POLITECNICO DI TORINO

Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea Magistrale

Modello previsionale di produzione di impianti fotovoltaici e applicazione statistica su larga scala

Relatori:
Prof. Gianfranco Chicco
Ing. Alessandro Ciocia

Candidato:
Giuseppe Alba

Marzo 2020

Anno accademico 2019/2020

Ringraziamenti

Ringrazio in primis i miei genitori, che mi hanno permesso di affrontare il percorso con serenità e libertà, che mi hanno insegnato i valori, che mi hanno insegnato a prendermi le proprie responsabilità.

Ringrazio i miei fantastici nonni, con cui ho la fortuna di condividere le più belle domeniche della mia vita e che non dimenticherò mai. Ringrazio i miei zii, con cui vado a pescare, con cui chiacchiero, con cui discuto.

Grazie alla mia ragazza, alla sua pazienza infinita.

Grazie a chi mi ha aiutato qui a Torino, in questa esperienza di due anni lontano da casa.

…Grazie a tutti voi, che mi ha avete accompagnato nella crescita, che apprezzate e rispettate il mio modo di essere.

Ringrazio chi mi ha seguito in questo lavoro di tesi, il Prof. G. Chicco, l'Ing. A. Ciocia e l'Ing. G. Malgaroli, che hanno mostrato sempre attenzione al mio lavoro, che hanno supportato e sopportato la mia voglia invadente di imparare.

…Grazie alle due Università che ho frequentato in questi cinque anni. Hanno mostrato organizzazione e interesse verso gli studenti.

…Il percorso di studio è stato duro, ma è il giusto modo per farci capire che se vogliamo qualcosa dobbiamo conquistarlo con perseveranza, umiltà, passione e senza paura.

Giuseppe,

Torino, 23/03/2020

Indice generale

Introduzione **1**

1 Generalità **4**

1.1 Cambiamenti climatici - Azioni di contrasto 4

1.2 FER - Fonti energetiche rinnovabili 6

1.2.1 Settore elettrico in Italia 8

1.2.2 Fotovoltaico in Italia 10

1.3 FER – Integrazione nelle reti elettriche 12

1.3.1 Sicurezza del sistema elettrico 12

1.3.2 TSO – Gestore della rete di trasmissione 14

1.4 FER – Integrazione nel mercato 16

1.4.1 Mercato della capacità 16

1.4.2 Mercati dell'energia e strumenti finanziari 17

1.5 Previsioni di carico e produzione nel sistema elettrico 20

1.5.1 Previsione del carico 20

1.5.2 FER non programmabili – Previsione della produzione 22

1.5.3 Fotovoltaico – Previsione della produzione 23

1.5.4 Errori di previsione – Effetti sulla rete e sul mercato 24

1.6 Sistemi di generazione fotovoltaica 27

1.6.1 Sistemi autonomi 29

1.6.2 Sistemi connessi alla rete 31

1.6.3 Strumenti di remunerazione per i produttori fotovoltaici 34

2 Impianti fotovoltaici nella regione Lazio – Analisi dei dati **36**

2.1 Analisi dei dati dell'anagrafica 37

2.1.1 Definizioni di classi di potenza del GSE 37

2.1.2 Popolazione degli impianti e dati regionali per classi di potenza 38
2.1.3 Dati provinciali per classi di potenza 42
2.2 Ordinamento dei dati di produzione 44
2.2.1 Ordinamento dei dati di produzione mensili 47
2.2.2 Creazione della matrice di produzione annuale 48
2.3 Filtraggio dei dati di produzione 50
2.3.1 Filtro 1: presenza in anagrafica 52
2.3.2 Filtro 2: assenza di produzione notturna 52
2.3.3 Filtro 3: produzione ogni giorno dell'anno 54
2.3.4 Filtro 4: produzione specifica annua 56
2.3.5 Filtro 5: potenza specifica massima 59
2.3.6 Considerazioni sulla scarsità dei dati di produzione forniti 61
2.3.7 Caratteristiche degli impianti filtrati 62
2.3.8 Esempi di profili di produzione degli impianti filtrati 63
3 Modello previsionale di produzione 68
3.1 Calcolo generale della produzione in uscita dall'impianto 68
3.2 Analisi della radiazione solare 70
3.2.1 Caratteristiche principali della radiazione solare 70
3.2.2 Angoli caratteristici per il calcolo della irradianza su un piano inclinato 72
3.2.3 Riporto dell'irradianza su un piano inclinato con il modello ASHRAE 75
3.2.4 Influenza degli angoli caratteristici sulla produzione 76
3.3 Validazione semplificata del modello ASHRAE 78
3.3.1 Applicazione del modello ASHRAE 79
3.3.2 Confronto tra modelli di riporto attraverso rapporti di irradianza 82
3.4 Dipendenza della produzione da irradianza e temperatura 94
3.4.1 Efficienza di un modulo fotovoltaico e irradianza solare limite 98
3.4.2 Fattore termico di perdita 101

3.5 Rendimento globale 102
3.6 Coefficiente di adattamento 104
3.7 Rendimento del convertitore 104
3.7.1 Modello quadratico del convertitore 105
3.7.2 Costruzione del modello quadratico in termini percentuali 107
3.7.3 Utilizzo del modello quadratico 109
3.8 Rendimento del trasformatore 110
3.9 Modello NOCT 111
3.10 Modello con velocità vento 112
3.10.1 Cenni sui sistemi di raffreddamento per sistemi fotovoltaici 112
3.10.2 Calcolo della temperatura di cella 113
3.11 Origine ed elaborazione dei dati meteorologici 113
3.11.1 Geo-localizzazione degli impianti 114
3.11.2 Dati di irradianza – Database SoDa-CAMS 116
3.11.3 Dati di temperatura dell'aria e della velocità del vento – Database NASA 118
3.12 Ottimizzazione del modello previsionale 122
3.12.1 Utilità pratica del processo di ottimizzazione 122
3.12.2 Definizione della funzione obiettivo 123
3.13 Definizione delle variabili 125
3.13.1 Coefficiente di adattamento 126
3.14 Definizione dei vincoli di disuguaglianza 127
3.15 Implementazione dell'algoritmo di ottimizzazione 127
3.15.1 Test di risposta dell'algoritmo alle non linearità 128
3.15.2 Clustering delle soluzioni 130
3.16 Implementazione del modello previsionale di produzione 133
4 Applicazione del modello previsionale su un singolo impianto 136
4.1 Caratteristiche principali dell'impianto 136

4.2 Dati in ingresso 137
4.3 Risultati con ottimizzazione sul singolo impianto 138
4.3.1 Produzione dell'impianto 138
4.4 Risultati con ottimizzazione sull'intera classe 144
4.4.1 Produzione dell'impianto 145
4.5 Confronto tra tipi di ottimizzazione 147
4.5.1 Produzione specifica, scarto annuale e scarti medi mensili 147
4.5.2 Tempi di esecuzione del modello 149
4.5.3 Risultati con irradianza limite nulla 150
4.6 Fattore termico di perdita 151
5 Applicazione statistica del modello previsionale di produzione 153
5.1 Soluzioni per la previsione della produzione su larga scala 153
5.2 Generalità sul campionamento stratificato 154
5.3 Fase 1: analisi della popolazione e della variabile di indagine 155
5.4 Fase 2: definizione delle classi 155
5.4.1 Considerazioni sulla accuratezza dell'indagine 158
5.4.2 Verifica d'ipotesi con classi di potenza del GSE 160
5.4.3 Verifica d'ipotesi con classi di potenza ridefinite 162
5.5 Fase 3: dimensionamento del campione 166
5.5.1 Costruzione dell'intervallo di confidenza 167
5.5.2 Scelta del campione 168
5.6 Fase 4: ripartizione del campione nelle classi di potenza 169
5.6.1 Coerenza del campione rispetto alla ripartizione 171
5.7 Fase 5: identificazione degli elementi rappresentativi per ogni classe 172
5.8 Fase 6A: validazione del modello previsionale 173
5.8.1 Filtraggio manuale degli impianti filtrati 173
5.8.2 Distribuzione degli impianti filtrati validi 174

5.8.3 Dimensionamento del campione con il criterio della classe marginale 176

5.8.4 Clustering delle soluzioni 179

5.8.5 Risultati dell'ottimizzazione su classi di potenza 182

5.8.6 Fase 8A: risultati della produzione degli impianti validi 184

5.9 Fase 6B: applicazione per previsioni della produzione 193

5.9.1 Dimensionamento del campione dall'intervallo di confidenza 193

5.9.2 Ripartizione del campione nelle classi di potenza 194

5.9.3 Selezione degli impianti e rilievo dei dati 195

5.9.4 Calcolo della produzione del campione 195

5.9.5 Fase 7B: estensione dei risultati alla popolazione 197

5.9.6 Fase 8B: analisi degli errori sulla previsione 199

Conclusioni **203**

Bibliografia

Indice figure

Figura 1.1 - Evoluzione delle anomalie di temperatura dal 1880 ad oggi, fonte NASA [1] 4

Figura 1.2 – Principali obiettivi previsti dai PNIEC, al 2020 e 2030, e percentuali dei CFL da FER rispetto ai CFL complessivi, al 2005 e 2017 [9] 7

Figura 1.3 – Settore elettrico: rapporti percentuali tra la produzione da FER e i CIL, al 2017 [9]..... 7

Figura 1.4 – Settore elettrico: crescita della potenza installata di FER per fonte, in [GW], al 2018 [10]... 8

Figura 1.5 – Settore elettrico: crescita della produzione da FER per fonte, in [TWh], al 2018 [10] 9

Figura 1.6 – Evoluzione delle installazioni di fotovoltaico, in numero e potenza [GW], al 2018 10

Figura 1.7 – Sicurezza del sistema elettrico: azioni necessarie in vari archi temporali 12

Figura 1.8 – Filiera del sistema elettrico nazionale: ruolo centrale del TSO, fonte Terna [14] 15

Figura 1.9 – Organizzazione del mercato nazionale dell'energia elettrica 16

Figura 1.10 – Transazioni energetiche ed economiche nel mercato elettrico [17].....17

Figura 1.11 – Profilo di carico netto giornaliero: andamento previsto ed effettivo, fonte Terna [14] 20

Figura 1.12 – Profilo di carico: andamento previsto ed effettivo su 30 giorni, fonte Terna [14].....20

Figura 1.13 – Composizione campo fotovoltaico.....27

Figura 1.14 – Diodi di bypass e protezione per collegamento parallelo (Dp) e serie (Ds) dei moduli [23] 28

Figura 1.15 – Configurazione di un sistema autonomo [24] 29

Figura 1.16 – Sistema stand-alone: configurazione di sistema [23].....30

Figura 1.17 – Sistema stand-alone residenziale: bilancio energetico giornaliero [23].....30

Figura 1.18 – Sistema grid-connected: bilancio energetico giornaliero [23] 31

Figura 1.19 – Sistema grid-connected decentralizzato: configurazione di sistema [23] 32

Figura 1.20 – Sistemi grid-connected: connessione alla rete [25].....32

Figura 1.21 – Sistemi grid-connected BT: curva capability [25] 33

Figura 2.1 – Dati forniti da Terna S.p.A., al 2018 per la regione Lazio.....35

Figura 2.2 –Potenze nominali della popolazione degli impianti 37

Figura 2.3 – Dati regionali: potenza installata e peso percentuale, per classe di potenza GSE.....38

Figura 2.4 – Dati regionali: numero di impianti installati, per classe di potenza GSE 38

Figura 2.5 – Dati regionali: numero di impianti installati, per classe di potenza GSE e livello di tensione 39

Figura 2.6 – Dati regionali: potenza installata, per anno di esercizio 39

Figura 2.7 – Dati regionali: potenza installata, per classe di potenza GSE e tecnologia dei moduli 40

Figura 2.8 – Dati regionali: numero di impianti installati, per classe di potenza GSE e tecnologia dei moduli 40

Figura 2.9 – Dati provinciali: potenza installata, per classe di potenza GSE.....41

Figura 2.10 – Dati provinciali: numero di impianti installati, per classe di potenza GSE 42

Figura 2.11 – Descrizione del profilo di produzione giornaliero 44

Figura 2.12 – Flowchart dello script: ordinamento dei dati di produzione dei 12 mesi dell'anno.....46

Figura 2.13 – Flowchart dello script: creazione della matrice annuale di produzione 48

Figura 2.14 – Flowchart dello script: creazione della matrice annuale di produzione filtrata 51

Figura 2.15 – Esempio di impianto da 200 kWp eliminato per produzione notturna annua.....53

Figura 2.16 – Esempio di impianto da 18 kWp eliminato per produzione notturna nel mese di luglio.....54

Figura 2.17 – Esempio di impianto da 443 kWp eliminato per mancata produzione di 241 giorni.....55

Figura 2.18 – Produzione specifica annua tipica del territorio italiano [27] 56

Figura 2.19 – Produzioni specifiche annue dei 14 impianti eliminati dal Filtro 4 57

Figura 2.20 – Produzioni specifiche annue dei 2,188 impianti eliminati per produzione notturna.....58

