta pari al 9-17% dell'obiettivo indicato nel Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima per il 2030, quella massima installabile nello scenario ad alto sfruttamento risulta invece pari al suo 86-103%.

Le stesse potenze rappresentano il 2-4% (scenario BS) e il 15-27% (scenario AS) dell'obiettivo indicato nella strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra (che indica per il 2050 un obiettivo di potenza FV installata variabile tra i 200 e i 300 GW).

Incertezza delle stime

L'intervallo di valori stimati per lo scenario a basso sfruttamento è caratterizzato da una maggiore affidabilità rispetto a quelli relativi agli altri due. Ciò è dovuto al fatto che quest'ultimo è meno correlato alla precisione con cui sono stimati i dati relativi alle dimensioni delle aree studiate. Lo scenario BS identifica quindi con precisione il limite inferiore nella potenza FV installabile e nella produzione ottenibile dallo sfruttamento delle

infrastrutture di trasporto italiane. Gli intervalli di valori relativi agli scenari MS e AS risultano invece meno precisi.

L'affidabilità delle stime condotte per la Regione Lombardia è legata alle metodologie adottate e ai dati utilizzati e risulta differente per le varie applicazioni (discusse nei capitoli 4.1.1.1, 4.1.1.2, 4.2.1.1, 4.2.1.2 e 4.3.1). In particolare, una sovrastima potrebbe essere dovuta:

- all'imprecisione con cui sono classificate le aree nelle fasce di rispetto nel database "uso del suolo" del Geoportale di Regione Lombardia;
- all'imprecisione nella stima dei parametri SF , F_{AC} e F_{ANC} (capitolo 2.1.1.1.3) relativi alla sfruttabilità delle aree nelle fasce di rispetto autostradali e ferroviarie;
- all'imprecisione dei dati di radiazione utilizzati (risoluzione celle di circa 4,66 km²; PVGIS, 2020).

Seppure questi fattori potrebbero portare anche ad una sottostima del potenziale, le cause principali di una possibile sottostima sono legate:

- alla possibilità che sia stato attribuito un valore troppo elevato al coefficiente di scala (pari a 0,7) utilizzato per tenere conto delle barriere antirumore di autostrade e ferrovie su cui non possono essere installati pannelli FV a causa dell'ombreggiamento di edifici e/o alberi (Nordmann et al., 2000; Bellucci et al., 2003); non considerando tale coefficiente le stime di produzione energetica ottenibili nei vari scenari da autostrade aumentano dal 1,1 al 5% circa mentre quelle da ferrovie aumentano dallo 0,3 al 2,24% circa;
- al fatto che nei prossimi anni le barriere antirumore presenti su autostrade e ferrovie aumenteranno, come confermato da fonti RFI;
- al fatto che l'efficienza specifica dei pannelli installati potrebbe essere mediamente superiore a quella massima in commercio nel 2020 (valore utilizzato nelle stime qui riportate); se ad esempio fosse pari alla massima prevista per l'anno 2030/50 i valori stimati sarebbero circa superiori di circa il 10%.

L'affidabilità delle stime condotte per l'Italia è legata a quella delle stime relative alle infrastrutture di trasporto della regione Lombardia (discusse al capitolo 4.4.1). Nel caso delle stime relative alle infrastrutture dell'intera nazione esistono però ulteriori possibili cause di imprecisione. In particolare, una sovrastima potrebbe essere dovuta:

- ad un'eventuale marcata differenza tra le tipologie di aree (uso del suolo) presenti nelle fasce di rispetto delle autostrade e delle ferrovie lombarde rispetto a quelle mediamente presenti nelle fasce di rispetto delle reti nazionali;
- ad un'eventuale differenza nella densità di gallerie presenti sulla rete ferroviaria lombarda rispetto a quella mediamente presente sulla rete nazionale (differenza non pesata per mancanza di informazioni circa le gallerie presenti in Italia);
- all'utilizzo di un parametro che pesa la differenza tra l'irraggiamento medio presente nelle varie regioni e non quello esattamente presente sulle infrastrutture di trasporto valutate;
- alla possibilità che gli aeroporti italiani siano mediamente caratterizzati da una % di superfici adatte all'installazione fotovoltaica rispetto al totale della superficie aeroportuale differente (inferiore) da quella stimata per la Lombardia.

Queste stesse cause potrebbero allo stesso modo determinare una sottostima, quest'ultima potrebbe essere anche dovuta:

- al fatto che la lunghezza delle autostrade presenti nelle regioni oltre alla Lombardia non considera gli archi degli svincoli autostradali e alcuni tratti classificati come raccordi autostradali, i quali sono invece stati considerati nella stima, da cui sono state ottenute le produzioni energetiche e le potenze FV installabili per chilometro di autostrada, condotta in Lombardia; come discusso al capitolo 2.2.1, questo potrebbe causare una sottostima nell'ordine di circa il 6% dei valori stimati per le autostrade;
- al fatto che, come per le autostrade, anche per le ferrovie la lunghezza di rete presente nelle regioni oltre alla Lombardia non considera alcuni tratti invece coinvolti nella stima condotta in Lombardia;

come discusso al capitolo 2.2.2, questo potrebbe causare una sottostima nell'ordine di circa il 5% dei valori stimati per le ferrovie.

Oltre che dalle approssimazioni legate alle metodologie adottate, la precisione delle stime risulta condizionata dalla mancanza di dati precisi. Tali mancanze sono state riscontrate principalmente per le ferrovie; per queste ultime non sono state infatti trovate informazioni circa:

- la posizione delle barriere antirumore presenti sulle tratte ferroviarie gestite da RFI (stime per la Lombardia);
- le gallerie presenti sulla rete ferroviaria nazionale (stime per l'Italia).

Per poter ottenere delle stime più precise è necessario uno studio a scala di dettaglio, in grado di valutare con maggiore precisione le singole componenti studiate (coinvolgendo dati di radiazione solare ad alta risoluzione, sotto il metro quadro per cella, e definendo in maniera esatta le varie superfici FV installate). Per fare ciò si potrebbero utilizzare le stime qui ottenute per le superfici FV installabili in ogni tipologia di applicazione possibile per le varie infrastrutture (PVNB e GPV per autostrade e ferrovie e pannelli su tetti, parcheggi e aree verdi per gli aeroporti) per simularne la produzione ottenibile mediante l'utilizzo di un software in grado di ottenere stime basate su dati climatici orari (i più usati sono S.A.M. e PVsyst; Aste e Del Pero, 2010; Sharma e Harinarayana, 2013; Wadhawan e Pearce, 2017; Malu et al., 2017; Kim et al., 2018).

Le superfici FV stimate in questo lavoro, tutte definite nel loro orientamento e inclinazione, andrebbero geolocalizzate in maniera precisa all'interno di uno specifico software di simulazione. Grazie alle produzioni così stimate per la sola Lombardia si potrebbe poi stimare la produzione energetica nazionale attraverso le varie metodologie adottate in questa tesi.

Stima degli investimenti necessari

Come detto al capitolo 1 il costo dell'energia FV è in netta diminuzione, secondo le proiezioni riportate da Jaganmohan (2021) il costo medio per l'installazione di un kW di fotovoltaico nel 2030 dovrebbe essere circa la metà di quello attuale (anno 2018). Le stesse proiezioni indicano per il 2050 un costo pari a meno di un terzo di quello del 2018 (27% circa).

Per una prima quantificazione di massima degli investimenti necessari a livello nazionale per l'installazione del fotovoltaico previsto negli scenari di sfruttamento considerati (basso, medio e alto) può essere assunto l'intervallo di valori che le proiezioni indicano per il costo dell'installazione di un kW nell'anno 2030 (valori compresi tra 340 e 834 US\$; Jaganmohan, 2021). Tale costo risulta centrale tra quelli indicati dalle proiezioni per gli anni che vanno da oggi al 2050. I costi di investimento necessari per le varie infrastrutture nei 3 diversi scenari di sfruttamento sono riportati in figura 5.1 (ottenuti considerando un cambio Euro-Dollaro USA pari a 1,18).

Va notato che i costi realmente associati alle installazioni previste per le infrastrutture di trasporto potrebbero essere superiori a quelle medie indicate dalle stime sotto riportate, a causa di un maggiore costo degli impianti agro-fotovoltaici (che richiedono una struttura di sostegno alta circa 4 metri) rispetto a quelli installati al suolo.

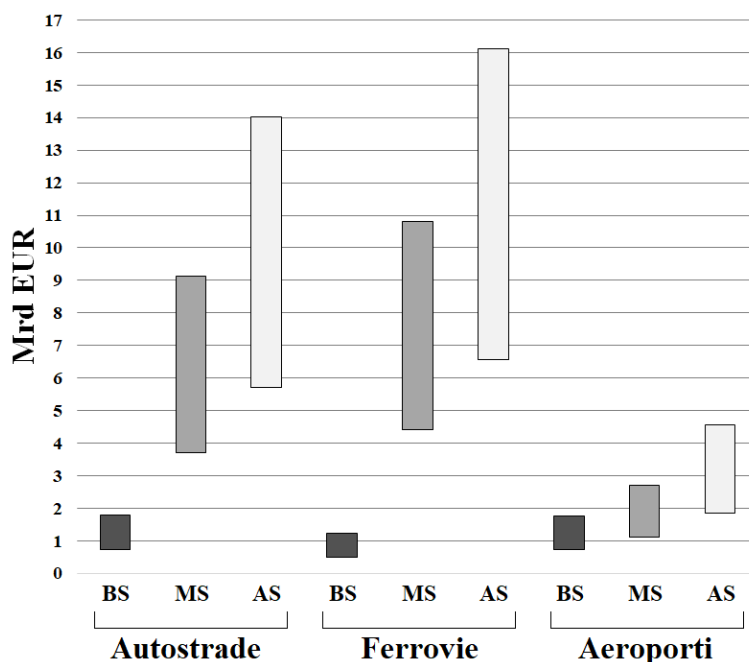


Figura 5.1: Stima dei costi di investimento necessari all'installazione dei pannelli FV nelle diverse infrastrutture nei 3 scenari di sfruttamento considerati (basso, medio e alto; capitolo 2.2), in miliardi di €.

Da figura 5.1 si nota che per sfruttare le fasce di rispetto al massimo delle potenzialità (installando impianti agro-fotovoltaici sui campi presenti e utilizzando anche le aree protette, scenario AS), l'investimento necessario per le aree autostradali dovrebbe essere fra 5,7 e 14 miliardi di euro; per le ferrovie l'investimento sarebbe compreso fra 6,6 e 16,1 mrd €. L'incertezza è dovuta principalmente alla proiezione del costo dell'installazione del FV. Nello scenario di massimo sfruttamento per gli aeroporti sarebbe invece necessario investire da 1,9 a 4,6 miliardi di euro.

Appare quindi chiaro che lo sfruttamento delle 3 infrastrutture attraverso le installazioni fotovoltaiche previste necessita di una scelta strategica importante e impegnativa da un punto di vista degli investimenti. Va però considerato che questi ultimi sono distribuiti su più anni: ipotizzando che l'installazione di tutto il FV previsto dallo scenario di massimo sfruttamento (pari a circa 49 GW) avvenga in modo uniforme lungo 30 anni, si ottengono gli investimenti annui riportati in figura 5.2.

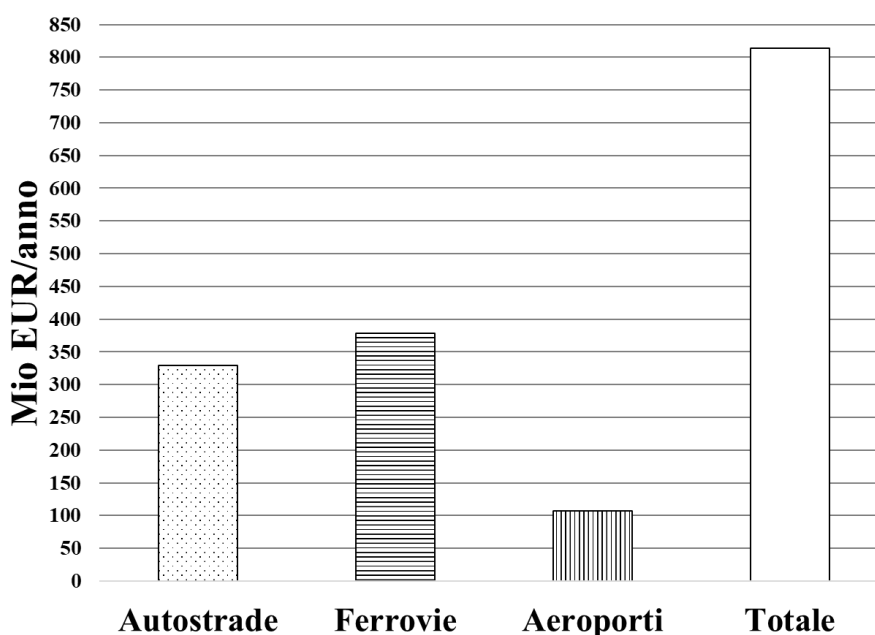


Figura 5.2: Stima dei costi di investimento annuo ottenuti per le 3 diverse infrastrutture di trasporto, in milioni di €. Tali valori considerano il valore centrale indicato dalle proiezioni per il costo dell'installazione del fotovoltaico nel 2030 (Jaganmohan, 2021).