Figura 2.21 – Produzioni specifiche annue dei 6,808 impianti eliminati per giorni di non produzione 58

Figura 2.22 – Potenze specifiche cumulate degli 86 impianti rimanenti a termine del Filtro 4.....59

Figura 2.23 – Potenze specifiche cumulate degli 85 impianti rimanenti a fine filtraggio.....60

Figura 2.24 – Potenze specifiche cumulate degli impianti filtrati con potenze nominali minima e massima 60

Figura 2.25 – Produzioni specifiche annue degli 85 impianti filtrati 62

Figura 2.26 – Profilo di produzione annua per un impianto filtrato da circa 14 kWp.....63

Figura 2.27 – Profilo di produzione annua per un impianto filtrato da circa 7 MWp.....64

Figura 2.28 – Profilo di produzione nel mese di gennaio per un impianto filtrato da 100 kWp 65

Figura 2.29 – Profilo di produzione nel mese di luglio per un impianto filtrato da 100 kWp 65

Figura 2.30 – Profilo di produzione per un giorno nuvoloso e sereno per un impianto filtrato da 100 kWp 66

Figura 3.1 – Definizione del piano orizzontale, del piano inclinato e delle coordinate geografiche di un punto P [29] 71

Figura 3.2 – Definizione delle stagioni in funzione dell'angolo di declinazione solare [29] 71

Figura 3.3 – Carte solari per una data latitudine 73

Figura 3.4 – Riporto dell'irradianza con modello ASHRAE: profilo di irradianza annuale....78

Figura 3.5 – Riporto dell'irradianza con il modello ASHRAE: effetto della correzione sull'irraggiamento mensile 79

Figura 3.6 – – Riporto dell'irradianza su un piano inclinato a 30°: profilo annuale dei rapporti di modello 81

Figura 3.7 – Analisi delle componenti di irradianza nel rapporto di modello ASHRAE....84

Figura 3.8 – Profilo di una giornata serena, per l'anno 2015: confronto tra modelli di riporto....85

Figura 3.9 – Profilo giornata serena, per l'anno 2015: confronto tra componenti diffuse e rapporti di modello 85

Figura 3.10 – Profilo di una giornata non serena, per l'anno 2015: confronto tra modelli di riporto....87

Figura 3.11 – Profilo giornata non serena, per l'anno 2015: confronto tra componenti dirette e rapporti di modello....88

Figura 3.12 – Confronto tra profili di irradianza giornalieri, per l'anno 2018....92

Figura 3.13 – Circuito equivalente a 5 parametri di una cella fotovoltaica reale [30] 93

Figura 3.14 – Caratteristica I-U di funzionamento della cella da generatore....94

Figura 3.15 – Dipendenza della caratteristica I-U da irradianza e temperatura di cella [23] 95

Figura 3.16 – Efficienza di un modulo fotovoltaico al variare della temperatura di cella e dell'irradianza [33] 98

Figura 3.17 – Scostamenti dalla linearità della potenza prodotta da moduli fotovoltaici in funzione dell'irradianza 99

Figura 3.18 – Modellistica di efficienza dei moduli utilizzata nel modello previsionale di produzione....99

Figura 3.19 – Rendimenti costituenti il rendimento complessivo del convertitore [23] 104

Figura 3.20 – Costruzione ed utilizzo del modello quadratico dell'inverter....107

Figura 3.21 – Utilizzato dello strumento di geo-localizzazione....114

Figura 3.22 – Origine dei dati di irradianza 115

Figura 3.23 – Flowchart dello script: scaricamento semiautomatico dei dati di irradianza 116

Figura 3.24 – Flowchart dello script: aggregazione delle matrici delle componenti di irradianza....116

Figura 3.25 – Origine dei dati di temperatura dell'aria e della velocità del vento 117

Figura 3.26 – Impostazioni per lo scaricamento dei dati di temperatura dell'aria e della velocità del vento 118

Figura 3.27 – Profili di temperatura dell'aria a diverse altezze, in una data località del Lazio 119

Figura 3.28 – Profili di velocità del vento al suolo, in una data località del Lazio 120

Figura 3.29 – Profili giornalieri di temperatura dell'aria e della velocità del vento al suolo, per le località della regione Lazio 120

Figura 3.30 – Analisi delle soluzioni del problema di ottimizzazione per il Modello NOCT a 3 parametri, per un gruppo di impianti 129

Figura 3.31 – Filtraggio delle soluzioni del problema di ottimizzazione, per tutte le configurazioni del modello e per un gruppo di impianti 131

Figura 3.32 – Flowchart dello script: modello previsionale di produzione 132

Figura 4.1 – Immagine satellitare dell'impianto in analisi 134

Figura 4.2 – Risultati di produzione mensile con ottimizzazione sul singolo impianto 137

Figura 4.3 – Scarti percentuali sulla produzione mensile delle configurazioni non ottimizzate 138

Figura 4.4 – Scarti percentuali sulla produzione mensile delle configurazioni ottimizzate sul singolo impianto 138

Figura 4.5 – Profili di produzione mensile delle configurazioni non ottimizzate, su base giornaliera 139

Figura 4.6 – Profili di produzione giornaliera su base oraria , con ottimizzazione sul singolo impianto 141

Figura 4.7 – Scarti percentuali sulla produzione mensile delle configurazioni ottimizzate sull'intera classe 143

Figura 4.8 – Profili di produzione giornaliera su base oraria , con ottimizzazione sull'intera classe 144

Figura 4.9 – Profili del rendimento termico per varie configurazioni di modello, con ottimizzazione sull'intera classe 149

Figura 5.1 – Correlazione tra potenza nominale e energia annua degli 85 impianti filtrati 154

Figura 5.2 – Distribuzioni della densità di probabilità con le classi definite dal GSE 159

Figura 5.3 – Dati regionali con le classi ridefinite: potenza installata e peso percentuale, per classe di potenza 160

Figura 5.4 – Dati regionali con le classi ridefinite: numero di impianti installati, per classe di potenza ..160

Figura 5.5 – Distribuzioni della densità di probabilità con le classi ridefinite 162

Figura 5.6 – Intervallo di confidenza associato alle classi di potenza del GSE 164

Figura 5.7 – Intervallo di confidenza associato alle classi di potenza ridefinite 165

Figura 5.8 – Distribuzione della potenza installata degli impianti validi nelle classi di potenza.....172

Figura 5.9 – Distribuzione del numero di impianti validi nelle classi di potenza 173

Figura 5.10 – Distribuzione delle potenze nominali degli impianti validi nelle classi di potenza 173

Figura 5.11 – Clustering delle soluzioni di ottimizzazione per le classi valide 177

Figura 5.12 – Soluzioni normalizzate del problema di ottimizzazione, per ogni configurazione e classe di potenza valida.....181

Figura 5.13 – Cumulative degli scarti annuali, per ogni configurazione e impianti validi 182

Figura 5.14 – Scarti medi assoluti annuali, per ogni configurazione e classe valida 184

Figura 5.15 – Scarti medi assoluti mensili, per ogni configurazione e classe valida 185

Figura 5.16 – Scarti medi assoluti nel semestre aprile-settembre, per ogni configurazione e classe valida 186

Figura 5.17 – Scarti medi assoluti nel semestre ottobre-marzo, per ogni configurazione e classe valida.187

Figura 5.18 – Rapporti tra le energie giornaliere del Modello NOCT e quelle misurate, per ogni classe valida 189

Figura 5.19 – Confronto tra stima e valore reale della produzione annuale degli impianti fotovoltaici della regione Lazio, per l'anno 2018 199

Indice tabelle

Tabella 1.1 - Previsione della produzione da FER: applicazioni in vari archi temporali 22

Tabella 2.1 – Analisi dei dati dell'anagrafica: definizione delle classi di potenza dal GSE 36

Tabella 2.2 – Dati provinciali: potenza installata [kWp], per classe di potenza GSE [kWp].....41

Tabella 2.3 – Dati provinciali: numero impianti installati, per classe di potenza GSE [kWp].....42

Tabella 2.4 – Organizzazione dei dati di produzione forniti da Terna 43

Tabella 2.5 – Filtraggio restrittivo dei dati di produzione 49

Tabella 2.6 – Scarsità dei dati di produzione significativi rispetto ai dati dell'anagrafica 61

Tabella 3.1 – Definizione degli angoli caratteristici per lo studio dell'irradianza 72

Tabella 3.2 – Definizione degli angoli caratteristici per il piano inclinato 73

Tabella 3.3 – Riporto dell'irradianza con il modello ASHRAE: effetto della correzione sull'irraggiamento mensile 80

Tabella 3.4 –Confronto tra i rapporti di modello medi annuali 82

Tabella 3.5 – Confronto tra irraggiamenti e tra rapporti di modello, per giorno sereno e non sereno, nel luglio 2015.....89

Tabella 3.6 – Riporto dell'irradianza sul piano inclinato: confronto tra i modelli ASHRAE e Muneer con diverse sorgenti di dati 91

Tabella 3.7 – Caratteristiche principali dei dati di irradianza, fonte SoDa-CAMS 115

Tabella 3.8 – Caratteristiche principali dei dati di temperatura e velocità del vento, fonte NASA-MERRA-2 118

Tabella 3.9 – Risultati del processo di ottimizzazione su un gruppo di 4 impianti per vari test 128

Tabella 4.1 – Caratteristiche principali dell'impianto in analisi 134

Tabella 4.2 – Riepilogo dei dati di input utilizzati nel modello previsionale.....135

Tabella 4.3 – Riepilogo dei dati di input utilizzati nel modello previsionale ottimizzato.....135

Tabella 4.4 – Risultati delle variabili nel problema di ottimizzazione sul singolo impianto 136

Tabella 4.5 – Risultati delle variabili nel problema di ottimizzazione sull'intera classe 142

Tabella 4.6 – Confronto tra le configurazioni di modello in relazione al tipo di ottimizzazione.....145

Tabella 4.7 – Tempi di esecuzione dell'algoritmo del modello 147

Tabella 4.8 – Confronto tra le configurazioni di modello con irradianza limite nulla 148

Tabella 5.1 – Fattori di copertura e livelli di fiducia per un intervallo di confidenza in ipotesi di distribuzione normale 156

Tabella 5.2 – Classi di potenza del GSE: parametri di verifica della distribuzione normale 158

Tabella 5.3 – Ridefinizione delle classi di potenza: parametri di verifica della distribuzione normale 161

Tabella 5.4 – Ripartizione del campione nelle classi di potenza al variare del numero di elementi 168

Tabella 5.5 – Impianti filtrati totali su cui validare il modello 172

Tabella 5.6 – Ripartizione del campione nelle classi di potenza al variare del numero di elementi 175

Tabella 5.7 –Classi di potenza con valenza statistica del modello previsionale 176

Tabella 5.8 –Valori iniziali delle variabili del problema di ottimizzazione per le classi valide 179

Tabella 5.9 – Soluzioni del problema di ottimizzazione, per ogni configurazione e classe di potenza valida 180

Tabella 5.10 – Scarto annuo totale rispetto all'energia misurata, per ogni configurazione 183

Tabella 5.11 – Ripartizione del campione nelle classi di potenza con il campione definito 192

Tabella 5.12 – Procedura di calcolo per la stima della produzione annuale prevista 196

Tabella 5.13 – Stima della produzione annuale prevista ed errori 198

Introduzione

Nell'attuale processo di decarbonizzazione ed elettrificazione dei consumi che coinvolge la maggioranza dei Paesi mondiali, un importante ruolo è svolto dalle *fonti energetiche rinnovabili* (FER).

Tuttavia, la crescente presenza di fonti rinnovabili necessita di una serie di azioni, volte a permetterne l'integrazione nelle *reti elettriche* e nel *mercato dell'energia*.

Di fatto, le strategie di gestione del sistema elettrico e della vendita di energia sono in continua evoluzione. Una delle azioni più radicali e promettenti potrà essere l'inserimento massivo dei sistemi di accumulo all'interno delle reti elettriche, abbinati a tecnologie utili a replicare l'attuale risposta inerziale del sistema elettrico alle perturbazioni.

Attualmente però, la presenza all'interno della rete elettrica prevalente di *sistemi di accumulo* e di soluzioni impiantistiche nuove, come le micro-reti, risulta ancora bassa. É quindi necessario essere in grado di prevedere in modo accurato e preciso la produzione da fonti energetiche rinnovabili non programmabili.

Il lavoro di tesi mira a sperimentare un modello previsionale di produzione per *impianti fotovoltaici*, ai fini di poter prevedere la produzione su larga scala.

Il lavoro è articolato in tre fasi distinte, tra loro dipendenti:

1. analisi dei dati e creazione del *modello previsionale*, con più configurazioni selezionabili;
2. *validazione* del modello su un numero di impianti significativo;
3. applicazione del modello su *larga scala*, attraverso l'utilizzo del metodo di calcolo statistico noto come campionamento stratificato.

Nel Capitolo 2 si analizzano i *dati di riferimento* necessari per l'esecuzione delle tre fasi, relativi alla regione Lazio per l'anno 2018 e forniti dal gestore della *Rete Elettrica Nazionale* (TSO), Terna S.p.A. Attenzione particolare è rivolta ai dati di produzione, necessari per realizzare la taratura e la validazione del modello.

Nel Capitolo 3 si descrive il modello proposto, con *cinque configurazioni differenti* che si basano sui dati metereologici di:

- *irradianza solare;*
- *temperatura dell'aria*;

- *velocità del vento*;

rilevati da diversi database riconosciuti a livello internazionale. I dati di irradianza solare sono disponibili sul piano orizzontale, si necessita dunque di un modello per il calcolo dell'irradianza su un piano comunque orientato.

Ai fini della applicazione del modello su larga scala, è importante poter accedere a grandi quantità di dati in tempi ridotti, pertanto si sperimenta una procedura di *scaricamento semiautomatico* dei dati.

Per tre delle cinque configurazioni del modello proposto, si utilizza un algoritmo di *ottimizzazione* volto a migliorare la precisione sulla stima della produzione. Trattandosi di un problema non lineare multivariabile, affinché le soluzioni abbiano significato fisico, si adotta una procedura di clustering per definire i valori iniziali più idonei delle variabili del problema.

Nel Capitolo 4 si applica il modello previsionale su un *singolo impianto*, osservando le differenti risposte per tutte le configurazioni in relazione dell'arco temporale di analisi e al tipo di ottimizzazione adottata.

Infine, nel Capitolo 5 si descrive la tecnica del campionamento stratificato, utile per l'*applicazione statistica* del modello su larga scala. Si utilizza questa tecnica sia per la validazione del modello previsionale, che per la verifica della procedura volta a realizzare previsioni della produzione a lungo termine. In quest'ultimo caso si confronta la produzione annua della regione Lazio, derivante dal modello applicato su larga scala, con quella a consuntivo, pubblicata nel Rapporto statistico 2018 del GSE.

1 Generalità

La promozione e l'incentivazione delle energie rinnovabili sono ormai diventati gli argomenti principali di ogni azione politica sul tema energia, che da sempre riveste il ruolo predominante nell'economia mondiale. In questo capitolo si vuole inquadrare il tema delle fonti rinnovabili nel panorama politico, economico e tecnico, ai fini di evidenziare l'importanza delle previsioni della produzione da fonti rinnovabili e in particolare da fotovoltaico.

1.1 Cambiamenti climatici - Azioni di contrasto

Nell'ultimo secolo si sono registrate anomalie nei parametri di monitoraggio del clima globale e della biodiversità. Il fenomeno è noto come "Climate change", o "Global warming" se si fa riferimento al solo parametro di temperatura, il cui andamento delle anomalie è riportato in Figura 1.1.

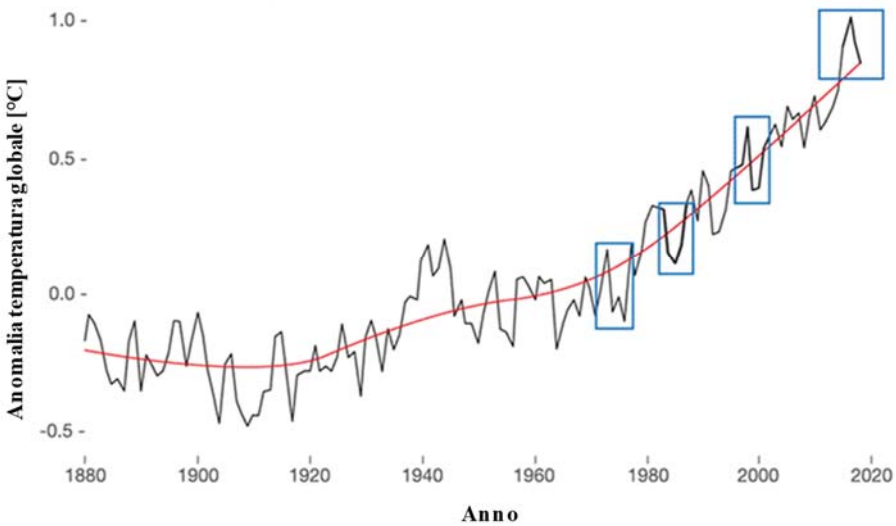

Figura 1.1 - Evoluzione delle anomalie di temperatura dal 1880 ad oggi, fonte NASA [1]

A seguito di queste evidenze la maggior parte della comunità mondiale ha deciso di azionare un meccanismo di contrasto a questi cambiamenti, con pareri contrastanti riguardo all'associazione di questi fenomeni all'attività industriale.

L'ONU è l'organo centrale a livello internazionale che dirige le operazioni di contrasto ed ha istituito nel 1992 la *Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici* (UNFCCC*)* entrata ufficialmente in vigore nel 1994 [2]. L'obiettivo è la condivisione di impegni

tra Paesi industrializzati volti alla riduzione delle emissioni di gas serra fino a livelli ritenuti sufficienti alla prevenzione di interferenze antropogeniche dannose per il clima mondiale.

Dal 1994 in poi ogni anno attraverso la *Convention on climate change* (COP) vengono analizzati i progressi e le criticità delle azioni.

Nel 1998 come discusso nella COP3 è stato adottato un protocollo, il *Protocollo di Kyoto*. L'obiettivo dei membri partecipanti, tra cui l'Unione Europea, è quello di ridurre collettivamente (ma con target fissati per i singoli Stati partecipanti), le emissioni di sei gas serra (CO_2, CH_4, N_2O, HFC, PFC e SF_6) in due periodi di impegno [3]:

- 2008-2012: di almeno del 5% (8% per gli Stati già membri UE prima del 2004) rispetto al 1990;
- 2013-2020: di almeno del 20% rispetto al 1990, controllando anche le emissioni di NF3, l'uso del suolo e della silvicoltura (LULUCF). Lo strumento utilizzato è il *Climate and energy package* 20-20-20 (IECCP).

Al 2018 l'intera UE ha ridotto le emissioni del 23% rispetto al 1990.

Gli obiettivi futuri sono stati stabiliti a seguito della COP21, che ha permesso l'entrata in vigore nel 2016 del *Accordo di Parigi* [4]. Gli obiettivi di questo accordo sono:

- il contenimento a +2°C al massimo, della temperatura media mondiale rispetto all'era preindustriale, limitandosi a +1.5°C per scongiurare rischi ed effetti associati all'aumento di temperatura;
- ridurre le emissioni progressivamente dopo averle portate al massimo accettabile.

Si cercherà di raggiungere questi obiettivi attraverso le seguenti azioni, assegnate ad ogni Paese attraverso i *Piani di azione nazionale* (PAN):

- ridurre le emissioni di gas serra;
- aumentare l'efficienza energetica;
- aumentare il contributo delle fonti rinnovabili ai *Consumi finali lordi* (CFL) di energia.

Per statistiche mondiali riguardanti ogni tipo di energia, settore e impatto sul clima si può consultare il sito della IEA [5].

Ogni Paese invia dunque la sua proposta con il proprio *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima* (PNIEC), impegnandosi ad attuarlo.

Gli Stati membri al 2019 che hanno ratificato l'accordo sono 185 dei 197 membri dell'UNFCCC. Si evidenzia che gli USA, che non hanno partecipato al protocollo, contribuiscono oggi per il 36.2% alle emissioni globali, mentre tutti gli altri Stati aderenti contribuiscono con il 63.7%.

La Commissione Europea ha inoltre fissato obiettivi di lungo termine al 2050 affinché l'Europa sia neutrale dal punto di vista dell'impatto climatico [6] [7].

È dunque indispensabile utilizzare le *Fonti energetiche rinnovabili* (FER o RES) per mettere in atto i piani di azione e cercare di limitare gli effetti sul cambiamento climatico.

1.2 FER - Fonti energetiche rinnovabili

L'utilizzo delle FER permette di attuare il piano di "transizione energetica" globale e l'intero processo di decarbonizzazione deve garantire approvvigionamento sicuro, pulito ed economicamente competitivo. Tutti i settori sono praticamente coinvolti, in modo diretto o indiretto.

In base alla definizione contenuta nella *Direttiva 2009/28/CE* [8] si intendono come energie da fonti rinnovabili quelle non fossili:

- energia eolica, proveniente dal vento;
- energia solare, proveniente dalla luce solare;
- energia aerotermica, proveniente da calore dell'aria ambiente;
- energia geotermica, proveniente dal calore terrestre;
- energia idrotermica e oceanica, proveniente dal calore delle acque superficiali;
- energia idraulica, proveniente dall'azione cinetica dell'acqua;
- energia biomassa e biogas;
- energia proveniente da gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione.

Queste due ultime risorse riducono l'impatto ambientale ma non sono "pulite" nel vero senso del termine; nella direttiva sono descritti i singoli combustibili e il loro impatto nella riduzione di gas serra. L'energia nucleare può essere considerata pulita ma non completamente sostenibile a causa dei rischi correlati a radiazioni e scorie. L'utilizzo di energie rinnovabili può avvenire con diverse tecnologie *Renewable energy technologies* (RET) ed essere o meno integrata in sistemi di trasmissione, distribuzione e stoccaggio che riguardano tre settori principali:

- elettrico, termico e dei trasporti.

Consultando l'ultimo e interessantissimo rapporto statistico realizzato dal *Gestore dei servizi energetici* (GSE) [9] ci si rende conto dell'impatto di queste risorse nei consumi di ogni Paese dell'UE e nei vari settori. I dati vengono collezionati da varie fonti ufficiali nazionali ed europee.

Ad esempio, si mostra in Figura 1.2 l'apporto percentuale ai CFL derivanti da FER sui CFL complessivi di ogni Paese dell'UE, rispetto ai target nazionali fissati dai PNIEC.

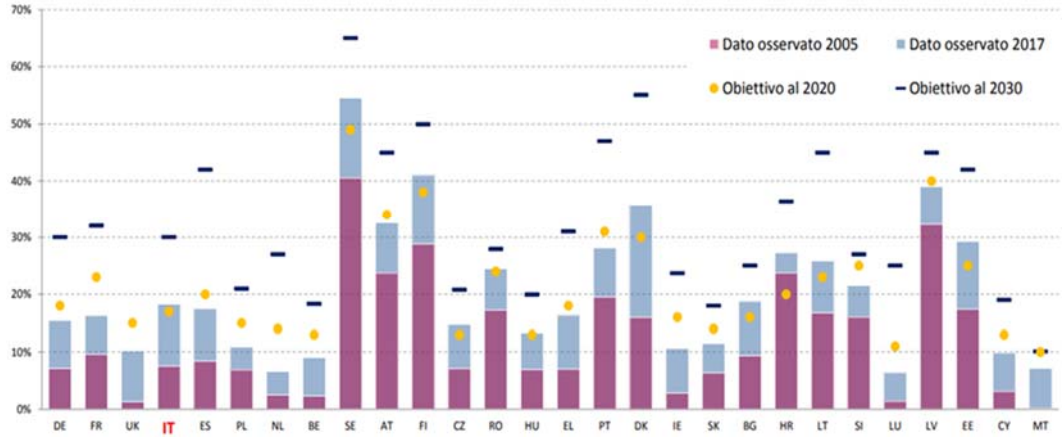

Figura 1.2 – Principali obiettivi previsti dai PNIEC, al 2020 e 2030, e percentuali dei CFL da FER rispetto ai CFL complessivi, al 2005 e 2017 [9]

Questa figura rappresenta solo la situazione dei singoli Paesi, nel rapporto completo è invece possibile osservare il peso energetico di ciascun Paese all'interno dell'UE da vari punti di vista.

In Figura 1.3 si riporta il rapporto percentuale tra la *Produzione lorda da FER* e il *Consumo interno lordo* (CIL, ovvero bilancio netto tra varie fonti prodotte, importate, esportate e di scorte) nel solo settore elettrico per ogni Paese.

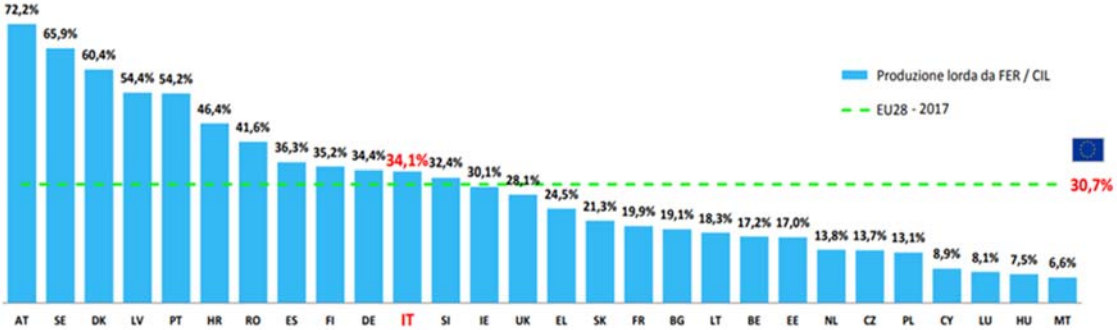

Figura 1.3 – Settore elettrico: rapporti percentuali tra la produzione da FER e i CIL, al 2017 [9]

Si osserva come i Paesi più autosufficienti nel settore elettrico, producendo da FER, sono Austria e Svezia, grazie ad una forte presenza di idroelettrico. L'Italia ha una buona percentuale di produzione elettrica da FER, è oltre la media UE e contribuisce per l'11.2% alla produzione europea elettrica da FER, posizionandosi sola dopo la Germania.