Da figura 5.2 si nota che, considerando di sfruttare tutte le aree adatte presenti nelle fasce di rispetto e tutte le barriere antirumore presenti, le autostrade italiane dovrebbero investire una media di circa 330 milioni di euro l'anno (per 30 anni). A titolo di esempio, si può considerare che questi valori rappresentano circa il 5% dei ricavi netti che le autostrade italiane ottengono annualmente dai pedaggi (pari a 6,2 miliardi nel 2019 e a 6,15 nel 2018; AISCAT, 2019).

L'investimento annuo necessario per le ferrovie, circa 380 milioni di euro, rappresenta circa il 13% del fatturato del solo gruppo RFI nel 2019 (RFI, 2020). Seppure di dimensioni anche molto ridotte, va considerato che oltre a RFI in Italia operano più di 20 società gestori delle ferrovie.

Per quanto riguarda gli aeroporti italiani (quelli considerati in questo studio sono 47 in tutto), si stima la necessità di un investimento mediamente pari a circa 110 milioni di euro l'anno. Tale valore può essere ad esempio confrontato con il fatturato del solo aeroporto di Roma Fiumicino, pari a circa 1,1 miliardi di euro nel 2019 (ADR, 2019), o ai 124 milioni di euro investiti in manutenzione e ammodernamento nel solo 2019 dagli aeroporti di Malpensa e Linate (Malpensa24, 2020). Si nota poi che nello scenario a massimo sfruttamento previsto per gli aeroporti si stima un costo di investimento totale pari a circa 3,2 miliardi di euro (distribuiti su 30 anni), cifra che rappresenta solo un quarto di quanto è stato speso per Alitalia negli ultimi 45 anni (Dragoni, 2020).

Bibliografia

- ADR, (2019). Relazione Finanziaria Annuale 2019. Aeroporti di Roma S.p.A.
- Aggarwal V., (2020). Most efficient solar panels: solar panel cell efficiency explained. Energy Sage. <https://news.energysage.com/what-are-the-most-efficient-solar-panels-on-the-market/>.
- Agostini A., M. Colauzzi, S. Amaducci, (2021). Innovative agrivoltaic systems to produce sustainable energy: An economic and environmental assessment. *Applied Energy* 281: 116102.
- Agriello A., V. Surace, P. Liberatore, GSE, (2020). Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico 2019. Gestore Servizi Energetici: <https://www.gse.it>
- AISCAT (2018). AISCAT in cifre 2018. Associazione Italiana Società Concessionarie Autostrade e Trafori: <https://www.aiscat.it>
- AISCAT (2019). La risposta del settore autostradale internazionale alla crisi pandemica. Notiziario trimestrale a cura dell'Associazione Italiana Società Concessionarie Autostrade e Trafori: <https://www.aiscat.it>
- Al Garni H.Z., A. Awasthi, (2017). Solar PV power plant site selection using a GIS-AHP based approach with application in Saudi Arabia. *Applied Energy* 206: 1225–1240.
- Albertazzi C., (2015). Studio di celle fotovoltaiche di terza generazione: Celle Tandem. Tesi di laurea Magistrale, Università di Bologna.
- Amaducci S., X. Yinb, M. Colauzzi, (2018). Agrivoltaic systems to optimise land use for electric energy production. *Applied Energy* 220: 545–561.
- Andrews J., N. Jelley, (2007). *Energy science – principles, technologies, and impacts*. New York: Oxford University Press Inc.
- Anurag A., J. Zhang, J. Gwamuri, J.M. Pearce, (2017). General Design Procedures for Airport-Based Solar Photovoltaic Systems. *Energies* 10, 1194.
- Asanov I., E.Y. Loktionov, (2018). Possible benefits from PV modules integration in railroad linear structures. *Renewable Energy Focus* 25: Special feature.
- Asanov I., E. Sharaborova, E. Loktionov, (2019). Evaluation of technical and economic effect from setup of distributed photovoltaic generation on the Right-of-Way land of the North Caucasus Railway. *Energy System Research, E3S Web of Conferences* 114, 05004.
- Aste N., C. Del pero, (2010). Technical and economic performance analysis of large-scale ground-mounted PV plants in Italian context. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 18: 371–384.
- Baek S., H. Kim, H.J. Chang, (2016). Optimal Hybrid Renewable Airport Power System: Empirical Study on Incheon International Airport, South Korea. *Sustainability* 8, 562.
- Bellucci P., D. Fernandez, S. La Monica, L. Schirone, (2003). Assesment of the photovoltaic potential on noise barriers along national roads in Italy. 3rd World Conference on Phoiovollaic Energy Conversion May 11-18, 2003 Osaka. Japan.
- Bellini E., (2017). “Mexico City's new airport will be powered by solar,” *pv magazine-Photovoltaics Markets and Technology*, 2017. <https://www.pv-magazine.com/2017/08/07/mexico-citys-new-airport-will-be-powered-by-solar/>
- van der Borg N.J.C.M., M.J. Jansen, (2001). Photovoltaic noise barrier at the A9-highway in The Netherlands: Results of the monitoring programme. European Commission.
- Borfecchia F., E. Caiaffa, M. Pollino, L. De Cecco, S. Martini, L. La Porta, A. Marucci, (2014). Remote Sensing and GIS in planning photovoltaic potential of urban areas. *European Journal of Remote Sensing*, 47:1, 195-216.

- Bukhary S., S. Ahmad, J. Batista, (2018). Analyzing land and water requirements for solar deployment in the Southwestern United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82: 3288–3305.
- Carder D.R., K.J. Barker, (2006). M27 Trial of Highway Noise Barriers as Solar Energy Generators. TRL Limited. Published Project Report PPR178.
- Castillo C.P., F. Batista e Silva, C. Lavallo, (2016). An assessment of the regional potential for solar power generation in EU-28. *Energy Policy* 88: 86–99.
- Codice della Strada. Decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285 (in Suppl. ordinario alla Gazz. Uff., 18 maggio 1992, n. 114) - Nuovo codice della strada.
- Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici, (2013). Relazione concernente lo stato di attuazione degli interventi relativi all'adeguamento delle gallerie stradali della rete TransEuropea.
- Decreto 5 novembre 2001. Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade. *Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana*.
- Dehkordi E.R., A. Karimi, R. Karimi, M.A. Beygi, (2019). Sustainable design for airport terminals, by integrated photovoltaic (PV) system (adopting bench-marking approach), *International Journal of Green Energy*, 16:15, 1611-1616.
- Denholm P., R.M. Margolis, (2008). Land-use requirements and the per-capita solar footprint for photovoltaic generation in the United States. *Energy Policy* 2008; 36(9): 3531–43.
- Dinesh H., J.M. Pearce, (2016). The potential of agrivoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 54: 299–308.
- Dragoni G., (2020). “Per salvare Alitalia lo Stato ha speso 12,6 miliardi in 45 anni”. *Il Sole 24 ore*, Online: https://www.ilsole24ore.com/art/per-salvare-alitalia-stato-ha-spes-o-126-miliardi-45-anni-ADyuy1S?refresh_ce=1.
- Dupraz C., H. Marrou, G. Talbot, L. Dufour, A. Nogier, Y. Ferard, (2011). Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use: Towards new agrivoltaic schemes. *Renewable Energy* 36: 2725-2732.
- Ebru Colak H., T. Memisoglu, Y. Gercek. (2020). Optimal site selection for solar photovoltaic (PV) power plants using GIS and AHP: A case study of Malatya Province, Turkey. *Renewable Energy* 149: 565-576.
- Efthymiou E., M. Santamouris, D. Kolokotsa, A. Koras, (2016). Development and testing of photovoltaic pavement for heat island mitigation. *Solar Energy* 130: 148–160.
- ENAC (2010). Atlante degli aeroporti italiani. Studio sullo sviluppo futuro della rete aeroportuale nazionale quale componente strategica dell'organizzazione infrastrutturale del territorio. Ministero delle infrastrutture e dei Trasporti. Ente Nazionale per l'Aviazione Civile. Online: <https://www.enac.gov.it/>
- European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2011. Solar generation 6 - Solar photovoltaic electricity empowering the world. http://pvtrin.eu/assets/media/PDF/Publications/Other%20Publications/36.SolarGeneration6__2011.pdf.
- Faturrochmana G.J., M.M. de Jong, R. Santbergena, W. Folkertsb, M. Zemana, A.H.M. Smets, (2017). Maximizing annual yield of bifacial photovoltaic noise barriers. *Solar Energy* 162: 300–305.
- Gese P., F.M. Martínez-Conde, G. Ramírez-Sagner, F. Dinter, (2019). Agrivoltaic in Chile - Integrative solution to use efficiently land for food and energy production and generating potential synergy effects shown by a pilot plant in Metropolitan region. IEA SHC International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry 2019.
- Gholikhani M., H. Roshani, S. Dessouky, A.T. Papagiannakis, (2020). A critical review of roadway energy harvesting technologies. *Applied Energy* 261: 114388.
- Goetzberger A., et al., (1999). Evaluation of the potential of PV noise barrier technology for electricity production and market share, Final Report. TNC GmbH, Freiburg Germany.

- GSE (2020). Solare fotovoltaico – Rapporto statistico 2019, Gestore dei Servizi Energetici S.p.A, <https://www.gse.it/dati-e-scenari/statistiche>.
- Horner R., C. Clark, (2013). Characterizing variability and reducing uncertainty in estimates of solar land use energy intensity. *Renew Sustain Energy Rev* 23: 129-137.
- Huld T., R. Müller, A. Gambardella. (2012). A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Solar Energy* 86: 1803-1815.
- IEA (2020), World Energy Outlook 2020, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.
- IEA (2014). Technology Roadmap – Solar photovoltaic energy. Paris: IEA. <https://www.iea.org/reports>.
- IEA (2018). Photovoltaic power systems programme: Annual Report 2018. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/>
- Ishii Y., H. Amata, A. Yumoto, K. Nagano, M. Kanayasu, Y. Yamada, S. Sekijima, M. Onuki, M. Hashimoto, K. Kasai, (2019). A study of introduction of the photovoltaic generation system to conventional railway. 8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications Brasov, Romania, Nov. 3-6, 2019.
- ISTAT (2020). ISTAT – Rapporto sul territorio 2020. <https://www.istat.it/>
- Jaffery S.H.I., M. Khan, L. Ali, H.A. Khan, R.A. Mufti, A. Khan, N. Khan, S.M. Jaffery, (2014). The potential of solar powered transportation and the case for solar powered railway in Pakistan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39: 270–276.
- Jaganmohan M., (2021). Projected global solar PV installation costs 2010-2050. Statista.com, online: <https://www.statista.com/statistics/1118626/solar-pv-installation-cost-projection/#statisticContainer>
- Ji L., Z. Yu, J. Ma, L. Jia, F. Ning, (2020). The Potential of Photovoltaics to Power the Railway System in China. *Energies* 13, 3844.
- de Jong, (2015). Solar Highways Benchmark Study – An overview and evaluation of existing photovoltaic noise barriers. Eindhoven: SEAC.
- Jung J., S.U. Han, B. Kim, (2019). Digital numerical map-oriented estimation of solar energy potential for site selection of photovoltaic solar panels on national highway slopes. *Applied Energy* 242: 57–68.
- Kim B., S.U. Han, J. Heo, J. Jung, (2020). Proof-of-concept of a two-stage approach for selecting suitable slopes on a highway network for solar photovoltaic systems: A case study in South Korea. *Renewable Energy* 151: 366-377.
- Kim S., Y. Lee, H.R. Moon, (2017). Siting criteria and feasibility analysis for PV power generation projects using road facilities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81: 3061–3069.
- Lee D.S. et al., (2020). The contribution of global aviation to anthropogenic climate forcing for 2000 to 2018. *Atmospheric Environment* 244 (2021): 117834.
- Majumdar, M.J. Pasqualetti, (2018). Dual use of agricultural land: Introducing ‘agrivoltaics’ in Phoenix Metropolitan Statistical Area, USA. *Landscape and Urban Planning* 170: 150–168.
- Malpensa24 (2020). “Sea (Malpensa e Linate), utile netto di 124,4 milioni di euro nell’anno del Bridge”. Malpensa24.it, online: <https://www.malpensa24.it/bilancio-sea-malpensa-linate/#:~:text=Andamento%20economico%2Dfinanziario%20consolidato,a%2023%20milioni%20di%20euro>
- Malu P.R., U.S. Sharma, J.M. Pearce, (2017). Agrivoltaic potential on grape farms in India. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 23: 104–110.
- Martín-Chivelet N., (2015). Photovoltaic potential and land-use estimation methodology. *Energy* 94 (2016) 233-242.
- Marrou H., L. Guilioni, L. Dufour, C. Dupraz, J. Wery, (2013). Microclimate under agrivoltaic systems: Is crop growth rate affected in the partial shade of solar panels?. *Agricultural and Forest Meteorology* 177: 117–132.