Le FER possono essere divise in due tipologie:

- *programmabili*: la produzione da tali fonti (es. idroelettrico o centrali a combustibili bio) dipende da decisioni prefissate, anche legate al mercato, ed è possibile regolarla in base alle esigenze della rete;
- *non programmabili*: la disponibilità di produzione degli impianti (es. eolico o fotovoltaico) è dettata dalle condizioni metereologiche. Non è possibile la regolazione, ma si possono adottare strategie di esclusione forzata o ridispacciamento di tali risorse nella rete.

Le FER integrate nel sistema elettrico di distribuzione appartengono al tema delle *Distributed energy resources* (DER), ovvero della generazione distribuita. DER è l'insieme della generazione distribuita (DG) in sé, dello storage distribuito (DS) e del demand response (DR).

Le fonti non programmabili sono le più sostenibili durante il loro funzionamento, mentre il loro impatto ambientale positivo dipende dall'analisi dell'intero ciclo di vita.

1.2.1 Settore elettrico in Italia

Consultando il rapporto statistico del GSE per il 2018 [10] per la sola Italia, le FER hanno confermato il proprio ruolo di rilievo nel panorama energetico italiano, trovando impiego diffuso nei tre principali settori. Circa il 34% dei CFL riguardano il settore elettrico che insieme al settore termico è quello prevalente.

Nel settore elettrico in Italia ci sono oltre 835 mila impianti a fonti rinnovabili (+6.2% rispetto al 2017) al 2018, con una potenza complessiva di 54.3 GW (+2% rispetto al 2017). Come mostrato in Figura 1.4, dopo il 2004 gli impianti FER nel settore elettrico hanno avuto una importante evoluzione.

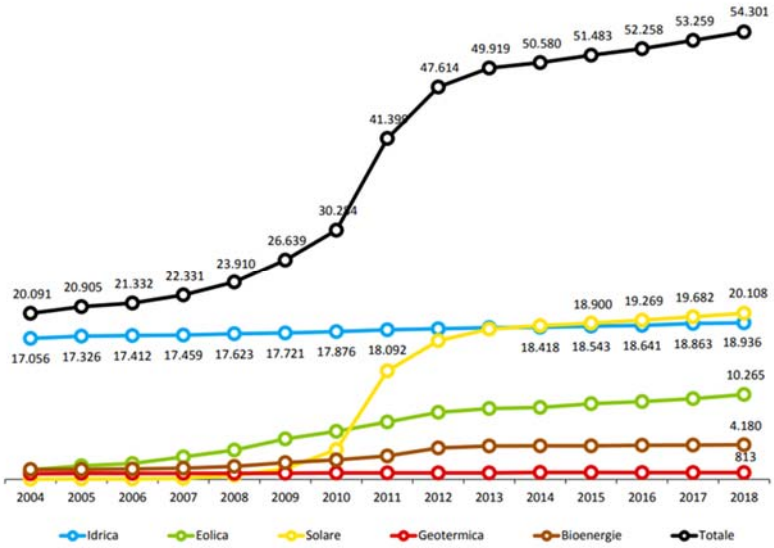

Figura 1.4 – Settore elettrico: crescita della potenza installata di FER per fonte, in [GW], al 2018 [10]

Il tasso di crescita medio annuo è pari a circa il 7%, con crescita elevata nel 2011 e 2012 a causa degli incentivi del *Conto energia* [11]. La fonte che ha subito maggiore sviluppo è stata il solare, mentre per le altre fonti la crescita è stata lieve e circa costante.

Per quanto riguarda la produzione degli stessi impianti, con un totale di 114 TWh prodotti, si può osservare l'andamento di Figura 1.5.

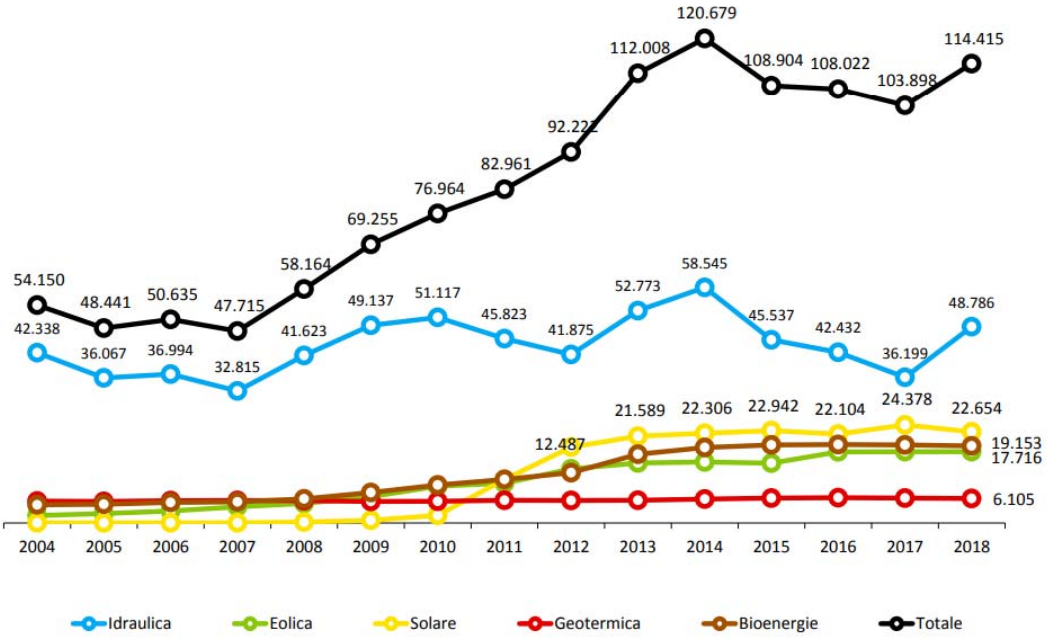

Figura 1.5 – Settore elettrico: crescita della produzione da FER per fonte, in [TWh], al 2018 [10]

Si osserva come l'idroelettrico oscilla in base alle richieste del mercato, trattandosi di una fonte programmabile. Fluttuazioni della produzione di solare ed eolico dipendono essenzialmente dalle condizioni meteo.

1.2.2 Fotovoltaico in Italia

Al 2018 gli impianti fotovoltaici in Italia, destinati alla produzione di energia elettrica, sono 822,301 e sono numericamente prevalenti tra tutte le FER. La potenza installata è di 20.11 GW e rappresenta invece il 37% della potenza totale nazionale installata di FER.

La Figura 1.6 si mostra l'evoluzione del fotovoltaico dal 2008, sia in termini di numerosità che di potenza installata.

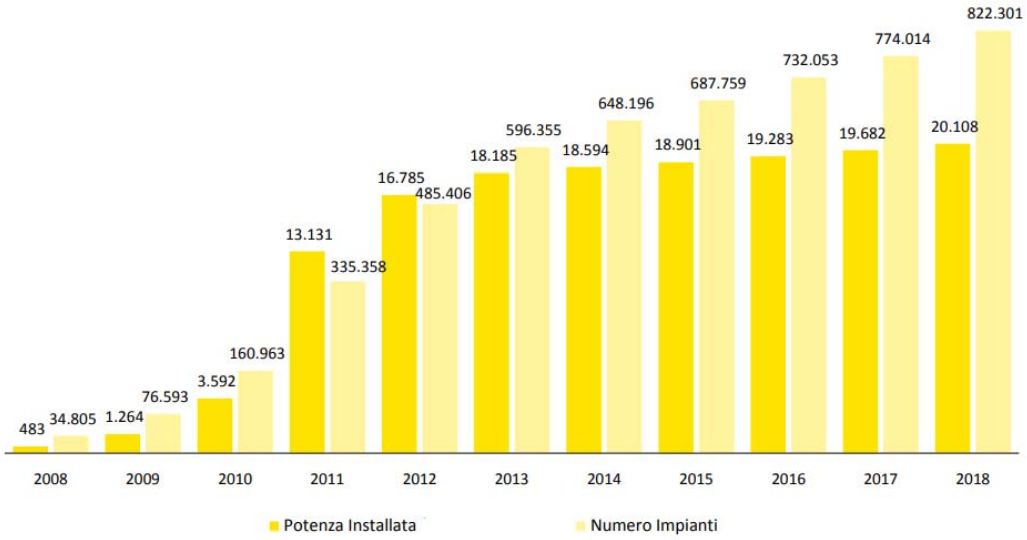

Figura 1.6 – Evoluzione delle installazioni di fotovoltaico, in numero e potenza [GW], al 2018

Dal 2013 in poi, a causa della cessazione degli incentivi del *Conto energia*, la crescita è stata più contenuta. Si osserva comunque il trend di crescita generale, che probabilmente subirà un nuovo innalzamento nel prossimo futuro, proprio a causa dei nuovi incentivi. Le installazioni del 2018 hanno una media di 8.8 kW, mentre quella cumulata dal 2008 è di 24.5 kW e sta diminuendo dal 2012, a causa di nuove installazione prevalentemente ad uso urbano.

L'evoluzione in termini di produzione da solare (fotovoltaico) è visibile nella .

Figura 1.5. A causa di un peggiore irraggiamento sul territorio nazionale la produzione complessiva del 2018 è stata peggiore di quella del 2017, ma alcuni impianti hanno comunque avuto la stessa producibilità nei due anni. Un dato che indica la producibilità degli impianti è il numero di *ore di utilizzazione o ore equivalenti* che rappresentano le ore annue per cui un impianto produce energia come se fosse sempre alimentato alla sua potenza nominale. Valori tipici per impianti installati in Italia rientrano nell'intervallo (500 ÷ 1700) ore equivalenti annue.

La prevalenza del numero di impianti installati al 2018 è situata in Lombardia (15.2%), Veneto (13.9%) ed Emilia Romagna (10.4%), mentre la produzione è concentrata prevalentemente in Puglia, Lombardia ed Emilia Romagna.

Riguardo alle installazioni all'ottobre 2019, il censimento fatto da Terna è riepilogato nel rapporto 2019 sulle fonti rinnovabili [12].

Si può osservare la crescita notevole nel 2019 (circa +6% sul numero di installazioni, +2% sulla potenza, rispetto al 2018), causata delle nuove possibilità di incentivazioni e da un costo del fotovoltaico sempre più basso (0.40 ÷ 0.80) €/W.

1.3 FER – Integrazione nelle reti elettriche

A livello mondiale la percentuale di presenza dell'energia elettrica in qualunque settore di consumo potrebbe raggiungere la quota del circa 50% nel 2050. Davanti a questo scenario previsto dalla IEA [5], l'energia elettrica sarà la maggioranza assoluta nel panorama energetico mondiale e dunque occorre trovare delle soluzioni per rendere le FER totalmente integrabili all'interno delle reti elettriche. In particolare occorre far coesistere:

- *sostenibilità*: intesa come impatto positivo delle risorse sia sull'ambiente che sulla qualità della vita;
- *accessibilità*: ovvero la possibilità di richiedere al mercato l'effettiva energia necessaria, in qualsiasi momento ed in modo competitivo;
- *sicurezza*: ovvero la capacità del sistema di resistere alle perturbazioni esterne e a quelle di gestione del sistema elettrico.