- Meppelink S., (2015). The potential of photovoltaics along the Dutch national high- and expressways (Rijkswegen). An analysis of the potential of PV noise barriers. Master thesis, Sustainable Development, Utrecht University.
- Mills R., (2011). Airport Solar and Geothermal Power. Master thesis, University of North Dakota UND Scholarly Commons.
- Narvarte L., E. Lorenzo, (2008). Tracking and ground cover ratio. *Progress in Photovoltaics Research and Applications* 16(8): 703-714.
- Nonhebel S., (2005). Renewable energy and food supply: will there be enough land?. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 9: 191–201.
- Nordmann T., A. Frölich, L. Clavadetscher, (2002). Drei integrierte PV-Schallschutz Versuchsfelder: Bau und Erprobung. Tech. Rep. TNC Consulting AG.
- Nordmann T., L. Clavadetscher, R. Hachler, (1989). Construction of a 100 kW Grid Connected PV Installation Using the Soundbarriers along a Motorway in the Swiss Alps. Ninth E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference. Proceedings of the International Conference held at Freiburg, Germany. 25-29 September 1989.
- Nordmann T., L. Clavadetscher. (2004). PV on noise barriers. *Progress Photovolt: Res Appl* 2004; 12(6): 485–95.
- Nordmann T., et al., (2000). The Potential of PV Noise Barrier Technology in Europe. 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 1-5 Maggio 2000, Glasgow, United Kingdom.
- NREL (2020a). Best Research Cell Efficiencies. National Renewable Energy Laboratory. <https://www.nrel.gov/>
- NREL (2020b). Champion module Efficiencies. National Renewable Energy Laboratory. <https://www.nrel.gov/>
- Obane H., Y. Nagai, K. Asano, (2020). Assessing land use and potential conflict in solar and onshore wind energy in Japan. *Renewable Energy* 160: 842-851.
- Ong S., C. Campbell, P. Denholm, R. Margolis, G. Heath, (2013). Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States. National Renewable Energy Laboratory; Technical Report NREL/TP-6A20-56290.
- Perlin J., (2004). The Silicon Solar Cell Turns 50. National Center for Photovoltaics; the National Renewable Energy Laboratory, NREL Report No. BR-520-33947.
- Perna A., E.K. Grubbs, R. Agrawal, P. Bermel, (2019). Design Considerations for Agrophotovoltaic Systems: Maintaining PV Area with Increased Crop Yield. Purdue University, West Lafayette, IN, 47907, USA.
- Piyatadsananon P., (2016). Spatial factors consideration in site selection of ground-mounted PV power plants. *Energy Procedia* 100: 78 – 85.
- Plastow J., (2011). “kWh vs. kWp: Why STC Efficiency Doesn’t Add Up”. *Global Photovoltaic Business & Resources Inter PV*, http://www.interpv.net/market/market_view.asp?id=715&part_code=04.
- Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC). (2019). Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti.
- Poe C., A. Plovnick, T. Hodges, A. Hastings, S. Dresley, (2017). Highway Renewable Energy: Photovoltaic Noise Barriers. U.S. Department of Transportation, Federal Highway Administration. <https://www.fhwa.dot.gov/environment/sustainability/energy/publications/photovoltaic/>.
- Poe C., G. Filosa, (2012). Alternative Uses of Highway Rights-of-Way: Accommodating Renewable Energy Technologies. *Transportation Research Record* 2270.
- Pultarova T., (2017). Welcome to the World’s first solar road. *Engineering & Technology* February 2017. www.EandTmagazine.com.
- PVGIS (2020). Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). European Commission, Joint Research Centre, EU Science Hub. <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- QualEnergia.it (2020). “E se si installasse fotovoltaico a copertura delle strade?” <https://www.qualenergia.it/articoli/fotovoltaico-e-se-si-installasse-a-copertura-delle-strade/>.

- Rahman W., S. Mahmud, R. Ahmed, S. Rahman, Z. Arif, (2017). Solar Lanes and Floating Solar PV: New Possibilities for Source of Energy Generation in Bangladesh. International Conference on Innovations in Power and Advanced Computing Technologies [i-PACT2017].
- Ramesh N.K., (2014). Investigating the Impact of Solar Highways on Driver's Safety and Road Maintenance. Colorado State University – Pueblo.
- Rehman S., M.A. Bader, S.A. Al-Moallem, (2007). Cost of solar energy generated using PV panels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11: 1843–1857.
- Sacchelli S., G. Garegnani, F. Geri, G. Grilli, A. Paletto, P. Zambelli, M. Ciolli, D. Vettorato, (2016). Trade-off between photovoltaic systems installation and agricultural practices on arable lands: An environmental and socio-economic impact analysis for Italy. *Land Use Policy* 56: 90–99.
- de Schepper E., S. van Passel, J. Manca, T. Thewys, (2012). Combining photovoltaics and sound barriers e A feasibility study. *Renewable Energy* 46: 297-303.
- Semeraro T., et al., (2020). A Conceptual Framework to Design Green Infrastructure: Ecosystem Services as an Opportunity for Creating Shared Value in Ground Photovoltaic Systems. *Land* 2020, 9, 238.
- Sharma P., T. Harinarayana, (2013). Solar energy generation potential along national highways. *International Journal of Energy and Environmental Engineering* 4: 16.
- Shekhar A., V.K. Kumaravel, S. Klerks, S. de Wit, P. Venugopal, N. Narayan, P. Bauer, O. Isabella, M. Zeman, (2018). Harvesting Roadway Solar Energy—Performance of the Installed Infrastructure Integrated PV Bike Path. *IEEE Journal of Photovoltaics*, Vol. 8, No. 4.
- Solar Roadways (2020). Sito dell'azienda: <https://solarroadways.com/>.
- Solargis (2020). <https://solargis.com/docs/getting-started/data-parameters>
- SolarPower EU (2019), EU Market Outlook For Solar Power / 2019 – 2023, <https://www.solarpowereurope.org/eu-market-outlook-for-solar-power-2019-2023>.
- Sreenath S., K. Sudhakar, A.F. Yusop, (2019). Carbon mitigation potential of the airport-based solar PV plants in the Indian context. *International Journal of Ambient Energy*.
- Sreenath S., K. Sudhakar, A.F. Yusop, (2020). Airport-based photovoltaic applications. *Prog Photovolt Res Appl.* 28: 833–853.
- Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra (2021). Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Ministero delle Politiche agricole, Alimentari e Forestali.
- Stuart T., J. Phillips, (2012). Veteran's Glass City Skyway Solar Array Field Demonstration. University of Toledo. Ohio Department of Transportation. Federal Highway Administration.
- Svarc J., (2020). Most efficient Solar Panels 2020. *Clean Energy Reviews*. <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>.
- Swain A., (2017). Solar Energy Generation Potential on National Highways. *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)*, Volume: 04 Issue: 09 | Sep -2017.
- Tempa U., J.G. Singh, (2020). Assessment of Solar Energy Potential using GIS and AHP approach: A Case Study of Bumthang Valley. 2020 International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ICE3-2020).
- U.S. DOT (2012). Alternative Uses of Highway Right-of-Way: Accommodating Renewable Energy Technologies and Alternative Fuel Facilities.
- Vajih M., (2017). Solar-powered light rail vehicle and tram systems. Tesi di laurea Magistrale, Università di Roma Sapienza.
- Vorobiev P., Y. Vorobiev, (2011). About the possibilities of using the renewable energy power sources on railway transport. *J. Adv. Transp.* 47: 681–691.

- Wadhawan S.R., J.M. Pearce, (2017). Power and energy potential of mass-scale photovoltaic noise barrier deployment: A case study for the U.S. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 80: 125–132.
- Wang Y., (2020). Application of Solar Noise Barrier Power Generation System Envisaged on Urban Elevated Roads. *J. Phys.: Conf. Ser.* 1549: 052118.
- Weselek A., A. Ehmann, S. Zikeli, I. Lewandowski, S. Schindele, P. Högy, (2019). Agrophotovoltaic systems: applications, challenges, and opportunities. A review. *Agron. Sustain. Dev.* 39: 35.
- Willockx B., B. Herteleer, J. Cappelle, (2020). Combining photovoltaic modules and food crops: first agrovoltaic prototype in Belgium. 18th International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'20) Granada (Spain), 1st to 2nd April 2020.
- Zdyb A., A. Żelazna, E. Krawczak, (2019). Photovoltaic System Integrated Into the Noise Barrier – Energy Performance and Life Cycle Assessment. *Journal of Ecological Engineering* Vol. 20(10): 183–188.
- Zhong T., K. Zhang, M. Chen, Y. Wang, R. Zhu, Z. Zhang, Z. Zhou, Z. Qian, G. Lv, J. Yan, (2021). Assessment of solar photovoltaic potentials on urban noise barriers using street-view imagery. *Renewable Energy* 168: 181-194.

APPENDICE 1: Elaborazione dati QGIS

A1.1) Fasce di rispetto autostradali lombarde

La rete autostradale è stata analizzata grazie all'elaborazione di diversi file vettoriali.

I primi file utilizzati sono stati quelli del database topografico regionale relativi all'area autostradale; questi identificano i confini autostradali provincia per provincia (sono layer poligonali).

Unendo i file relativi a tutte le provincie lombarde è stato creato un unico layer relativo alla superficie coperta da autostrade (il quale identifica i confini stradali, ovvero quelli oltre i quali cominciano le fasce di rispetto).

Da tali aree sono però risultati mancare alcuni tratti autostradali, questi ultimi sono stati aggiunti da un altro file vettoriale scaricabile dal sito del geoportale della regione Lombardia, denominato "Autostrade" e presente nel dataset "Strade, ferrovie e metropolitane Lombardia". Quest'ultimo file è composto da un layer lineare, il quale riporta, per ogni tratta autostradale, una linea per ogni senso di marcia. Al fine di poterne ricavare la reale superficie autostradale sono stati quindi eseguiti due diversi passaggi.

Per prima cosa è stata mantenuta una sola linea per tratta autostradale (e sono stati rimossi i tratti in galleria). Dall'unica linea rimanente è stato poi ottenuto un file vettoriale poligonale mediante la creazione di un buffer largo 12,5 metri (è stata usata la larghezza tipica della più diffusa struttura autostradale, quella a 2 corsie per senso di marcia; questa rappresenta circa il 71,3% del totale delle autostrade italiane; AISCAT 2019).

Le superfici così ottenute che non risultavano comprese nello shapefile contenente le reali superfici autostradali sono state aggiunte a quest'ultimo.

Le fasce di rispetto sono infine state ottenute calcolando un buffer di 60 metri dal file finale (contenente tutte le superfici autostradali).

La scelta di mantenere la distanza di 60 metri anche in zona urbana (ove per normativa le fasce di rispetto sarebbero di 30 metri) risulta ininfluente ai fini del risultato in quanto tali zone non sono state considerate tra le aree "sfruttabili" per impianti GPV (capitolo 2.1.1.1).

Per ottenere lo shapefile da cui sono stati estratti tutti i dati areali utilizzati per la stima del potenziale di produzione, il layer poligonale rappresentante le fasce di rispetto autostradale è stato utilizzato come maschera per ritagliare lo shapefile relativo all'uso e copertura del suolo della regione Lombardia (DUSAF 6.0). In questo modo è stato possibile ottenere un file poligonale contenente tutte le aree comprese nelle fasce di rispetto autostradale classificate in base alla loro tipologia di uso del suolo.

A1.2) Fasce di rispetto ferrovie lombarde

La rete ferroviaria lombarda è stata analizzata in maniera analoga a quanto fatto per le autostrade.

I primi file utilizzati sono stati quelli del database topografico regionale relativi all'area ferroviaria; questi identificano i confini ferroviari provincia per provincia (sono layer poligonali).

Unendo i file relativi a tutte le provincie lombarde è stato creato un unico layer relativo alla superficie coperta dalle ferrovie (il quale identifica i limiti amministrativi delle ferrovie, ovvero quelli oltre i quali cominciano le fasce di rispetto). Da tali aree sono però risultati mancare alcuni tratti della rete ferroviaria, questi ultimi sono stati aggiunti mediante l'elaborazione di un altro file vettoriale scaricabile dal sito del geoportale della regione Lombardia, denominato "Ferrovie" e presente nel dataset "Strade, ferrovie e metropolitane Lombardia". Quest'ultimo file è composto da un layer lineare, il quale riporta, per ogni linea ferroviaria, una linea per ogni senso di marcia. Al fine di poterne ricavare la reale superficie ferroviaria sono stati quindi eseguiti due diversi passaggi. Per prima cosa è stata mantenuta una sola linea per tratta ferroviaria (e sono stati rimossi i tratti in galleria). Dall'unica linea rimanente è stato poi ottenuto un file vettoriale poligonale mediante la creazione di un buffer largo 5 metri (da cui si ottiene una larghezza totale di 10 metri, ottenibile considerando uno scartamento ferroviario di 1.435 mm, uno spazio che separa le due linee di binari largo 3 metri e 2 metri di

larghezza esternamente alle diverse linee). Le superfici così ottenute che non risultavano comprese nello shapefile contenente le reali superfici autostradali sono state aggiunte a quest'ultimo. Le fasce di rispetto sono infine state ottenute calcolando un buffer di 30 metri dal file finale (contenente tutte le superfici ferroviarie).

Per ottenere lo shapefile da cui sono stati estratti tutti i dati areali utilizzati per la stima del potenziale di produzione, il layer poligonale rappresentante le fasce di rispetto ferroviario è stato utilizzato come maschera per ritagliare lo shapefile relativo all'uso e copertura del suolo della regione Lombardia (DUSAF 6.0). In questo modo è stato possibile ottenere un file poligonale contenente tutte le aree comprese nelle fasce di rispetto ferroviarie classificate in base alla loro tipologia di uso del suolo.

Nella stima dell'area adatta presente nelle fasce di rispetto ferroviarie, quest'ultima è stata ottenuta a partire dal file relativo alle fasce di rispetto ferroviario a cui sono state però eliminate le aree in comune con le fasce di rispetto autostradali, in questo modo tali aree non sono state conteggiate due volte.

A1.3) Aeroporti lombardi

Tra le varie aree registrate come “a servizio aeroportuale” dalla Regione Lombardia, è stato scelto di studiare solamente quelle caratterizzate da almeno una pista di atterraggio/decollo asfaltata. Tutte le aree che non rispecchiano questa descrizione sono state considerate non adatte all'installazione fotovoltaica. Queste sono infatti per lo più composte da piccolissimi edifici e da semplici prati utilizzati per il traffico di velivoli molto piccoli e leggeri (sono inoltre spazi estremamente piccoli se confrontati agli altri aeroporti).

Per l'identificazione delle aree aeroportuali che rispettano i criteri richiesti sono stati utilizzati diversi file vettoriali, tutti scaricati dal sito del geoportale della Regione.

I primi file utilizzati sono stati quelli del database topografico regionale relativi all'area “a servizio aeroportuale”; questi comprendono gli aeroporti e le aree utilizzate per l'atterraggio di elicotteri (classificate come “eliporti” e che risultano di dimensioni estremamente ridotte) presenti provincia per provincia.

Unendo i file relativi a tutte le provincie lombarde è stato creato un unico layer relativo alla superficie coperta da aeroporti ed eliporti in Lombardia. Quest'ultimo file è stato poi modificato in modo da eliminare le aree classificate come “eliporti” e gli aeroporti di piccolissime dimensioni non dotati di una pista asfaltata (questi ultimi sono stati cancellati manualmente).

Da un confronto tra le aree rimanenti (relative ai soli aeroporti che rispettano i criteri imposti da questo studio) e le aree classificate come “Aeroporti ed eliporti” nello shapefile relativo all'uso e copertura del suolo della regione Lombardia (DUSAF 6.0) è stata però notata la presenza di alcune aree adatte riportate nel file DUSAF e non in quello ottenuto dall'unione dei file provinciali. Queste ultime aree sono state ritagliate dal file DUSAF e aggiunte alle superfici relative agli aeroporti da studiare.

Gli aeroporti così identificati come intensamente sfruttabili attraverso l'installazione di pannelli fotovoltaici (e quindi considerati in questo studio) sono stati 14 (tabella 2.15, capitolo 2.1.3).

APPENDICE 2: Metodologia stima parametri SF, F_{AC} e F_{ANC}

Le categorie di uso del suolo (DUSAF Lombardia) che sono state considerate adatte all'installazione di pannelli FV sono 16; queste sono state divise nei 7 gruppi riportati in tabella A2.1.

Tabella A2.1: Categorie di uso del suolo (dal DUSAF 6.0 della regione Lombardia) considerate adatte all'installazione di GPV. La colonna "Gruppo" indica la divisione in gruppi utilizzata per il calcolo dei valori medi dei parametri SF, F_{AC} e F_{ANC} .

Codice DUSAF	Nome categoria DUSAF	Gruppo	Codice DUSAF	Nome categoria DUSAF	Gruppo
1412	Aree verdi incolte	1	222	Frutteti e frutti minori	5
2112	Seminativi arborati	2	223	Oliveti	
2311	Prati permanenti in assenza di specie arboree e arbustive		3221	Cespuglieti	
2312	Prati permanenti con presenza di specie arboree e arbustive sparse		3222	Vegetazione dei greti	
2111	Seminativi semplici	3	3223	Vegetazione degli argini sopraelevati	6
21131	Colture orticole a pieno campo	4	3241	Cespuglieti con presenza significativa di specie arbustive alte ed arboree	
2115	Orti famigliari		3242	Cespuglieti in aree agricole abbandonate	
221	Vigneti	5	213	Risaie	7

Al fine di stimare dei valori medi dei parametri SF, F_{AC} e F_{ANC} relativi ai vari gruppi di uso del suolo è stata condotta una campagna di misure campionarie (virtuale, utilizzando QGIS) volta al calcolo di tali parametri in 6 siti scelti casualmente tra quelli presenti in ogni gruppo. Tale campagna di misura è stata condotta in maniera distinta tra le aree situate nelle fasce di rispetto autostradali e quelle situate nelle fasce di rispetto ferroviarie. È stato così ottenuto un valore medio per ognuno dei 3 parametri relativi ad un dato gruppo di uso del suolo e ad una infrastruttura di trasporto (autostrada e ferrovia). La metodologia con cui tale valore è stato ottenuto è identica per ogni gruppo e per le due infrastrutture.

Una volta identificati i 6 siti relativi al gruppo e all'infrastruttura da studiare (selezionati dalle aree presenti nelle fasce di rispetto della data infrastruttura), per ognuno di essi è stata misurata la % di area adatta all'installazione fotovoltaica e la sua ripartizione tra suolo agricolo e suolo non agricolo. Tale misura è stata condotta su QGIS (dalle immagini satellitari dei siti selezionati).

L'area adatta all'installazione fotovoltaica è stata misurata selezionando le aree prive di ingombri voluminosi (come alberi e/o edifici) che non ricade (nel caso ci siano) entro i confini di abitazioni private.

Un esempio di sito studiato è riportato in figura A2.1, in quest'ultima è visibile la ripartizione tra suolo adatto e non adatto (e non la suddivisione tra suolo adatto coltivato e suolo adatto non coltivato in quanto nella figura risulta visibile solo area adatta non coltivata).

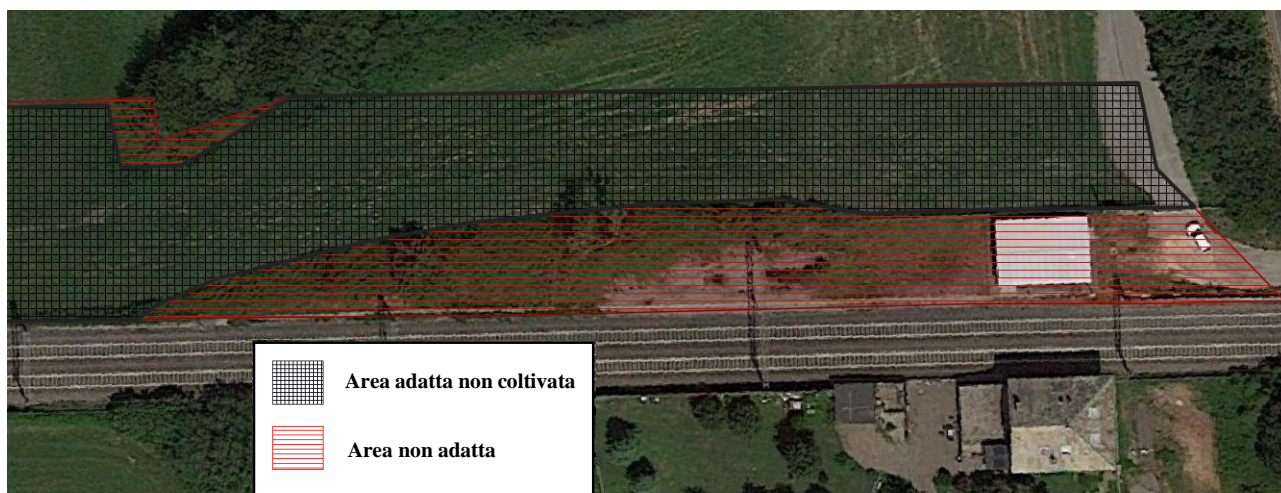


Figura A2.1: Esempio di sito studiato per la stima dei parametri SF, F_{AC} e F_{ANC} . Il sito in figura è del gruppo 2 delle aree nelle fasce di rispetto ferroviario.

Dai valori ottenuti per i 3 parametri in ognuno dei 6 siti relativi ad un dato gruppo (e ad una infrastruttura) sono stati ottenuti 3 valori unici per il gruppo (calcolati come media, pesata sull'area dei siti studiati, tra quelli misurati nei 6 siti). Tali valori sono riportati in tabella A2.2 (per le autostrade) e A2.3 (per le ferrovie).

Tabella A2.2: Valori medi dei parametri SF, F_{AC} e F_{ANC} ottenuti dalla valutazione di 6 siti campione per ogni gruppo considerato nelle fasce di rispetto autostradale.

Gruppo (uso del suolo)	Descrizione gruppo	SF [%]	F_{AC} [%]	F_{ANC} [%]
1	Aree verdi incolte	59,5	n.a	100
2	Seminativi arborati e prati permanenti	62,4	49,5	50,5
3	Seminativi semplici	92,7	100	n.a
4	Colture orticole e orti	49,8	80,7	19,3
5	Vigneti, frutteti e oliveti	90,6	100	0
6	Cespuglieti ecc.	33,9	n.a	100
7	Risaie	93,8	100	n.a

Tabella A2.3: Valori medi dei parametri SF, F_{AC} e F_{ANC} ottenuti dalla valutazione di 6 siti campione per ogni gruppo considerato nelle fasce di rispetto ferroviarie.

Gruppo (uso del suolo)	Descrizione gruppo	SF [%]	F_{AC} [%]	F_{ANC} [%]
1	Aree verdi incolte	67.2	n.a	100
2	Seminativi arborati e prati permanenti	77.1	75	25
3	Seminativi semplici	86	100	n.a
4	Colture orticole e orti	77.9	97,5	2,5
5	Vigneti, frutteti e oliveti	79.1	100	n.a
6	Cespuglieti ecc.	19.6	n.a	100
7	Risaie	92.9	100	n.a

APPENDICE 3: Risultati produzione energia fotovoltaica per la Lombardia

A3.1) Autostrade:

A3.1.1) Fotovoltaico nelle fasce di rispetto

Tabella A3.1: Valori del parametro A_{GPV} complessivamente attribuibile ad ognuno dei 7 gruppi di aree studiate per ognuna delle 18 combinazioni possibili dei valori attribuiti ai parametri N_{ANC} e N_{AC} (relativi alle fasce di rispetto autostradale).

Gruppo	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9	C_{10}	C_{11}	C_{12}	C_{13}	C_{14}	C_{15}	C_{16}	C_{17}	C_{18}
1	0,112	0,112	0,112	0,131	0,131	0,131	0,167	0,167	0,167	0,196	0,196	0,196	0,202	0,202	0,202	0,238	0,238	0,238
2	0,059	0,068	0,136	0,07	0,079	0,147	0,088	0,097	0,166	0,104	0,113	0,181	0,107	0,116	0,184	0,126	0,135	0,203
3	0	0,027	0,232	0	0,027	0,232	0	0,027	0,232	0	0,027	0,232	0	0,027	0,232	0	0,027	0,232
4	0,018	0,03	0,119	0,021	0,033	0,122	0,027	0,039	0,127	0,032	0,043	0,132	0,033	0,044	0,133	0,038	0,05	0,139
5	0	0,027	0,226	0	0,027	0,226	0	0,027	0,226	0	0,027	0,226	0	0,027	0,226	0	0,027	0,226
6	0,064	0,064	0,064	0,075	0,075	0,075	0,095	0,095	0,095	0,112	0,112	0,112	0,115	0,115	0,115	0,136	0,136	0,136
7	0	0,027	0,235	0	0,027	0,235	0	0,027	0,235	0	0,027	0,235	0	0,027	0,235	0	0,027	0,235

Tabella A3.2: km² di fotovoltaico complessivamente installabili (A_{FV}) in ogni gruppo di aree in ogni combinazione considerata dei valori attribuiti ai parametri N_{ANC} e N_{AC} (relativi alle fasce di rispetto autostradale).