1.3.1 Sicurezza del sistema elettrico

In Figura 1.7 si è realizzato uno schema che riassume i livelli di sicurezza del sistema elettrico e l'arco temporale a cui si riferiscono le azioni necessarie a garantirla:

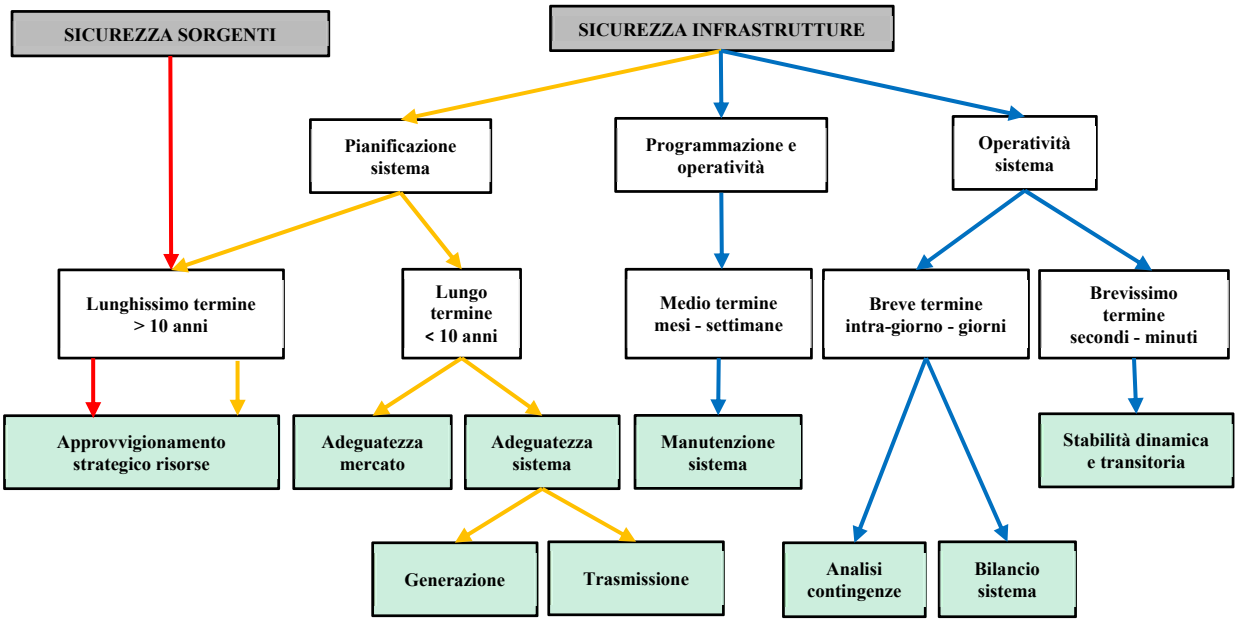

Figura 1.7 – Sicurezza del sistema elettrico: azioni necessarie in vari archi temporali

Oltre ai problemi di sicurezza tradizionale come incidenti o guasti ed errori di gestione del sistema, sono di attualità problemi riguardanti azioni di sabotaggio intenzionale e maggiori disservizi causati dalla non adeguata *resilienza* delle reti in compatibilità con i cambiamenti climatici. Si necessitano investimenti importanti per gestire questi nuovi problemi.

Il ruolo delle FER è fondamentale perché la loro presenza, a favore della sostenibilità, può o meno essere compatibile con la sicurezza del sistema.

Per integrare le FER all'interno delle infrastrutture già presenti, si possono seguire principalmente due approcci evolutivi:

- *grandi interconnessioni* di reti elettriche: potenziando i collegamenti già presenti e creandone di nuovi. Le FER sono integrate su larga scala con impianti di qualsiasi dimensione. In questo modo il sistema complessivo diventa più stabile alle perturbazioni ed in generale aumenta il livello di sicurezza a meno di eventi geopoliticamente strategici o accidentali;
- *micro-reti* elettriche: è una delle idee di sviluppo dei nuovi sistemi elettrici ed energetici pensati per una diversa integrazione delle risorse e gestione dei carichi (altre idee sono: *Virtual power plant*, *Energy hubs*, *Multi-energy systems*, *Smart-grid*). Le FER sono integrate a livello locale con prevalenza di impianti medio-piccoli. Queste micro-reti indipendenti dalla rete principale, all'occorrenza ad essa connesse, sono flessibili e rese autonome dal controllo dei carichi con la giusta integrazione di FER. Un sistema siffatto è sicuro quando la rete di trasmissione è fuori uso, in quanto è autonoma, ma è più vulnerabile e instabile in quanto è isolato dalla rete.

In generale una forte penetrazione di FER rende il sistema più instabile alle perturbazioni, soprattutto a causa delle fonti non programmabili. Inoltre il flusso è diventato "bidirezionale" e questo porta a nuove strategie e Normative nell'affrontare i problemi tradizionali quali:

- regolazione di *frequenza* e della potenza attiva, per rendere il sistema stabile alle perturbazioni;
- regolazione di *tensione* e della potenza reattiva, per mantenere i nodi del sistema a livelli di tensione opportuni;
- rilievo ed estinzione dei *guasti*;

contenendo le variabili entro vincoli prefissati.

Strumenti per gestire il sistema e valutare la sicurezza sono:

- analisi dei *flussi di potenza* (equazioni di "load flow"), realizzata:
  - per quattro situazioni tipiche all'anno;
  - per l'analisi delle contingenze, cioè la sicurezza (N-1), ogni 15 minuti;
- analisi *dinamica* (stabilità angolare e di tensione), realizzata a seguito di una perturbazione;

- analisi delle *correnti di cortocircuito* (circuiti equivalenti ai guasti), per il dimensionamento e taratura dei dispositivi di protezione.

Quando si progetta un nuovo impianto occorre sempre utilizzare tutti gli strumenti. Chi si occupa di realizzare tutto ciò è il TSO, in stretta relazione con il *Distribution system operator* (DSO). Il gestore prevalente delle reti di distribuzione (DSO) in Italia è e-distribuzione [13].

Fino a quando l'accumulo non sarà ampiamente diffuso, si ritiene fondamentale la presenza di risorse tradizionali, oppure FER programmabili, ai fini di garantire inerzia al sistema elettrico e dunque stabilità della rete.

1.3.2 TSO – Gestore della rete di trasmissione

Chi si occupa di gestire il sistema di trasmissione e dispacciamento è il *Transmission system operator* (TSO), Terna S.p.A. in Italia [14], in conformità con quanto stabilito dalla *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* (ARERA) e dalle linee guida del *Ministero dello Sviluppo Economico* (MISE). Le attività regolate svolte sono:

1. gestire e provvedere alla manutenzione della *Rete elettrica nazionale* (RTN) ad alta tensione, investendo sulle infrastrutture (sistema trasmissione) per migliorare sicurezza, qualità ed efficienza;
2. mantenere l'equilibrio tra domanda e offerta energetica (servizi dispacciamento);
3. contribuire alla transizione energetica, promuovendo l'impiego di FER in compatibilità del mercato.

Tutte le informazioni sulla gestione del sistema elettrico, in tutte le sue fasi, ovvero:

- *programmazione*: previsione del fabbisogno e verifica dei programmi di produzione;
- *tempo reale*: controllo dello stato di funzionamento del sistema elettrico e delle prestazioni degli impianti attraverso il *Centro nazionale di controllo*;
- *analisi esercizio a consuntivo*: valutazione dell'esercizio, definizione degli schemi di rete, analisi dei guasti e ricostruzione dei disservizi;

sono consultabili direttamente dalle guide tecniche e codice di rete forniti da Terna.

La Figura 1.8 riassume la filiera del sistema elettrico nazionale e il ruolo di primo piano che ha Terna al suo interno.

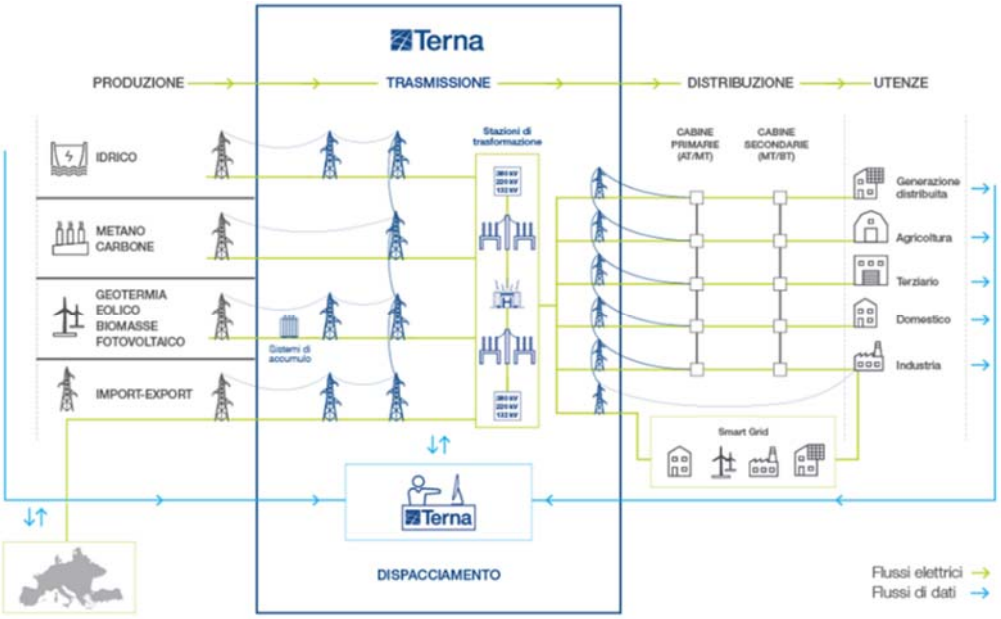

Figura 1.8 – Filiera del sistema elettrico nazionale: ruolo centrale del TSO, fonte Terna [14]

Si nota come rispetto al passato le sorgenti di produzione sono presenti sia dal lato della generazione centralizzata (grandi impianti) che distribuita (impianti medio-piccoli) e quindi il rilievo dei dati da parte di Terna avviene in modo diverso rispetto al passato.

I servizi di dispacciamento sono gestiti fisicamente da Terna in stretta collaborazione con il *Gestore dei servizi energetici* (GSE) che si occupa invece della gestione di gran parte del mercato. È intuibile dunque che il ruolo di Terna nel dispacciamento risente anche dell'effetto dei mercati. Infatti è compito di Terna:

- pianificare la *manutenzione* con tempi compatibili con le esigenze della rete;
- prevedere la "domanda" di energia elettrica;
- valutare gli *sbilanciamenti* tra domanda rilevata e il programma delle offerte dei produttori derivante dal mercato, ai fini del mantenimento del bilancio di potenze in rete ed evitare congestioni;
- regolare e acquisire le *risorse* necessarie per il dispacciamento.

Uno degli effetti positivi delle FER nel dispacciamento è la maggiore flessibilità quando la generazione è elevata ed il carico è basso. Infatti la disponibilità immediata di energia è utile in quanto la si può ad esempio esportare o indirizzare dove il carico lo richiede, in compatibilità con la configurazione di rete. Un ulteriore compito di Terna è la gestione del *Mercato della capacità* [15], che si descriverà brevemente in seguito.

1.4 FER – Integrazione nel mercato

I mercati tradizionali di energia si sono evoluti per far fronte all'ingresso delle nuove energie FER rispetto alle tradizionali quali petrolio, carbone, gas e nucleare. Questa evoluzione ha coinvolto tutto il mercato internazionale.

Il mercato nazionale dell'energia elettrica, prima verticalmente integrato ed ora mercato libero, è composto da più parti, come riassunto in Figura 1.9.

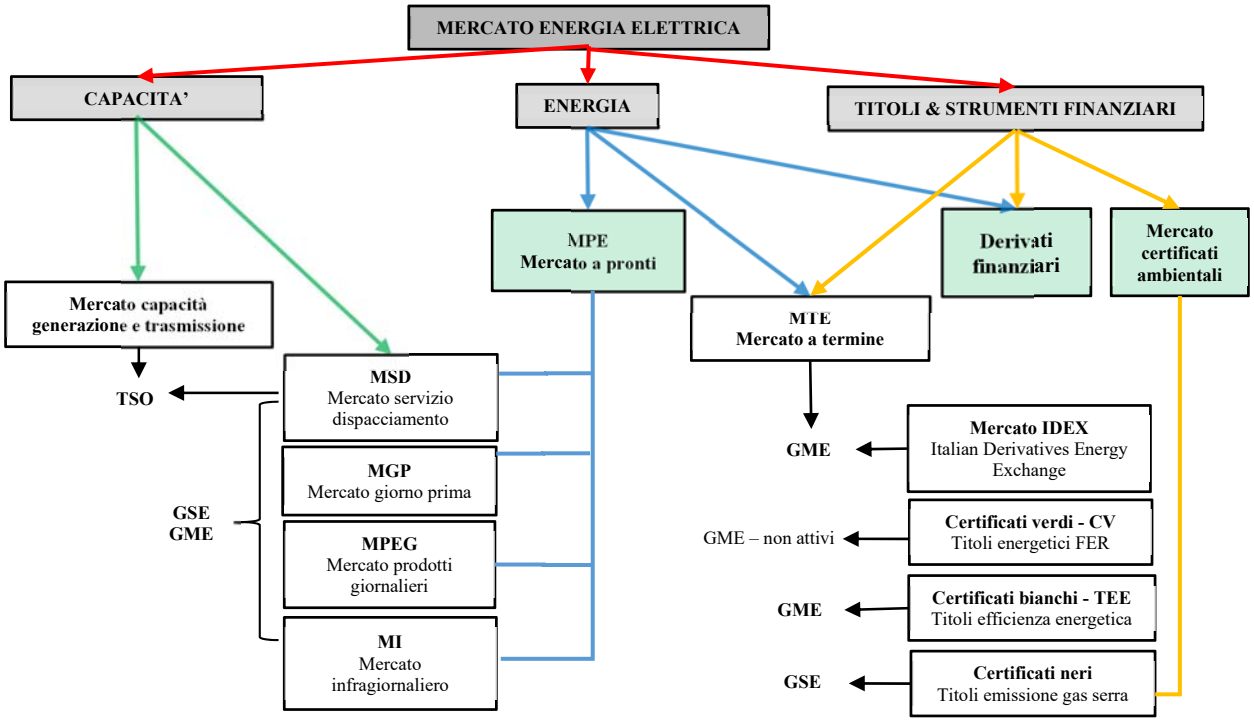

Figura 1.9 – Organizzazione del mercato nazionale dell'energia elettrica

1.4.1 Mercato della capacità

L'aumento generale dei consumi di energia elettrica ha portato a sviluppare il Mercato della capacità. Realizzare il bilanciamento tra potenza generata e la domanda nei momenti di picco può infatti richiedere la disponibilità di molte sorgenti.