Classe B																		
Gruppo	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9	C_{10}	C_{11}	C_{12}	C_{13}	C_{14}	C_{15}	C_{16}	C_{17}	C_{18}
1	0,180	0,180	0,180	0,212	0,212	0,212	0,268	0,268	0,268	0,315	0,315	0,315	0,326	0,326	0,326	0,383	0,383	0,383
2	0,058	0,067	0,135	0,069	0,078	0,145	0,087	0,096	0,163	0,102	0,111	0,178	0,106	0,115	0,182	0,124	0,133	0,200
3	0,000	0,260	2,219	0,000	0,260	2,219	0,000	0,260	2,219	0,000	0,260	2,219	0,000	0,260	2,219	0,000	0,260	2,219
4	0,005	0,008	0,031	0,005	0,009	0,031	0,007	0,010	0,033	0,008	0,011	0,034	0,008	0,011	0,034	0,010	0,013	0,036
5	0,000	0,004	0,038	0,000	0,004	0,038	0,000	0,004	0,038	0,000	0,004	0,038	0,000	0,004	0,038	0,000	0,004	0,038
6	0,077	0,077	0,077	0,090	0,090	0,090	0,114	0,114	0,114	0,134	0,134	0,134	0,139	0,139	0,139	0,163	0,163	0,163
7	0,000	0,040	0,339	0,000	0,040	0,339	0,000	0,040	0,339	0,000	0,040	0,339	0,000	0,040	0,339	0,000	0,040	0,339
Totale	0.320	0.636	3.018	0.376	0.692	3.075	0.476	0.793	3.175	0.560	0.876	3.258	0.579	0.895	3.277	0.680	0.996	3.378
Classe C																		
Gruppo	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9	C_{10}	C_{11}	C_{12}	C_{13}	C_{14}	C_{15}	C_{16}	C_{17}	C_{18}
1	0,455	0,455	0,455	0,535	0,535	0,535	0,678	0,678	0,678	0,797	0,797	0,797	0,824	0,824	0,824	0,968	0,968	0,968
2	0,117	0,135	0,269	0,137	0,155	0,289	0,174	0,192	0,326	0,204	0,222	0,356	0,211	0,229	0,363	0,248	0,266	0,400
3	0,000	0,502	4,286	0,000	0,502	4,286	0,000	0,502	4,286	0,000	0,502	4,286	0,000	0,502	4,286	0,000	0,502	4,286
4	0,008	0,013	0,050	0,009	0,014	0,051	0,011	0,016	0,054	0,013	0,018	0,056	0,014	0,019	0,056	0,016	0,021	0,059
5	0,000	0,021	0,179	0,000	0,021	0,179	0,000	0,021	0,179	0,000	0,021	0,179	0,000	0,021	0,179	0,000	0,021	0,179
6	0,097	0,097	0,097	0,114	0,114	0,114	0,144	0,144	0,144	0,169	0,169	0,169	0,175	0,175	0,175	0,205	0,205	0,205
7	0,000	0,020	0,171	0,000	0,020	0,171	0,000	0,020	0,171	0,000	0,020	0,171	0,000	0,020	0,171	0,000	0,020	0,171
Totale	0.676	1.242	5.507	0.795	1.361	5.625	1.007	1.573	5.838	1.184	1.750	6.014	1.223	1.789	6.054	1.437	2.003	6.268

Classe C (uso del suolo adatto all'installazione fotovoltaica e aree non protette)

Tabelle A3.3: Valori del potenziale di produzione annuo ottenuti nella classe C per gli scenari SC_Campi_1, SC_Campi_2 e SC_Campi_3. Tali valori si differenziano per il valore utilizzato per il parametro $N_{A,NC}$ e per l'efficienza dei pannelli FV in condizioni standard considerata (capitolo 2.1).

SC_Campi_1: campi non sfruttati ($N_{A,C} = 0$)			SC_Campi_2: campi sfruttati al 10% senza agro-fotovoltaico ($N_{A,C} = 0,0293$)		
	$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25		$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25
$N_{A,NC}$	GWh/anno	GWh/anno	$N_{A,NC}$	GWh/anno	GWh/anno
0,188 (C_1)	188	206	0,188 (C_2)	347	380
0,221 (C_4)	221	243	0,221 (C_5)	380	416
0,28 (C_7)	280	307	0,28 (C_8)	439	481
0,329 (C_{10})	329	361	0,329 (C_{11})	488	535
0,34 (C_{13})	340	373	0,34 (C_{14})	499	547
0,3995 (C_{16})	400	439	0,3995 (C_{17})	558	612
Minimo	188	206	Minimo	347	380
Media	293	322	Media	452	495
Massimo	400	439	Massimo	558	612

SC_Campi_3: campi sfruttati con agro-fotovoltaico ($N_{A,C} = 0,25$)		
	$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25
$N_{A,NC}$	GWh/anno	GWh/anno
0,188 (C_3)	1.539	1.688
0,221 (C_6)	1.572	1.724
0,28 (C_9)	1.631	1.789
0,329 (C_{12})	1.680	1.843
0,34 (C_{15})	1.692	1.855
0,3995 (C_{18})	1.751	1.920
Minimo	1.539	1.688
Media	1.644	1.803
Massimo	1.751	1.920

Tabelle A3.4: Potenza fotovoltaica installabile nella classe C negli scenari SC_Campi_1, SC_Campi_2 e SC_Campi_3. Tali valori si differenziano per il valore utilizzato per il parametro $N_{A,NC}$ e per l'efficienza dei pannelli FV in condizioni standard considerata (capitolo 2.1).

SC_Campi_1: campi non sfruttati ($N_{A,C} = 0$)			SC_Campi_2: campi sfruttati al 10% senza agro-fotovoltaico ($N_{A,C} = 0,0293$)		
	$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25		$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25
$N_{A,NC}$	MWp	MWp	$N_{A,NC}$	MWp	MWp
0,188 (C_1)	154	169	0,188 (C_2)	283	311
0,221 (C_4)	181	199	0,221 (C_5)	310	340
0,28 (C_7)	230	252	0,28 (C_8)	359	393
0,329 (C_{10})	270	296	0,329 (C_{11})	399	437
0,34 (C_{13})	279	306	0,34 (C_{14})	408	447
0,3995 (C_{16})	328	359	0,3995 (C_{17})	457	501
Minimo	154	169	Minimo	283	311
Media	240	264	Media	369	405
Massimo	328	359	Massimo	457	501

SC_Campi_3: campi sfruttati con agro-fotovoltaico ($N_{A.C} = 0,25$)		
	$\eta_{FV,STC} = 0,228$	$\eta_{FV,STC} = 0,25$
$N_{A.NC}$	MWp	MWp
0,188 (C_3)	1.256	1.377
0,221 (C_6)	1.283	1.406
0,28 (C_9)	1.331	1.459
0,329 (C_{12})	1.371	1.503
0,34 (C_{15})	1.380	1.513
0,3995 (C_{18})	1.429	1.567
Minimo	1.256	1.377
Media	1.342	1.471
Massimo	1.429	1.567

Classe B (uso del suolo adatto all'installazione fotovoltaica e aree protette)

Tabelle A3.5: Valori del potenziale di produzione annuo ottenuti nella classe B per gli scenari SC_Campi_1, SC_Campi_2 e SC_Campi_3. Tali valori si differenziano per il valore utilizzato per il parametro $N_{A.NC}$ e per l'efficienza dei pannelli FV in condizioni standard considerata (capitolo 2.1).

SC_Campi_1: campi non sfruttati ($N_{A.C} = 0$)		
	$\eta_{FV,STC} = 0,228$	$\eta_{FV,STC} = 0,25$
$N_{A.NC}$	GWh/anno	GWh/anno
0,188 (C_1)	90	98
0,221 (C_4)	105	115
0,28 (C_7)	133	146
0,329 (C_{10})	157	172
0,34 (C_{13})	162	178
0,3995 (C_{16})	190	209
Minimo	90	98
Media	140	153
Massimo	190	209

SC_Campi_2: campi sfruttati al 10% senza agro-fotovoltaico ($N_{A.C} = 0,0293$)		
	$\eta_{FV,STC} = 0,228$	$\eta_{FV,STC} = 0,25$
$N_{A.NC}$	GWh/anno	GWh/anno
0,188 (C_2)	178	195
0,221 (C_5)	194	212
0,28 (C_8)	222	243
0,329 (C_{11})	245	269
0,34 (C_{14})	250	275
0,3995 (C_{17})	279	306
Minimo	178	195
Media	228	250
Massimo	279	306

SC_Campi_3: campi sfruttati con agro-fotovoltaico ($N_{A.C} = 0,25$)		
	$\eta_{FV,STC} = 0,228$	$\eta_{FV,STC} = 0,25$
$N_{A.NC}$	GWh/anno	GWh/anno
0,188 (C_3)	844	926
0,221 (C_6)	860	943
0,28 (C_9)	888	974
0,329 (C_{12})	911	999
0,34 (C_{15})	916	1.005
0,3995 (C_{18})	945	1.036
Minimo	844	926
Media	894	980
Massimo	945	1.036

Tabelle A3.6: Potenza fotovoltaica installabile nella classe B negli scenari SC_Campi_1, SC_Campi_2 e SC_Campi_3. Tali valori si differenziano per il valore utilizzato per il parametro $N_{A,NC}$ e per l'efficienza dei pannelli FV in condizioni standard considerata (capitolo 2.1).

SC_Campi_1: campi non sfruttati ($N_{A,C} = 0$)			SC_Campi_2: campi sfruttati al 10% senza agro-fotovoltaico ($N_{A,C} = 0,0293$)		
	$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25		$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25
$N_{A,NC}$	MWp	MWp	$N_{A,NC}$	MWp	MWp
0,188 (C ₁)	73	80	0,188 (C ₂)	145	159
0,221 (C ₄)	86	94	0,221 (C ₅)	158	173
0,28 (C ₇)	109	119	0,28 (C ₈)	181	198
0,329 (C ₁₀)	128	140	0,329 (C ₁₁)	200	219
0,34 (C ₁₃)	132	145	0,34 (C ₁₄)	204	224
0,3995 (C ₁₆)	155	170	0,3995 (C ₁₇)	227	249
Minimo	73	80	Minimo	145	159
Media	114	125	Media	186	204
Massimo	155	170	Massimo	227	249

SC_Campi_3: campi sfruttati con agro-fotovoltaico ($N_{A,C} = 0,25$)		
	$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25
$N_{A,NC}$	MWp	MWp
0,188 (C ₃)	688	755
0,221 (C ₆)	701	769
0,28 (C ₉)	724	794
0,329 (C ₁₂)	743	815
0,34 (C ₁₅)	747	819
0,3995 (C ₁₈)	770	845
Minimo	688	755
Media	729	800
Massimo	770	845

A3.1.2) Barriere antirumore

Tabella A3.7: Superfici fotovoltaiche (e potenze di picco corrispondenti) potenzialmente installabili sulle barriere antirumore presenti sulle autostrade lombarde divise per classe di orientamento della strada (valori a cui non è stato applicato il fattore di scala 0,7 che considera l'influenza dell'ombreggiamento degli edifici e degli alberi).

Superficie FV installabile [km ²]						
	Orientamento strada/barriera					TOT
	S / N	N-NE / N-NW / S-SE / S-SW	NE / NW / SE / SW	E-NE / W-NW / E- SE / W-SW	E / W	
$A_{PVNB}=1$	0.025	0.028	0.038	0.086	0.029	0.205
$A_{PVNB}=1,5$	0.037	0.042	0.057	0.129	0.043	0.308
$A_{PVNB}=2$	0.049	0.056	0.076	0.172	0.057	0.410
Potenza di picco installabile [MWp] per $\eta_{FV,STC} = 0,228$						
	Orientamento strada/barriera					TOT
	S / N	N-NE / N-NW / S-SE / S-SW	NE / NW / SE / SW	E-NE / W-NW / E- SE / W-SW	E / W	
$A_{PVNB}=1$	6	6	9	20	7	47
$A_{PVNB}=1,5$	8	10	13	29	10	70
$A_{PVNB}=2$	11	13	17	39	13	94

Potenza di picco installabile [MWp] per $\eta_{FV,STC} = 0,25$						
	Orientamento strada/barriera					TOT
	S / N	N-NE / N-NW / S-SE / S-SW	NE / NW / SE / SW	E-NE / W-NW / E-SE / W-SW	E / W	
$A_{PVNB}=1$	6	7	9	22	7	51
$A_{PVNB}=1,5$	9	10	14	32	11	77
$A_{PVNB}=2$	12	14	19	43	14	103

A3.1.3) Totale autostrade lombarde

Tabella A3.8: Valori di energia potenzialmente producibile dalle autostrade lombarde nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto). I valori “min”, “medio” e “max” si differenziano nel valore attribuito al parametro $N_{A,NC}$ (per i GPV) e nelle modalità di installazione (inclinazione) dei pannelli sulle barriere antirumore (per le PVNB).