Quindi il TSO, attraverso un sistema ad aste, richiede una certa capacità nel medio termine ai generatori in competizione, che possono essere sia tradizionali che FER programmabili, i quali vengono remunerati in relazione alla potenza che offrono alla rete. A ciascun livello di capacità corrisponde un certo livello di adeguatezza, misurato come probabilità di disconnessione del carico dovuta a carenza di risorse o di capacità di transito in termini di ore/anno *Loss of load expectation* (LOLE). La curva di remunerazione decade con la capacità, per favorire il mercato libero permettendo l'entrata di più competitori.

Le FER non programmabili sono tagliate fuori da tale mercato perché non possono garantire un certo livello di produzione nei momenti di picco della domanda, a meno della presenza di sistemi di accumulo.

1.4.2 Mercati dell'energia e strumenti finanziari

La vendita dell'energia è ad opera del *Gestore dei servizi energetici* (GSE), che a sua volta interagisce con la piattaforma, da esso creata, del *Gestore mercati energetici* (GME) [16], mentre l'esercizio compatibile della rete dipende dal TSO.

Lo scambio economico all'interno del territorio nazionale avviene per il tramite di linee fittizie, che possono o meno coincidere con linee reali, che connettono varie "zone di mercato". Lo stesso metodo è utilizzato per gli scambi con le frontiere. È un dunque mercato "intrazonale nazionale" ed "interzonale di frontiera" pensato per ridurre le congestioni.

Il GME è generalmente conosciuto come *Power exchange o Borsa dell'energia* (PX) che vende e compra energia all'ingrosso, facendo da intermediario nelle transazioni economiche tra generatori e carichi, come schematizzato in Figura 1.10.

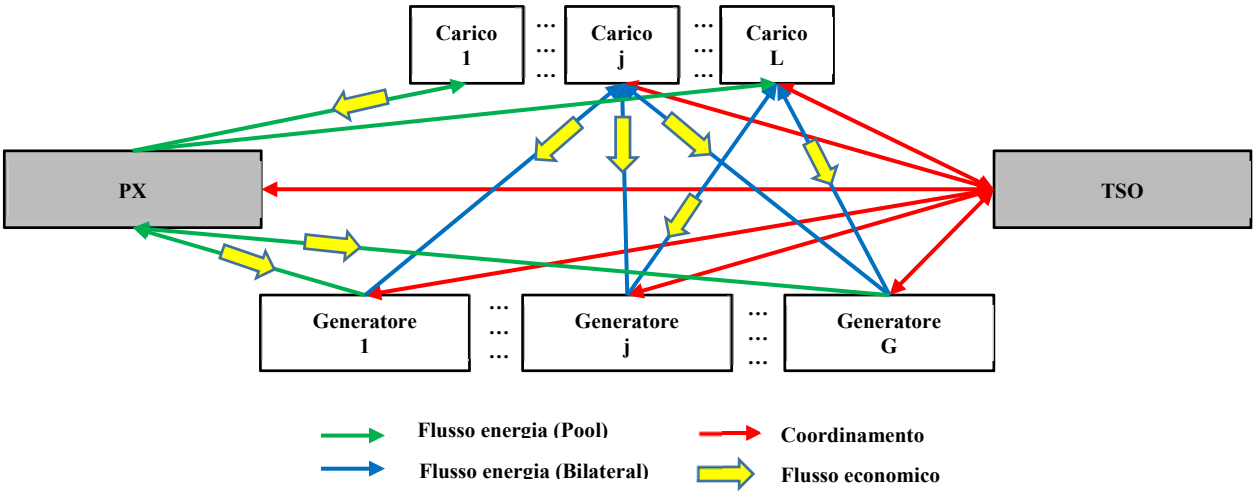

Figura 1.10 – Transazioni energetiche ed economiche nel mercato elettrico [17]

Ci sono due modelli di trading dell'energia:

- *Pool model* per il Mercato a pronti (MPE), con transazioni a breve termine: mercato dove il GME (PX) aggrega domande e offerte derivanti dal GSE, stabilendo attraverso il processo di "clearing" l'intersezione il punto di equilibrio di quantità [MWh] e prezzo [€]. Coesistono vari sotto mercati:
    - MSD: è lo strumento attraverso il quale il TSO (Terna) si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle

congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale). Le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato (pay-as-bid), e nei momenti di necessità l'energia disponibile è vendibile al prezzo maggiore possibile, perché c'è scarsità di risorse. Questo spiega l'interazione con il mercato della capacità. Il MSD si articola in: una fase di programmazione *MSD ex-ante*, più il *Mercato del bilanciamento* (MB). Questi si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento.

- MGP: ospita la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia elettrica, in cui si scambiano blocchi orari di energia per il giorno successivo. Gli operatori partecipano presentando offerte nelle quali indicano la quantità ed il prezzo massimo/minimo al quale sono disposti ad acquistare/vendere, rendendolo di fatto un mercato ad asta e non a contrattazione continua. Le offerte vengono accettate dopo la chiusura in base ai vincoli zonali ed al merito economico. Le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al *Prezzo unico nazionale* (PUN, media dei prezzi zonali ponderata con le quantità zonali acquistate).
- MPEG: la negoziazione dei prodotti giornalieri avviene con obbligo di consegna dell'energia ed in modo continuo. Tutti gli operatori appartengono a tale mercato ed i prodotti giornalieri attualmente negoziabili sono i prodotti con differenziale unitario di prezzo.
- MI: consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita organizzate in sette sessioni. A differenza di MGP le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo zonale.

- *Bilateral model* per il Mercato a termine (MTE), con transazioni a lungo termine, da una settimana fino ad un anno e con obbligo di consegna e ritiro. Coesistono vari sotto mercati:
  - PCE (Piattaforma over the counter), di tipo fisico in cui l'energia è effettivamente scambiata. Lo scambio avviene direttamente tra i beneficiari che si accordano su piattaforme gestite da vari "brokers" o dal GME;
  - Risk edging tool, di tipo finanziario e gestito dalla IDEX (Borsa italiana).

Sono di attualità cambiamenti sul mercato in ambito dello sviluppo delle *Energy community*, in cui molti utenti, ad esempio residenziali, possono creare un aggregato di generazione e carichi sia in termini fisici che economici. In questo modo si riduce l'import di energia dalla rete e si abbattono notevolmente i costi finali in bolletta, in quanto i costi di rete vengono minimizzati grazie alla condivisione locale dell'energia. Il risultato sul mercato è una riduzione dei flussi economici nel MPE.

Esistono poi, come riportato in Figura 1.9, tutta una serie di strumenti finanziari basati su compravendita di certificati ambientali:

- *certificati verdi*: non più validi a seguito della scadenza degli incentivi del *Conto energia*, ma oggi sostituiti dai GRIN [18] e gestiti dal GSE;
- *certificati bianchi* (TEE): gestiti dal GME e aventi a che fare con la promozione dell'efficienza energetica [19];
- *certificati neri*: gestiti dal GSE e aventi a che fare con la compravendita di titoli di emissione di gas serra, come ideato e promosso dal sistema europeo (EU-ETS) [20].

In qualsiasi mercato descritto le FER giocano un ruolo chiave:

- in termini di prezzo al kilowattora, in quanto l'approvvigionamento è a basso costo soprattutto per le FER non programmabili quale è il fotovoltaico;
- in termini di opportunità di investimento a medio-lungo termine e con risparmi a breve termine, in quanto la crescita delle FER è quasi certa.

I due punti sono tra loro collegati, infatti alcune tecnologie costruttive degli impianti possono risultare inizialmente onerose. Pertanto, in base all'orizzonte temporale di riferimento per il ritorno dell'investimento il preferire l'una o l'altra tecnologia è determinante ed incide sul prezzo di vendita dell'energia, e dunque sul piazzamento dei competitori all'interno del mercato.

1.5 Previsioni di carico e produzione nel sistema elettrico

In generale, prevedere l'andamento dei profili di carico e di generazione è la base fondamentale per garantire la sicurezza del sistema elettrico e gestire le azioni nel mercato dell'energia.

1.5.1 Previsione del carico

I *profili di carico* vengono previsti in vari modi attraverso attività di "Load forecasting" [21]. Terna tiene in considerazione fattori metereologici, climatici e componenti socioeconomiche oltre ai dati provenienti dall'esperienza e dal mercato.

In Figura 1.11 si riporta l'esempio di un profilo di carico netto giornaliero previsto ed il carico effettivamente rilevato a consuntivo il 1 gennaio 2020, visto dalla rete.

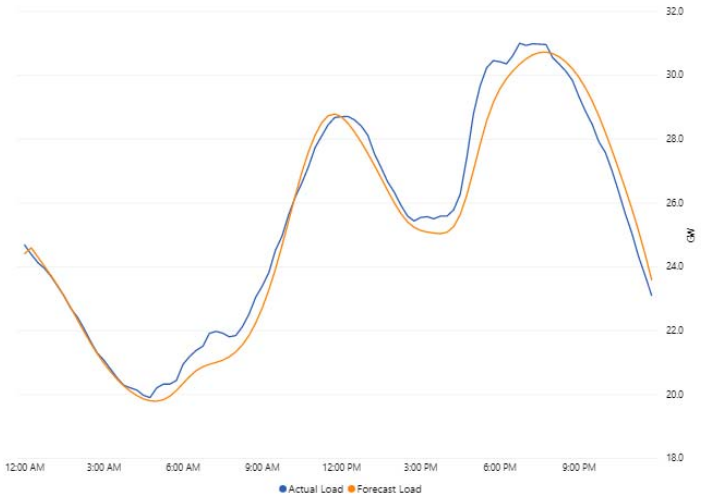

Figura 1.11 – Profilo di carico netto giornaliero: andamento previsto ed effettivo, fonte Terna [14]

Si osserva come la previsione riportata è quasi perfetta sia in condizioni di "base load" che di "peak load". Questa non è una condizione sempre vera, come si riscontra osservando un arco temporale più ampio, ad esempio di trenta giorni, riportato in Figura 1.12.

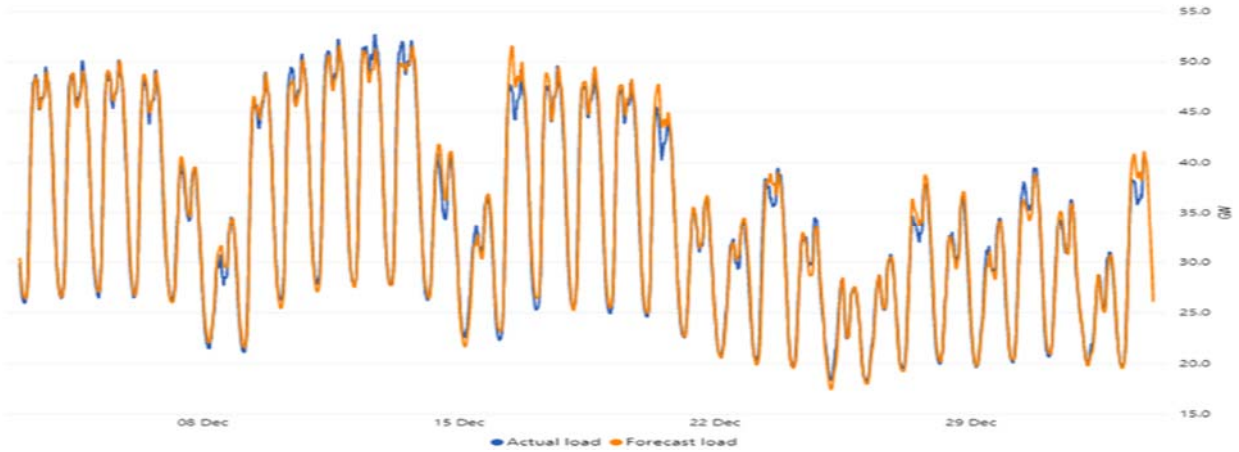

Figura 1.12 – Profilo di carico: andamento previsto ed effettivo su 30 giorni, fonte Terna [14]

Nei trenta giorni monitorati rientra il periodo natalizio e si osserva una drastica riduzione dei consumi, così come nei weekend, a conferma del fatto che la domanda di energia elettrica è influenzata dai comportamenti sociali.

L'aspetto più interessante riguarda l'andamento previsto nelle ore centrali della giornata. Si osserva un'importante convessità, imputabile quasi esclusivamente all'effetto degli impianti fotovoltaici. Infatti questi hanno produzione concava con forma a campana funzione del profilo di irraggiamento solare.