GWh/anno per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$									
	GPV			PVNB			Totale autostrade lombarde		
	min	medio	max	min	medio	max	min	medio	max
BS	188	293	400	27	33	39	215	326	439
MS	1.539	1.644	1.751	40	49	58	1.579	1.693	1.809
AS	2.383	2.538	2.696	53	65	78	2.436	2.603	2.774
GWh/anno per $\eta_{FV,STC,2030} = 0,25$									
	GPV			PVNB			Totale autostrade lombarde		
	min	medio	max	min	medio	max	min	medio	max
BS	206	322	439	29	36	43	235	358	482
MS	1.688	1.803	1.920	43	54	64	1.731	1.857	1.984
AS	2.613	2.783	2.956	58	71	85	2.671	2.854	3.041

Tabella A3.9: Potenza fotovoltaica installabile nelle autostrade lombarde nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto). I valori “min”, “medio” e “max” si differenziano nel valore attribuito al parametro $N_{A,NC}$ (per i GPV).

MWp per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$									
	GPV			PVNB	Totale autostrade lombarde				
	min	medio	max		min	medio	max		
BS	154	240	328	33	187	273	361		
MS	1256	1342	1429	49	1305	1391	1478		
AS	1944	2070	2199	66	2010	2136	2265		
MWp per $\eta_{FV,STC,2030} = 0,25$									
	GPV			PVNB	Totale autostrade lombarde				
	min	medio	max		min	medio	max		
BS	169	263	359	36	205	299	395		
MS	1377	1471	1567	54	1431	1525	1621		
AS	2131	2270	2411	72	2203	2342	2483		

A3.2) Ferrovie:

A3.2.1) Fotovoltaico nelle fasce di rispetto

Tabella A3.10: Valori del parametro A_{GPV} complessivamente attribuibile ad ognuno dei 7 gruppi di aree studiate per ognuna delle 18 combinazioni possibili dei valori attribuiti ai parametri N_{ANC} e N_{AC} (relativi alle fasce di rispetto ferroviarie).

Gruppo	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9	C_{10}	C_{11}	C_{12}	C_{13}	C_{14}	C_{15}	C_{16}	C_{17}	C_{18}
1	0.126	0.126	0.126	0.148	0.148	0.148	0.188	0.188	0.188	0.221	0.221	0.221	0.228	0.228	0.228	0.268	0.268	0.268
2	0.036	0.053	0.181	0.043	0.059	0.187	0.054	0.071	0.198	0.063	0.080	0.208	0.065	0.082	0.210	0.077	0.094	0.221
3	0.000	0.025	0.215	0.000	0.025	0.215	0.000	0.025	0.215	0.000	0.025	0.215	0.000	0.025	0.215	0.000	0.025	0.215
4	0.004	0.026	0.194	0.004	0.027	0.194	0.006	0.028	0.195	0.007	0.029	0.196	0.007	0.029	0.197	0.008	0.030	0.198
5	0.000	0.023	0.198	0.000	0.023	0.198	0.000	0.023	0.198	0.000	0.023	0.198	0.000	0.023	0.198	0.000	0.023	0.198
6	0.037	0.037	0.037	0.043	0.043	0.043	0.055	0.055	0.055	0.064	0.064	0.064	0.066	0.066	0.066	0.078	0.078	0.078
7	0.000	0.027	0.232	0.000	0.027	0.232	0.000	0.027	0.232	0.000	0.027	0.232	0.000	0.027	0.232	0.000	0.027	0.232

Tabella A3.11: km² di fotovoltaico complessivamente installabili (A_{FV}) in ogni gruppo di aree in ogni combinazione considerata dei valori attribuiti ai parametri N_{ANC} e N_{AC} (relativi alle fasce di rispetto ferroviario).

Classe B																		
Gruppo	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9	C_{10}	C_{11}	C_{12}	C_{13}	C_{14}	C_{15}	C_{16}	C_{17}	C_{18}
1	0.062	0.062	0.062	0.073	0.073	0.073	0.093	0.093	0.093	0.109	0.109	0.109	0.112	0.112	0.112	0.132	0.132	0.132
2	0.044	0.065	0.221	0.052	0.073	0.229	0.066	0.087	0.243	0.077	0.098	0.254	0.080	0.101	0.257	0.094	0.115	0.271
3	0.000	0.247	2.107	0.000	0.247	2.107	0.000	0.247	2.107	0.000	0.247	2.107	0.000	0.247	2.107	0.000	0.247	2.107
4	0.001	0.009	0.067	0.002	0.009	0.068	0.002	0.010	0.068	0.002	0.010	0.068	0.002	0.010	0.068	0.003	0.010	0.069
5	0.000	0.013	0.114	0.000	0.013	0.114	0.000	0.013	0.114	0.000	0.013	0.114	0.000	0.013	0.114	0.000	0.013	0.114
6	0.045	0.045	0.045	0.053	0.053	0.053	0.067	0.067	0.067	0.078	0.078	0.078	0.081	0.081	0.081	0.095	0.095	0.095
7	0.000	0.061	0.524	0.000	0.061	0.524	0.000	0.061	0.524	0.000	0.061	0.524	0.000	0.061	0.524	0.000	0.061	0.524
Totale	0.152	0.502	3.140	0.179	0.529	3.166	0.227	0.577	3.214	0.267	0.617	3.254	0.276	0.626	3.263	0.324	0.674	3.311
Classe C																		
Gruppo	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9	C_{10}	C_{11}	C_{12}	C_{13}	C_{14}	C_{15}	C_{16}	C_{17}	C_{18}
1	0.191	0.191	0.191	0.225	0.225	0.225	0.284	0.284	0.284	0.334	0.334	0.334	0.345	0.345	0.345	0.406	0.406	0.406
2	0.184	0.270	0.920	0.216	0.303	0.953	0.274	0.361	1.011	0.322	0.408	1.059	0.333	0.419	1.069	0.391	0.478	1.128
3	0.000	0.499	4.256	0.000	0.499	4.256	0.000	0.499	4.256	0.000	0.499	4.256	0.000	0.499	4.256	0.000	0.499	4.256
4	0.002	0.017	0.125	0.003	0.017	0.126	0.004	0.018	0.126	0.004	0.019	0.127	0.004	0.019	0.127	0.005	0.020	0.128
5	0.000	0.014	0.116	0.000	0.014	0.116	0.000	0.014	0.116	0.000	0.014	0.116	0.000	0.014	0.116	0.000	0.014	0.116
6	0.077	0.077	0.077	0.090	0.090	0.090	0.114	0.114	0.114	0.135	0.135	0.135	0.139	0.139	0.139	0.163	0.163	0.163
7	0.000	0.069	0.589	0.000	0.069	0.589	0.000	0.069	0.589	0.000	0.069	0.589	0.000	0.069	0.589	0.000	0.069	0.589
Totale	0.454	1.136	6.274	0.534	1.216	6.354	0.677	1.359	6.497	0.795	1.477	6.615	0.822	1.504	6.642	0.966	1.647	6.786

Classe C (uso del suolo adatto all'installazione fotovoltaica e aree non protette)

Tabelle A3.12: Valori del potenziale di produzione annuo ottenuti nella classe C per gli scenari SC_Campi_1, SC_Campi_2 e SC_Campi_3. Tali valori si differenziano per il valore utilizzato per il parametro $N_{A,NC}$ e per l'efficienza dei pannelli FV in condizioni standard considerata (capitolo 2.1).

SC_Campi_1: campi non sfruttati ($N_{A,C} = 0$)			SC_Campi_2: campi sfruttati al 10% senza agro-fotovoltaico ($N_{A,C} = 0,0293$)		
	$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25		$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25
$N_{A,NC}$	GWh/anno	GWh/anno	$N_{A,NC}$	GWh/anno	GWh/anno
0,188 (C_1)	124	136	0,188 (C_2)	314	344
0,221 (C_4)	146	160	0,221 (C_5)	335	368
0,28 (C_7)	185	203	0,28 (C_8)	375	411
0,329 (C_{10})	218	239	0,329 (C_{11})	407	446
0,34 (C_{13})	225	247	0,34 (C_{14})	414	454
0,3995 (C_{16})	264	290	0,3995 (C_{17})	454	497
Minimo	124	136	Minimo	314	344
Media	194	213	Media	383	420
Massimo	264	290	Massimo	454	497

SC_Campi_3: campi sfruttati con agro-fotovoltaico ($N_{A,C} = 0,25$)		
	$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25
$N_{A,NC}$	GWh/anno	GWh/anno
0,188 (C_3)	1.739	1.907
0,221 (C_6)	1.761	1.931
0,28 (C_9)	1.800	1.974
0,329 (C_{12})	1.832	2.009
0,34 (C_{15})	1.840	2.017
0,3995 (C_{18})	1.879	2.060
Minimo	1.739	1.907
Media	1.809	1.983
Massimo	1.879	2.060

Tabelle A3.13: Potenza fotovoltaica installabile nella classe C negli scenari SC_Campi_1, SC_Campi_2 e SC_Campi_3. Tali valori si differenziano per il valore utilizzato per il parametro $N_{A,NC}$ e per l'efficienza dei pannelli FV in condizioni standard considerata (capitolo 2.1).

SC_Campi_1: campi non sfruttati ($N_{A,C} = 0$)			SC_Campi_2: campi sfruttati al 10% senza agro-fotovoltaico ($N_{A,C} = 0,0293$)		
	$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25		$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25
$N_{A,NC}$	MWp	MWp	$N_{A,NC}$	MWp	MWp
0,188 (C_1)	104	114	0,188 (C_2)	259	284
0,221 (C_4)	122	134	0,221 (C_5)	277	304
0,28 (C_7)	154	169	0,28 (C_8)	310	340
0,329 (C_{10})	181	199	0,329 (C_{11})	337	369
0,34 (C_{13})	187	205	0,34 (C_{14})	343	376
0,3995 (C_{16})	220	241	0,3995 (C_{17})	376	412
Minimo	104	114	Minimo	259	284
Media	161	177	Media	317	348
Massimo	220	241	Massimo	376	412

SC_Campi_3: campi sfruttati con agro-fotovoltaico ($N_{A.C} = 0,25$)		
	$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25
$N_{A.NC}$	MWp	MWp
0,188 (C_3)	1.431	1.569
0,221 (C_6)	1.449	1.589
0,28 (C_9)	1.481	1.624
0,329 (C_{12})	1.508	1.654
0,34 (C_{15})	1.514	1.660
0,3995 (C_{18})	1.547	1.696
Minimo	1.431	1.569
Media	1.488	1.632
Massimo	1.547	1.696

Classe B (uso del suolo adatto all'installazione fotovoltaica e aree protette)

Tabelle A3.14: Valori del potenziale di produzione annuo ottenuti nella classe B per gli scenari SC_Campi_1, SC_Campi_2 e SC_Campi_3. Tali valori si differenziano per il valore utilizzato per il parametro $N_{A.NC}$ e per l'efficienza dei pannelli FV in condizioni standard considerata (capitolo 2.1).

SC_Campi_1: campi non sfruttati ($N_{A.C} = 0$)		
	$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25
$N_{A.NC}$	GWh/anno	GWh/anno
0,188 (C_1)	43	47
0,221 (C_4)	50	55
0,28 (C_7)	63	69
0,329 (C_{10})	74	82
0,34 (C_{13})	77	84
0,3995 (C_{16})	90	99
Minimo	43	47
Media	66	73
Massimo	90	99

SC_Campi_2: campi sfruttati al 10% senza agro-fotovoltaico ($N_{A.C} = 0,0293$)		
	$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25
$N_{A.NC}$	GWh/anno	GWh/anno
0,188 (C_2)	141	154
0,221 (C_5)	148	163
0,28 (C_8)	162	177
0,329 (C_{11})	173	189
0,34 (C_{14})	175	192
0,3995 (C_{17})	189	207
Minimo	141	154
Media	165	180
Massimo	189	207

SC_Campi_3: campi sfruttati con agro-fotovoltaico ($N_{A.C} = 0,25$)		
	$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25
$N_{A.NC}$	GWh/anno	GWh/anno
0,188 (C_3)	882	967
0,221 (C_6)	889	975
0,28 (C_9)	903	990
0,329 (C_{12})	914	1.002
0,34 (C_{15})	916	1.005
0,3995 (C_{18})	930	1.019
Minimo	882	967
Media	906	993
Massimo	930	1.019

Tabelle A3.15: Potenza fotovoltaica installabile nella classe B negli scenari SC_Campi_1, SC_Campi_2 e SC_Campi_3. Tali valori si differenziano per il valore utilizzato per il parametro $N_{A,NC}$ e per l'efficienza dei pannelli FV in condizioni standard considerata (capitolo 2.1).