Trattandosi di profili di carico netto del sistema di trasmissione complessivo o "Rete rilevante o prevalente", questo effetto è ovviamente il risultato delle produzioni di tutti gli impianti fotovoltaici aggregati.

Va comunque considerato che nel processo di "metering" [22] per la telelettura, realizzato sia dal TSO che anche dall'ente distributore, per la lettura dei dati di immissione e prelievo di potenza attiva sulla rete, si possono avere degli errori di misura causati da vari fattori, che vengono successivamente corretti.

1.5.2 FER non programmabili – Previsione della produzione

Complessivamente si riesce ad ottenere una buona previsione dei profili di carico dei consumatori (consumers), ma spesso ci sono degli sbilanciamenti forti, dovuti a una non corretta previsione della generazione da fonti FER non programmabili. Per le fonti FER programmabili o tradizionali non ci sono grandi problemi in termini di previsione della produzione.

Avere dei modelli accurati e precisi è fondamentale per prevedere gli effetti della generazione su diversi archi temporali, riportati in Tabella 1.1.

Tabella 1.1 - Previsione della produzione da FER: applicazioni in vari archi temporali

Tipo previsione	Arco temporale	Applicazione
Intra-giorno	5÷60 min	Regolazioni/Dispacciamento Clearing mercato Analisi contingenze
Breve termine	1÷6 h	Programmazione Gestione congestioni
Medio termine	Giorni	Programmazione/Riserve Gestione congestioni Trading mercato
Lungo termine	Settimane/mesi/anni	Pianificazione gestione risorse/manutenzione

Le previsioni della produzione di FER non programmabili riguardano essenzialmente:

- fotovoltaico, influenzate dalla radiazione solare ed altri fattori;
- eolico, influenzate dalla velocità e direzione del vento.

Per il fotovoltaico i profili di produzione sono più regolari rispetto a quelli dell'eolico, in quanto la radiazione solare è aleatoria ma la produzione è meglio prevedibile sul lungo periodo.

Nell'eolico invece la aleatorietà della velocità del vento è piuttosto elevata, ed ha impatto significativo sulla rete, in quanto ci può essere una elevata produzione anche in condizioni di basso carico, come di notte, producendo importanti conseguenze nella gestione della rete e del mercato.

1.5.3 Fotovoltaico – Previsione della produzione

I metodi predittivi della generazione da impianti fotovoltaici possono essere categorizzati in base all'utilizzo di:

- *dati storici* della produzione di energia;
- *variabili metereologiche e climatiche* utilizzate nel modello;

ricavati in modo fisico o statistico, in modo diretto o indiretto.

Si descrivono brevemente i quattro tipi di modelli di produzione da fotovoltaico, attualmente più utilizzati:

1. *Modello a persistenza*: calcola la produzione di energia elettrica utilizzando come dati di ingresso del modello dati storici di produzione. È usato in particolar modo per le previsioni di breve termine, assumendo risultati di previsione invariati rispetto ai dati rilevati nel presente, ed è utilizzato come benchmark di confronto con gli altri modelli;
2. *Modello statistico*: calcola la produzione di energia elettrica utilizzando come dati di ingresso del modello dati storici delle grandezze di input. Si necessita dunque di previsioni metereologiche, con risultati validi nel breve termine;
3. *Modello auto-regressivo a media mobile* (ARMA): calcola la produzione di energia elettrica utilizzando come dati di ingresso del modello dati meteo generati in modo casuale e pesati con dei coefficienti, tenendo conto della produzione al passo di calcolo precedente. I risultati sono applicabili sia a breve che a medio termine;
4. *Modello a rete neurale artificiale* (ANN): calcola la produzione di energia elettrica utilizzando come dati di ingresso del modello dati meteo noti (strati di input), utilizzati nel modello vero e proprio (strato nascosto) che fornisce i risultati di produzione (strato di output). Si possono elaborare risultati su vari archi temporali, con errori e tempi computazionali variabili in funzione della quantità di dati utilizzati per la previsione.

Tra i modelli appena citati quello a persistenza è il più usato nel breve termine, ma funziona bene solo nel caso di cielo abbastanza sereno, in quanto non tiene conto della variabilità della radiazione.

Il modello ARMA sfrutta invece una correlazione lineare di dati meteo e si necessita dunque di dati rilevati stazionariamente per evitare di introdurre errori che alterano significativamente la stima della produzione.

Il modello ANN riesce ad elaborare dati non lineari ed è molto efficace e adattabile, ma necessita di un elevato costo computazionale e di una inizializzazione casuale dei dati di input, rendendolo a volte poco affidabile. Rientra nei modelli con algoritmi machine-learning, ovvero che correggono la stima in base alla esperienza. I dati meteo sono spesso generati con metodi numerici come il *Numerical weather prediction* (NWP) e confrontati con dati reali ai fini di correggere la stima.

Le attività di "Generation forecasting" per le FER non programmabili possono inoltre essere:

- *centralizzate*: realizzate soprattutto dal GSE, che deve effettuare il dispacciamento economico collaborando con il TSO. In tal caso c'è la necessità, nel breve termine, di prevedere velocemente la produzione e si pone il problema di generare risultati su larga scala. Questo è fattibile con procedure statistiche di "up-scaling" che ovviamente introducono ulteriori errori statistici oltre a quelli propri del modello predittivo;
- *decentralizzate*: realizzate dai singoli produttori.

1.5.4 Errori di previsione – Effetti sulla rete e sul mercato

Si presenta di seguito un semplice esempio che mette in evidenza gli effetti degli errori previsionali risultanti sul carico e sulla produzione; si ipotizza per semplicità sola generazione da FER fotovoltaica.

Nell'ipotesi in cui tutti gli impianti fotovoltaici siano funzionanti, le previsioni per l'indomani, fatte dal TSO e dal GSE il giorno prima, delineano un certo profilo di carico netto sulla rete elettrica nazionale, come quello in Figura 1.11.

All'indomani si potrà verificare che il carico netto effettivo in rete sia più basso o più alto:

- a causa di minori/maggiori consumi effettivi da parte dei consumatori;
- a causa di una maggiore/minore produzione da fotovoltaico.

Si verifica uno "sbilanciamento" di potenza attiva sulla rete, definito come differenza, istante per istante, tra il "profilo di carico netto" previsto P_{prev} e quello effettivo P_{eff} :

$$\Delta P = P_{prev} - P_{eff} = (P_{Lprev} - P_{Gprev}) - (P_{Leff} - P_{Geff}) \cong -\Delta P_G \qquad (1.1)$$

Si esplicita dunque il contributo della generazione $(P_{Gprev}, P_{Geff}) > 0$ e del carico $(P_{Lprev}, P_{Leff}) > 0$ al carico netto. Questo carico netto è visto dalla rete, dunque si interpreta la generazione fotovoltaica come un carico negativo e il carico dei consumatori come positivo.

Si ipotizza che il carico dei consumatori (P_{Lprev} , P_{Leff}) sia previsto con errori trascurabili rispetto a quelli commessi sulla generazione, cioè:

$$P_{Gprev} - P_{Geff} \gg P_{Lprev} - P_{Leff} \tag{1.2}$$

Il risultato è che lo sbilanciamento tra i profili netti sulla rete dipende solo da quello della generazione fotovoltaica, come dimostrato nella equazione (1.1), con:

$$\Delta P_G = P_{Gprev} - P_{Geff} \tag{1.3}$$

Si ipotizza inoltre di realizzare il trading commerciale nel MPE, ovvero nella *Pool market*, Borsa dell'energia, o Mercato a pronti.

Per ogni istante di tempo potrà risultare:

1. $\Delta P > 0$: nel caso di $\Delta P_G < 0$, ovvero di sottostima della produzione da fotovoltaico.
2. $\Delta P < 0$: nel caso di $\Delta P_G > 0$, ovvero di sovrastima della produzione da fotovoltaico.

Nel primo caso:

- il TSO dovrà gestire meno potenza sulla rete di quella inizialmente prevista nel servizio di dispacciamento, nel caso peggiore dovrà ridurre la generazione delle fonti programmabili;
- il GSE (GME) ha organizzato il trading commerciale il giorno prima, basandosi su una offerta prevista da fotovoltaico inferiore a quella effettivamente disponibile il giorno dello scambio di energia. Questo porta ad un prezzo più elevato rispetto a quello con la previsione corretta. La maggiore disponibilità immediata di energia fotovoltaica il giorno dell'effettivo scambio porta spesso gli altri produttori a vendere meno del previsto, in quanto il prezzo per la loro offerta nel MGP è solitamente superiore a quello fotovoltaico. I profitti saranno maggiori perché si venderà ad un prezzo superiore e in maggiori quantità.

Nel secondo caso:

- il GSE (GME) ha organizzato il trading commerciale il giorno prima, basandosi su una offerta prevista da fotovoltaico superiore a quella effettivamente disponibile il giorno dello scambio di energia. Questo porta ad un prezzo più basso rispetto a quello con la previsione corretta. La minore disponibilità immediata di energia fotovoltaica il giorno dell'effettivo scambio porta gli altri produttori a vendere più del previsto, in quanto il prezzo per la loro offerta nel MSD è di certo superiore a quello nel MGP, a causa della scarsità delle risorse. I profitti saranno inferiori perché si venderà ad un prezzo inferiore e in minori quantità,

mentre gli altri produttori avranno un surplus generato grazie alla vendita nel mercato di dispacciamento;

- il TSO dovrà gestire più potenza di quella inizialmente prevista nel servizio di dispacciamento, e dovrà incrementare la generazione delle fonti programmabili. Il costo economico del dispacciamento è più elevato, mentre tecnicamente queste regolazioni non sono un grande problema. Questo porta ad aumentare notevolmente gli oneri di sistema a carico della collettività.

Il caso più sfavorevole dal punto di vista della sicurezza della rete è la mancanza di un grosso carico o, in questa analisi, di un grosso generatore fotovoltaico o di un grande aggregato che va a sovraccaricare significativamente la rete.

L'analisi della sicurezza della rete potrebbe essere stata svolta considerando una previsione errata che potrebbe influenzare sensibilmente la stabilità della rete. Per il regolare funzionamento della rete, si stima che la potenza immessa complessivamente da fotovoltaico non debba superare il 20% della potenza in rete, altrimenti sono necessari interventi di regolazione ad hoc. Con la sempre più forte penetrazione di FER non programmabili fotovoltaiche, tale limite stimato potrà cambiare e quindi assume sempre più importanza il prevedere correttamente la produzione.

In conclusione: ai fini di ridurre gli sbilanciamenti ed i costi associati nel MSD per il dispacciamento, ridurre la volatilità dei prezzi, aumentare la sicurezza e migliorare la gestione della rete, si necessita di prevedere al meglio la produzione da FER non programmabili.

Il GSE si è già attivato per quanto riguarda la previsione dell'eolico, modelli migliori per questa fonte sono in fase di sperimentazione.

Nel lavoro di tesi ci si occuperà di fornire un modello statistico per il calcolo della sola produzione da fotovoltaico, non preoccupandosi delle altre fonti e del carico.

1.6 Sistemi di generazione fotovoltaica

In generale l'intero impianto fotovoltaico, noto come *campo fotovoltaico*, è costruito a partire dai componenti fondamentali "celle", opportunamente connesse tra loro ai fini di garantire i requisiti tecnici desiderati.

In Figura 1.13 si riportano i componenti e gli assemblaggi realizzati per costruire il campo fotovoltaico.

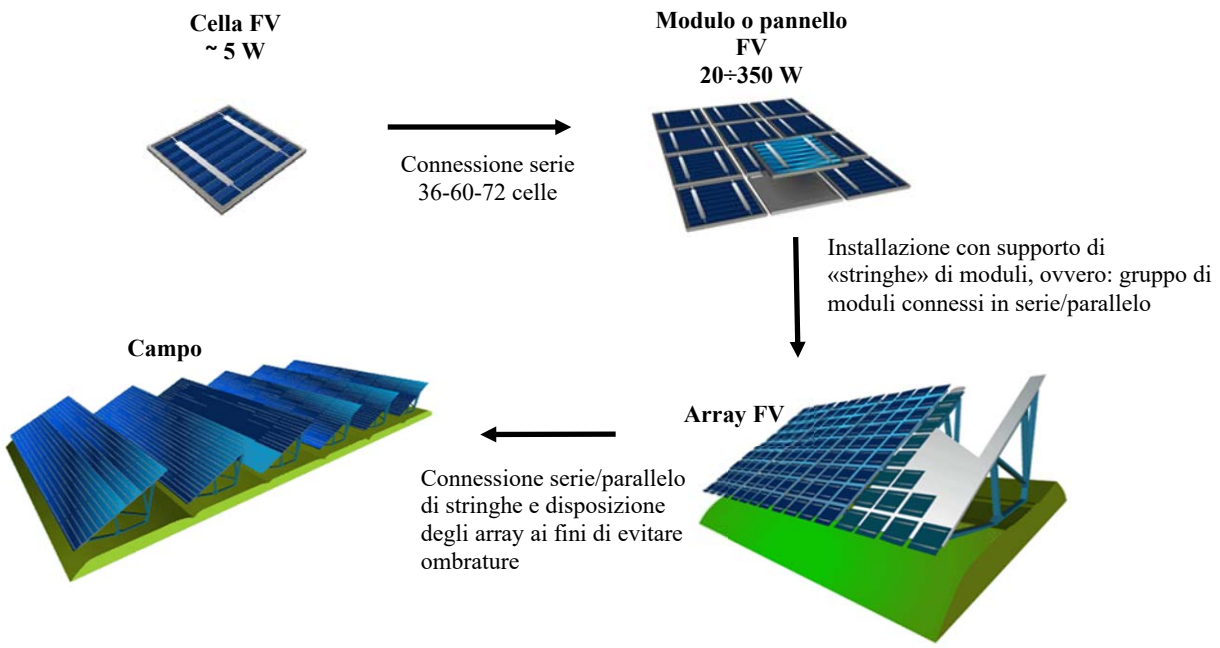

Figura 1.13 – Composizione campo fotovoltaico

Le connessioni serie e/o parallelo sono funzione della tensione, corrente e potenza nominale che si vuole raggiungere. Nella maggior parte dei casi, il generatore è realizzato collegando in parallelo stringhe costituite da moduli connessi in serie tra loro.