SC_Campi_1: campi non sfruttati ($N_{A,C} = 0$)			SC_Campi_2: campi sfruttati al 10% senza agro-fotovoltaico ($N_{A,C} = 0,0293$)		
	$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25		$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25
$N_{A,NC}$	MWp	MWp	$N_{A,NC}$	MWp	MWp
0,188 (C_1)	35	38	0,188 (C_2)	115	126
0,221 (C_4)	41	45	0,221 (C_5)	121	132
0,28 (C_7)	52	57	0,28 (C_8)	132	144
0,329 (C_{10})	61	67	0,329 (C_{11})	141	154
0,34 (C_{13})	63	69	0,34 (C_{14})	143	156
0,3995 (C_{16})	74	81	0,3995 (C_{17})	154	168
Minimo	35	38	Minimo	115	126
Media	54	59	Media	134	147
Massimo	74	81	Massimo	154	168

SC_Campi_3: campi sfruttati con agro-fotovoltaico ($N_{A,C} = 0,25$)		
	$\eta_{FV,STC} =$ 0,228	$\eta_{FV,STC} =$ 0,25
$N_{A,NC}$	MWp	MWp
0,188 (C_3)	716	785
0,221 (C_6)	722	792
0,28 (C_9)	733	804
0,329 (C_{12})	742	813
0,34 (C_{15})	744	816
0,3995 (C_{18})	755	828
Minimo	716	785
Media	735	806
Massimo	755	828

A3.2.2) Barriere antirumore

Tabella A3.16: Superfici fotovoltaiche (e potenze di picco corrispondenti) potenzialmente installabili sulle barriere antirumore presenti sulle tratte ferroviarie gestite da FerrovieNord divise per classe di orientamento della tratta (valori a cui non è stato applicato il fattore di scala 0,7 che considera l'influenza dell'ombreggiamento degli edifici e degli alberi)

Superficie FV installabile [km²]						
	Orientamento strada/barriera					TOT
	S / N	N-NE / N-NW / S-SE / S-SW	NE / NW / SE / SW	E-NE / W-NW / E- SE / W-SW	E / W	
$A_{PVNB}=1$	0.002	0.003	0.003	0.003	0.001	0.012
$A_{PVNB}=1,5$	0.002	0.005	0.005	0.004	0.002	0.018
$A_{PVNB}=2$	0.003	0.007	0.006	0.006	0.003	0.025
Potenza di picco installabile [MWp] per $\eta_{FV,STC} = 0,228$						
	Orientamento strada/barriera					TOT
	S / N	N-NE / N-NW / S-SE / S-SW	NE / NW / SE / SW	E-NE / W-NW / E- SE / W-SW	E / W	
$A_{PVNB}=1$	0.3	0.8	0.7	0.7	0.3	2.8
$A_{PVNB}=1,5$	0.5	1.1	1.0	1.0	0.5	4.2
$A_{PVNB}=2$	0.7	1.5	1.4	1.4	0.7	5.6

Potenza di picco installabile [MWp] per $\eta_{FV,STC} = 0,25$						
	Orientamento strada/barriera					TOT
	S / N	N-NE / N-NW / S-SE / S-SW	NE / NW / SE / SW	E-NE / W-NW / E-SE / W-SW	E / W	
APVNB=1	0.4	0.8	0.8	0.7	0.4	3.1
APVNB=1,5	0.6	1.3	1.1	1.1	0.5	4.6
APVNB=2	0.8	1.7	1.5	1.5	0.7	6.2

A3.2.3) Totale ferrovie lombarde

Tabella A3.17: Valori di energia potenzialmente producibile dalle ferrovie lombarde nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto). I valori “min”, “medio” e “max” si differenziano nel valore attribuito al parametro $N_{A,NC}$ (per i GPV) e nelle modalità di installazione (inclinazione) dei pannelli sulle barriere antirumore (per le PVNB). Per le PVNB vengono considerate le stime più conservative (Metodologia 2 per stime RFI).

GWh/anno per $\eta_{FV,STC} = 0,228$									
	GPV			PVNB			Totale ferrovie lombarde		
	min	medio	max	min	medio	max	min	medio	max
BS	124	194	264	7	8	11	131	202	275
MS	1.739	1.809	1.879	11	13	15	1750	1822	1894
AS	2.621	2.714	2.809	14	18	20	2635	2732	2829
GWh/anno per $\eta_{FV,STC} = 0,25$									
	GPV			PVNB			Totale ferrovie lombarde		
	min	medio	max	min	medio	max	min	medio	max
BS	136	213	290	8	9	11	144	222	301
MS	1.907	1.983	2.060	11	14	17	1918	1997	2077
AS	2.874	2.976	3.080	15	19	22	2889	2995	3102

Tabella A3.18: Potenza fotovoltaica installabile nelle ferrovie lombarde nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto). I valori “min”, “medio” e “max” si differenziano nel valore attribuito al parametro $N_{A,NC}$ (per i GPV). Per le PVNB vengono considerate le stime più conservative (Metodologia 2 per stima RFI).

MWp per $\eta_{FV,STC} = 0,228$									
	GPV			PVNB			Totale ferrovie lombarde		
	min	medio	max				min	medio	max
BS	104	161	220	9			113	170	229
MS	1.431	1.488	1.547	13			1444	1501	1560
AS	2.146	2.224	2.302	18			2164	2242	2320
MWp per $\eta_{FV,STC} = 0,25$									
	GPV			PVNB			Totale ferrovie lombarde		
	min	medio	max				min	medio	max
BS	114	177	241	10			124	187	251
MS	1.569	1.632	1.696	14			1583	1646	1710
AS	2.354	2.438	2.524	19			2373	2457	2543

A3.3) Aeroporti:

Tabella A3.19: Potenze FV installabili nei tre scenari di sfruttamento (basso, medio e alto) dei 5 maggiori aeroporti lombardi, caso in cui $\eta_{FV,STC} = 0,25$, e cioè pari alla massima prevista per l'anno 2030/50 (Meppelink, 2015).

Milano Malpensa								
	Potenza installabile nelle aree verdi inutilizzate [MWp]			Potenza installabile sui parcheggi [MWp]	Potenza installabile sui tetti [MWp]	Totale aeroporto [MWp]		
	Min	Media	Max			Min	Media	Max
SC1_aeroporti	60	94	128	61	39	160,5	194,1	228,2
SC2_aeroporti	120	188	256			220,7	287,9	356,1
SC3_aeroporti	241	375	512			341,1	475,4	611,9
Ghedi								
	Potenza installabile nelle aree verdi inutilizzate [MWp]			Potenza installabile sui parcheggi [MWp]	Potenza installabile sui tetti [MWp]	Totale aeroporto [MWp]		
	Min	Media	Max			Min	Media	Max
SC1_aeroporti	38	59	80	6	10	53,9	74,9	96,2
SC2_aeroporti	75	117	160			91,5	133,5	176,2
SC3_aeroporti	150	234	320			166,8	250,7	336,1
Milano Linate								
	Potenza installabile nelle aree verdi inutilizzate [MWp]			Potenza installabile sui parcheggi [MWp]	Potenza installabile sui tetti [MWp]	Totale aeroporto [MWp]		
	Min	Media	Max			Min	Media	Max
SC1_aeroporti	21	33	46	9	17	47,2	59,2	71,4
SC2_aeroporti	43	67	91			68,7	92,7	117,0
SC3_aeroporti	86	134	183			111,7	159,6	208,4
Montichiari								
	Potenza installabile nelle aree verdi inutilizzate [MWp]			Potenza installabile sui parcheggi [MWp]	Potenza installabile sui tetti [MWp]	Totale aeroporto [MWp]		
	Min	Media	Max			Min	Media	Max
SC1_aeroporti	27	42	57	3	4	33,5	48,4	63,5
SC2_aeroporti	53	83	113			60,2	89,9	120,2
SC3_aeroporti	107	166	227			113,5	173,1	233,6
Orio al Serio								
	Potenza installabile nelle aree verdi inutilizzate [MWp]			Potenza installabile sui parcheggi [MWp]	Potenza installabile sui tetti [MWp]	Totale aeroporto [MWp]		
	Min	Media	Max			Min	Media	Max
SC1_aeroporti	14	21	29	25	9	48,1	55,7	63,5
SC2_aeroporti	28	43	58			61,8	77,2	92,8
SC3_aeroporti	55	86	117			89,3	120,1	151,2

Tabella A3.20: Produzione teorica di energia fotovoltaica calcolata nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto) delle aree e per le due diverse modalità di orientamento e inclinazione dei pannelli installati, caso in cui $\eta_{FV,STC} = 0,25$, e cioè pari alla massima prevista per l'anno 2030/50 (Meppelink, 2015).

Milano Malpensa												
	GWh/anno da FV nelle aree verdi inutilizzate			GWh/anno da FV sui parcheggi			GWh/anno da FV sui tetti			Totale aeroporto [GWh/anno]		
	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max
SC1_aeroporti	64,9	109,7	161,4	65,5	71,1	76,7	42,5	46,1	49,7	172,9	227,0	287,8
SC2_aeroporti	129,9	219,5	322,7							237,9	336,7	449,1
SC3_aeroporti	259,7	439,0	645,4							367,7	556,2	771,9
Ghedi												
	GWh/anno da FV nelle aree verdi inutilizzate			GWh/anno da FV sui parcheggi			GWh/anno da FV sui tetti			Totale aeroporto [GWh/anno]		
	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max
SC1_aeroporti	40,0	67,0	46,0	6,2	6,7	7,2	11,1	11,9	12,8	57,3	85,6	65,9
SC2_aeroporti	80,0	134,0	195,6							97,3	152,6	215,5
SC3_aeroporti	160,0	268,0	391,2							177,3	286,6	411,1
Milano Linate												
	GWh/anno da FV nelle aree verdi inutilizzate			GWh/anno da FV sui parcheggi			GWh/anno da FV sui tetti			Totale aeroporto [GWh/anno]		
	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max
SC1_aeroporti	22,9	38,4	56,1	9,5	10,2	10,9	18,0	19,4	20,7	50,4	67,9	87,7
SC2_aeroporti	45,9	76,8	112,1							73,3	106,4	143,7
SC3_aeroporti	91,7	153,7	224,3							119,2	183,2	255,9
Montichiari												
	GWh/anno da FV nelle aree verdi inutilizzate			GWh/anno da FV sui parcheggi			GWh/anno da FV sui tetti			Totale aeroporto [GWh/anno]		
	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max
SC1_aeroporti	28,4	47,5	69,4	2,8	3,0	3,2	4,4	4,7	5,1	35,6	55,3	77,7
SC2_aeroporti	56,8	95,1	138,8							64,0	102,9	147,1
SC3_aeroporti	113,5	190,2	277,5							120,8	197,9	285,8
Orio al Serio												
	GWh/anno da FV nelle aree verdi inutilizzate			GWh/anno da FV sui parcheggi			GWh/anno da FV sui tetti			Totale aeroporto [GWh/anno]		
	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max	Min	Media	Max
SC1_aeroporti	14,2	24,0	35,1	26,1	28,2	30,3	9,4	10,1	10,9	49,7	62,3	76,3
SC2_aeroporti	28,5	47,9	70,2							63,9	86,2	111,4
SC3_aeroporti	56,9	95,8	140,5							92,4	134,2	181,6

APPENDICE 4: Risultati produzione energia fotovoltaica per l'Italia

A4.1) Autostrade:

A4.1.1) Metodologia estrapolazione 1: da lunghezza complessiva e dati regionali

Si riportano qui i soli risultati che considerano una efficienza specifica dei pannelli implementati ($\eta_{FV,STC}$) pari a quella massima in commercio nel 2020 (22,8%); quelli relativi alla massima prevista per il 2030/50 (25%) sono maggiori di circa il 10%.

Tabella A4.1: Energia potenzialmente producibile dalle autostrade italiane (attualmente in esercizio) nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto), utilizzando le formule (2.10) e (2.11) (capitolo 2.2.1.2).

GWh/anno per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Tot autostrade italiane in esercizio (senza pesare la radiazione solare media della regione)			Tot autostrade italiane in esercizio (pesando la radiazione solare media della regione)		
	min	medio	max	min	medio	max
BS	2.004	3.041	4.094	2.197	3.334	4.489
MS	14.734	15.801	16.882	16.155	17.324	18.510
AS	22.734	24.295	25.880	24.926	26.638	28.375

Tabella A4.2: Potenza fotovoltaica installabile nelle autostrade italiane (attualmente in esercizio) nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto); ottenuta utilizzando le formule (2.10) e (2.11) (capitolo 2.2.1.2).

MWp per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Tot autostrade italiane in esercizio (senza pesare la radiazione solare media della regione)			Tot autostrade italiane in esercizio (pesando la radiazione solare media della regione)		
	min	medio	max	min	medio	max
BS	1.745	2.548	3.364	1.913	2.793	3.688
MS	12.174	12.977	13.793	13.347	14.228	15.122
AS	18.748	19.931	21.133	20.556	21.853	23.170

Tabella A4.3: Valori di energia potenzialmente producibile dalle autostrade italiane (compresi i tratti in costruzione e/o pianificati) nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto); ottenuti utilizzando le formule (2.10) e (2.11) (capitolo 2.2.1.2).

GWh/anno per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Tot autostrade italiane (senza pesare la radiazione solare media della regione)			Tot autostrade italiane (pesando la radiazione solare media della regione)		
	min	medio	max	min	medio	max
BS	2.154	3.269	4.401	2.365	3.590	4.833
MS	15.840	16.986	18.149	17.392	18.650	19.927
AS	24.440	26.118	27.821	26.834	28.677	30.547

Tabella A4.4: Potenza fotovoltaica installabile nelle autostrade italiane (compresi i tratti in costruzione e/o pianificati) nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto); ottenuta utilizzando le formule (2.10) e (2.11) (capitolo 2.2.1.2).

MWp per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Tot autostrade italiane (senza pesare la radiazione solare media della regione)			Tot autostrade italiane (pesando la radiazione solare media della regione)		
	min	medio	max	min	medio	max
BS	1.875	2.739	3.616	2.059	3.007	3.970
MS	13.087	13.950	14.827	14.369	15.317	16.280
AS	20.155	21.426	22.718	22.129	23.526	24.944

A4.1.2) Metodologia estrapolazione 2: da lunghezza senza gallerie e dati nazionali

Nelle tabelle A4.5 e A4.6 sono riportati i risultati ottenuti considerando che i fornicci presenti nei tratti non gestiti da ANAS siano tutti monodirezionali (ipotesi più verosimile), nella A4.7 e A4.8 sono invece riportati i risultati ottenuti considerando che tali fornicci siano tutti bidirezionali (condizione lontana dalla realtà).

Anche in questo caso vengono riportati i soli risultati che considerano una efficienza specifica dei pannelli implementati pari alla massima in commercio nel 2020 (22,8%), quelli relativi a una $\eta_{FV,STC,2030} = 0,25$ sono maggiori di circa il 10%.

Tabella A4.5: Valori di energia potenzialmente producibile dalle autostrade italiane (attualmente in esercizio) nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto); ottenuti utilizzando le formule (2.12) e (2.13) e considerando che tutti i fornicci presenti nei tratti non gestiti da ANAS siano tutti monodirezionali (ipotesi più verosimile).

GWh/anno per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Tot autostrade italiane in esercizio (senza pesare la radiazione solare media della regione)			Tot autostrade italiane in esercizio (pesando la radiazione solare media della regione)		
	min	medio	max	min	medio	max
BS	1.884	2.859	3.849	2.103	3.193	4.298
MS	13.853	14.855	15.872	15.468	16.588	17.723
AS	21.374	22.842	24.331	23.866	25.505	27.169

Tabella A4.6: Potenza fotovoltaica installabile nelle autostrade italiane (attualmente in esercizio) nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto); ottenuta utilizzando le formule (2.12) e (2.13) e considerando che tutti i fornicci presenti nei tratti non gestiti da ANAS siano tutti monodirezionali (ipotesi più verosimile).

MWp per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Tot autostrade italiane in esercizio (senza pesare la radiazione solare media della regione)			Tot autostrade italiane in esercizio (pesando la radiazione solare media della regione)		
	min	medio	max	min	medio	max
BS	1.640	2.395	3.162	1.831	2.675	3.531
MS	11445	12.200	12.967	12.780	13.623	14.480
AS	17.626	18.739	19.868	19.682	20.924	22.186

Tabella A4.7: Valori di energia potenzialmente producibile dalle autostrade italiane (attualmente in esercizio) nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto); ottenuti utilizzando le formule (2.12) e (2.13) e considerando che tutti i fornicci presenti nei tratti non gestiti da ANAS siano tutti bidirezionali (condizione lontana dalla realtà).

GWh/anno per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Tot autostrade italiane in esercizio (senza pesare la radiazione solare media della regione)			Tot autostrade italiane in esercizio (pesando la radiazione solare media della regione)		
	min	medio	max	min	medio	max
BS	1.758	2.668	3.592	1.961	2.976	4.007
MS	12.926	13.861	14.810	14.419	15.463	16.521
AS	19.943	21.313	22.703	22.248	23.776	25.326

Tabella A4.8: Potenza fotovoltaica installabile nelle autostrade italiane (compresi i tratti in costruzione e/o pianificati) nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto); ottenuta utilizzando le formule (2.12) e (2.13) e considerando che tutti i fornicci presenti nei tratti non gestiti da ANAS siano tutti bidirezionali (condizione lontana dalla realtà).

MWp per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Tot autostrade italiane in esercizio (senza pesare la radiazione solare media della regione)			Tot autostrade italiane in esercizio (pesando la radiazione solare media della regione)		
	min	medio	max	min	medio	max
BS	1.530	2.235	2.951	1.707	2.493	3.292
MS	10.679	11.384	12.100	11.913	12.699	13.498
AS	16.447	17.485	18.539	18.347	19.505	20.681

A4.1.3) Metodologia estrapolazione 3: da lunghezza senza gallerie e dati regionali

Nelle tabelle A4.9 e A4.10 sono riportati i risultati ottenuti considerando che i fornicci presenti nei tratti non gestiti da ANAS siano tutti monodirezionali (ipotesi più verosimile), nella A4.11 e A4.12 sono invece riportati i risultati ottenuti considerando che tali fornicci siano tutti bidirezionali (condizione lontana dalla realtà). Anche in questo caso vengono riportati i soli risultati che considerano un'efficienza specifica dei pannelli pari alla massima in commercio nel 2020, quelli relativi a una $\eta_{FV,STC,2030} = 0,25$ sono maggiori di circa il 10%.

Tabella A4.9: Valori di energia potenzialmente producibile dalle autostrade italiane (attualmente in esercizio) nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto); ottenuti utilizzando le formule (2.10) e (2.11) e considerando che tutti i fornicci presenti nei tratti non gestiti da ANAS siano tutti monodirezionali (ipotesi più verosimile).

GWh/anno per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Tot autostrade italiane in esercizio (senza pesare la radiazione solare media della regione)			Tot autostrade italiane in esercizio (pesando la radiazione solare media della regione)		
	min	medio	max	min	medio	max
BS	1.884	2.859	3.849	2.061	3.129	4.212
MS	13.853	14.855	15.872	15.159	16.256	17.369
AS	21.374	22.842	24.331	23.389	24.995	26.625

Tabella A4.10: Potenza fotovoltaica installabile nelle autostrade italiane (attualmente in esercizio) nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto); ottenuta utilizzando le formule (2.10) e (2.11) e considerando che tutti i fornicci presenti nei tratti non gestiti da ANAS siano tutti monodirezionali (ipotesi più verosimile).

MWp per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Tot autostrade italiane in esercizio (senza pesare la radiazione solare media della regione)			Tot autostrade italiane in esercizio (pesando la radiazione solare media della regione)		
	min	medio	max	min	medio	max
BS	1.640	2.395	3.162	1.795	2.621	3.460
MS	11.445	12.200	12.967	12.524	13.351	14.190
AS	17.626	18.739	19.868	19.288	20.505	21.742

Tabella A4.11: Valori di energia potenzialmente producibile dalle autostrade italiane (attualmente in esercizio) nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto); ottenuti utilizzando le formule (2.10) e (2.11) e considerando che tutti i fornicci presenti nei tratti non gestiti da ANAS siano tutti bidirezionali (condizione lontana dalla realtà).

GWh/anno per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Tot autostrade italiane in esercizio (senza pesare la radiazione solare media della regione)			Tot autostrade italiane in esercizio (pesando la radiazione solare media della regione)		
	min	medio	max	min	medio	max
BS	1.758	2.668	3.592	1.926	2.924	3.936
MS	12.926	13.861	14.810	14.166	15.191	16.231
AS	19.943	21.313	22.703	21.857	23.358	24.881

Tabella A4.12: Potenza fotovoltaica installabile nelle autostrade italiane (compresi i tratti in costruzione e/o pianificati) nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto); ottenuta utilizzando le formule (2.10) e (2.11) e considerando che tutti i fornicci presenti nei tratti non gestiti da ANAS siano tutti bidirezionali (condizione lontana dalla realtà).

MWp per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Tot autostrade italiane in esercizio (senza pesare la radiazione solare media della regione)			Tot autostrade italiane in esercizio (pesando la radiazione solare media della regione)		
	min	medio	max	min	medio	max
BS	1.530	2.235	2.951	1.677	2.449	3.234
MS	10.679	11.384	12.100	11.704	12.476	13.261
AS	16.447	17.485	18.539	18.025	19.163	20.318

A4.2) Ferrovie:

A4.2.1) Metodologia estrapolazione ferrovie

Vengono qui riportati solo i risultati che considerano una efficienza specifica dei pannelli pari alla massima in commercio nel 2020 (22,8%), quelli relativi a una $\eta_{FV,STC,2030} = 0,25$ sono maggiori di circa il 10%.

Tabella A4.13: Energia potenzialmente producibile dalle ferrovie italiane nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto), utilizzando le formule (2.10) e (2.11) (capitolo 2.2.1.2).

GWh/anno per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Senza pesare la radiazione solare media della regione (senza parametro GHI)			Pesando la radiazione solare media della regione (con parametro GHI)		
	Min	medio	max	min	medio	max
BS	1.202	1.853	2.514	1.338	2.061	2.796
MS	16.010	16.668	17.336	17.808	18.540	19.283
AS	24.113	24.995	25.892	26.821	27.802	28.799

Tabella A4.14: Potenza fotovoltaica installabile nelle autostrade italiane nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto), utilizzando le formule (2.10) e (2.11) (capitolo 2.2.1.2).

MWp per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Senza pesare la radiazione solare media della regione (senza parametro GHI)			Pesando la radiazione solare media della regione (con parametro GHI)		
	min	medio	max	min	medio	max
BS	1.027	1.556	2.094	1.142	1.731	2.329
MS	13.210	13.739	14.276	14.693	15.282	15.880
AS	19.800	20.507	21.224	22.023	22.809	23.608

A4.3) Aeroporti:

A4.3.1) Metodologia estrapolazione 1: da dati passeggeri

Vengono qui riportati solo i risultati che considerano una efficienza specifica dei pannelli pari alla massima in commercio nel 2020 (22,8%), quelli relativi a una $\eta_{FV,STC,2030} = 0,25$ sono maggiori di circa il 10%.

Tabella A4.15: Energia potenzialmente producibile da 39 aeroporti italiani nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto); ottenuta utilizzando le formule (2.14) e (2.15) (capitolo 2.2.3.1).

GWh/anno per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Senza pesare la radiazione solare media della regione (senza parametro GHI)			Pesando la radiazione solare media della regione (con parametro GHI)		
	min	medio	max	min	medio	max
BS	1.384	1.850	2.374	1.519	2.030	2.606
MS	1.969	2.835	3.818	2.161	3.111	4.190
AS	3.140	4.805	6.706	3.445	5.273	7.359

Tabella A4.16: Potenza fotovoltaica installabile nei 39 aeroporti italiani nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto); ottenuta utilizzando le formule (2.14) e (2.15) (capitolo 2.2.3.1).

MWp per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Senza pesare la radiazione solare media della regione (senza parametro GHI)			Pesando la radiazione solare media della regione (con parametro GHI)		
	min	medio	max	min	medio	max
BS	1.297	1.603	1.913	1.424	1.759	2.100
MS	1.845	2.456	3.077	2.025	2.695	3.377
AS	2.940	4.163	5.405	3.226	4.568	5.931

A4.3.2) Metodologia estrapolazione 2: da dati superficiali

Vengono qui riportati solo i risultati che considerano una efficienza specifica dei pannelli pari alla massima in commercio nel 2020 (22,8%), quelli relativi a una $\eta_{FV,STC,2030} = 0,25$ sono maggiori di circa il 10%.

Tabella A4.17: Energia potenzialmente producibile nei 47 aeroporti italiani nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto); ottenuta utilizzando le formule (2.16) e (2.17) (capitolo 2.2.3.2).

GWh/anno per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Senza pesare la radiazione solare media della regione (senza parametro GHI)			Pesando la radiazione solare media della regione (con parametro GHI)		
	min	medio	max	min	medio	max
BS	1.930	2.580	3.311	2.152	2.877	3.692
MS	2.746	3.954	5.325	3.062	4.408	5.937
AS	4.379	6.702	9.352	4.882	7.472	10.427

Tabella A4.18: Potenza fotovoltaica installabile nei 47 aeroporti italiani nei tre diversi scenari di sfruttamento (basso, medio e alto); ottenuta utilizzando le formule (2.16) e (2.17) (capitolo 2.2.3.2).

MWp per $\eta_{FV,STC,2020} = 0,228$						
	Senza pesare la radiazione solare media della regione (senza parametro GHI)			Pesando la radiazione solare media della regione (con parametro GHI)		
	min	medio	max	min	medio	max
BS	1.809	2.235	2.668	2.017	2.492	2.975
MS	2.573	3.425	4.291	2.869	3.819	4.785
AS	4.100	5.805	7.537	4.572	6.473	8.404