Ai fini di evitare il fenomeno di "hot-spots" delle celle provocato dal *mismatching* ovvero da dissimmetrie dovute a:

- diversità costruttive intrinseche delle celle, che producono differenti curve di generazione $I(U)$;
- ombrature o shading effect;
- altri effetti: come fulminazioni, deterioramento materiali ecc…;

è opportuno utilizzare protezioni passive come i *diodi di bypass* (connessi in antiparallelo a singole celle o gruppi di celle in serie) o di *diodi di protezione* (connessi in serie ai moduli), come riportato in Figura 1.14.

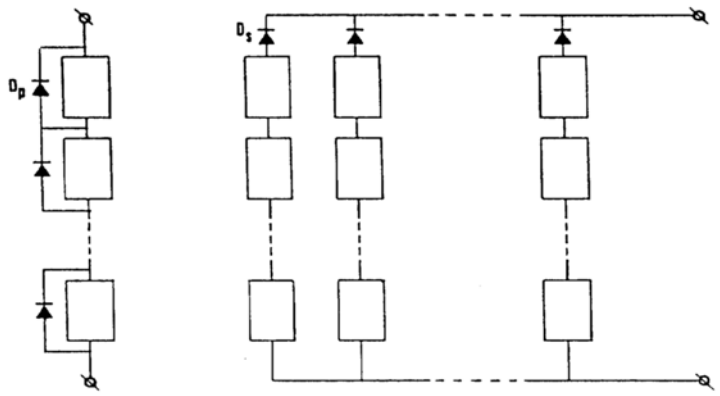

Figura 1.14 – Diodi di bypass e protezione per collegamento parallelo (Dp) e serie (Ds) dei moduli [23]

L'impianto nel suo complesso è formato da altri dispositivi utili:

- alla *protezione*, connessione e distribuzione dei componenti dell'impianto;
- all'*interfaccia* dell'impianto verso il sistema in corrente alternata;
- al raggiungimento dei requisiti di *qualità ed efficienza*.

Ai fini di alimentare carichi in corrente alternata è necessario un *convertitore DC/AC* (inverter) che interconnetta l'impianto fotovoltaico in corrente continua con il sistema AC. Gli inverter più utilizzati sono con tecnologia VSI a transistor e tiristori (MOSFET o IGBT, tiristori), monofasi o trifase, ad onda quadra o sinusoidale. Le caratteristiche degli inverter cambiano a seconda di come si interfaccia l'impianto al sistema in alternata.

Ai fini di rendere efficiente la conversione fotovoltaica, oltre all'inverter, viene utilizzato un *convertitore DC/DC* (inseguitore del punto di massima potenza, MPPT) che regola tensione e corrente massimizzando la potenza generata dall'impianto.

La maggior parte dei sistemi attualmente installati sia in Italia che nel resto del mondo, sono:

- *senza inseguimento e senza concentratori*: ovvero impianti statici installati su tetti e pareti esterne di edifici o in grandi terreni;
- *silicio policristallino o monocristallino*: sono molto diffusi a causa del buon compromesso tra costo tecnologico ed efficienza di conversione fotovoltaica.

Altri approfondimenti sono consultabili ai riferimenti bibliografici [23] [24].

Il sistema fotovoltaico può essere indipendente dalla rete (autonomo) o interconnesso alla rete.

1.6.1 Sistemi autonomi

Gli impianti autonomi, o *stand-alone*, non sono connessi alla rete elettrica prevalente e funzionanti in isola. Possono essere usati per due fini:

- *pompaggio dell'acqua*: in tal caso si ha un sistema accoppiato con generatore fotovoltaico, motore elettrico (DC o AC, con o senza inverter), pompa centrifuga e serbatoio. La configurazione del sistema dipende da che tipo di continuità di servizio si vuole ottenere. Sono impianti con potenza nominale fino a decine di kilowatt, utilizzati soprattutto in Paesi in via di sviluppo;

- *alimentazione di carichi*, soprattutto residenziali e rurali: si necessita di accumulatori elettrochimici (batterie). La continuità e qualità del servizio è garantita così come l'efficienza. Il caso sfavorevole in termini di stabilità può aversi nel caso di profili di carico piuttosto irregolari e con forti picchi di carico che potrebbero non essere adeguatamente soddisfatti. Tuttavia la progettazione prevede l'analisi dei carichi e dunque è una condizione rara.

Si fa riferimento solo al secondo punto. La configurazione del sistema è quella riportata in Figura 1.15.

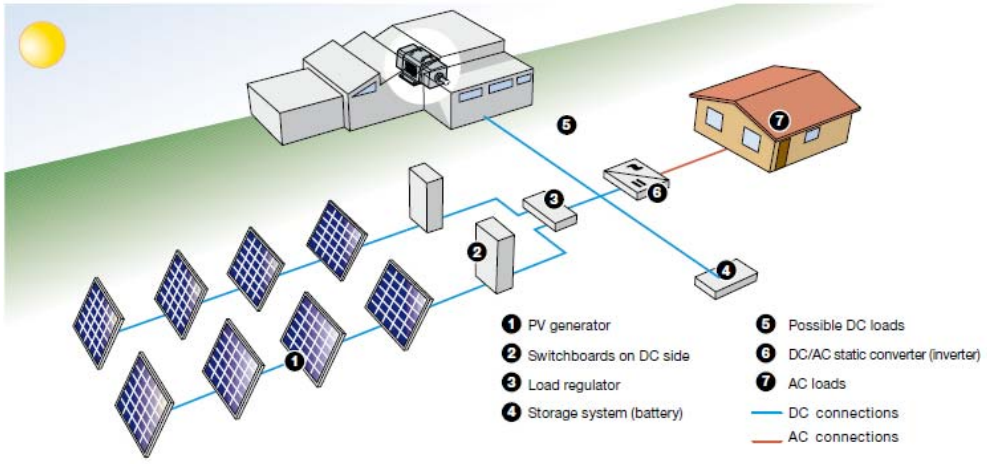

Figura 1.15 – Configurazione di un sistema autonomo [24]

I componenti principali dell'impianto sono:

- il *generatore fotovoltaico*: è un generatore di corrente direttamente proporzionale alla radiazione solare incidente, per una data temperatura delle celle;

- la *batteria*: è un generatore di tensione continua costante che eroga potenza in fase di scarica (per consumo dei carichi) e ne assorbe in fase di carica (per eccesso di generazione rispetto ai consumi).

L'interconnessione dei due avviene attraverso un *regolatore di carica* che serve per preservare la vita dell'accumulatore, evitando scariche e cariche eccessive. In particolare, il regolatore disattiva il carico quando lo stato di carica della batteria è troppo basso e disattiva il generatore FV quando lo stato di carica è troppo alto.

Importante è anche l'inverter, che può presentare anche dei filtri ai fini di evitare ripple di corrente sulla batteria, introdotto dalla fluttuazione a doppia frequenza della potenza attiva del carico.

Il sistema complessivo è schematizzato in Figura 1.16.

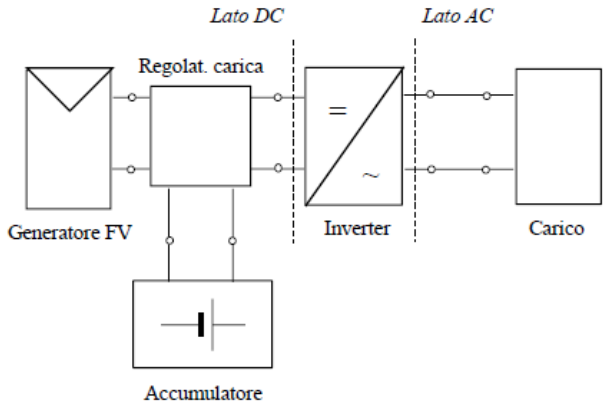

Figura 1.16 – Sistema stand-alone: configurazione di sistema [23]

La tensione del sistema è imposta dalla batteria, in quanto connessa in parallelo al generatore fotovoltaico. Un esempio di utilizzo dell'energia elettrica giornaliera per una utenza residenziale è mostrato in Figura 1.17.

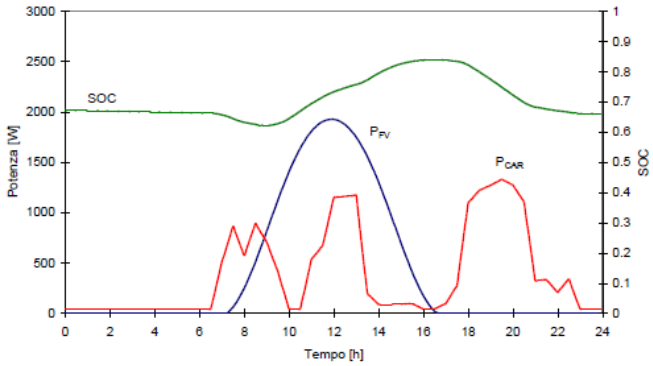

Figura 1.17 – Sistema stand-alone residenziale: bilancio energetico giornaliero [23]

Si nota che il diagramma di carico dell'utente residenziale (P_{CAR}) presenta dei picchi in corrispondenza dei tre pasti principali, quando almeno una persona della famiglia è presente in casa. Il picco di potenza FV è superiore al consumo dell'utente e, fino a quando $P_{FV} > P_{CAR}$, lo

stato di carica della batteria *State of charge* (SOC) cresce. Alla fine della giornata il SOC è leggermente più basso che all'inizio e quindi l'energia prodotta dal FV è minore dell'energia consumata dall'utente con il deficit a carico della batteria.

È un sistema abbastanza oneroso in termini economici a causa della presenza degli accumulatori. Tuttavia il bilancio economico dell'investimento è positivo, ma con un tempo di ritorno dell'investimento superiore ai sistemi connessi in rete senza accumulatori.

Avere sistemi di accumulo permette alla rete di essere quasi indipendente dall'effetto fotovoltaico sul carico netto. La diffusione dell'accumulo, dei "generatori sincroni virtuali" (inverter opportunamente controllati ai fini di riprodurre la risposta in frequenza di un sincrono) e sistemi di gestione dei carichi, possono completamente rivoluzionare il sistema elettrico e il mercato.

1.6.2 Sistemi connessi alla rete

Sono impianti connessi alla rete elettrica prevalente, o *grid-connected*, tramite il sistema di distribuzione in bassa tensione (BT, *Norma CEI 0-16*), media tensione e raramente in alta tensione (MT e AT, *Norma CEI 0-21*).

Possono essere di due tipologie:

- *centralizzati*: di proprietà di enti distributori o produttori di energia elettrica (producers), con potenze fino a qualche megawatt;
- *decentralizzati*: di proprietà di privati (prosumers), volti ad ottenere un apprezzabile risparmio energetico. Le potenze possono andare da pochi a decine di kilowatt.

Nel primo caso, come visto in Figura 1.11, nei momenti di maggior carico per la rete tali impianti svolgono un importante ruolo in quanto soddisfano immediatamente il carico per via dell'elevata produzione nelle ore centrali della giornata.

Nel secondo caso, come riportato in Figura 1.18, l'utilizzo di energia dipende dal profilo di carico del prosumer.

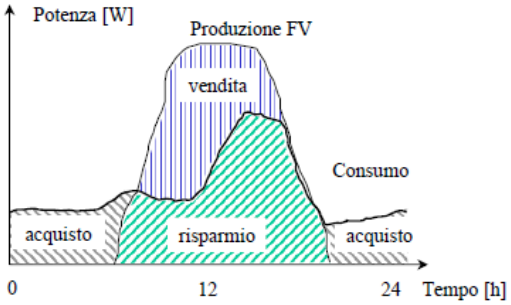

Figura 1.18 – Sistema grid-connected: bilancio energetico giornaliero [23]

I componenti principali di un sistema decentralizzato sono interconnessi secondo la configurazione riportata in Figura 1.19.

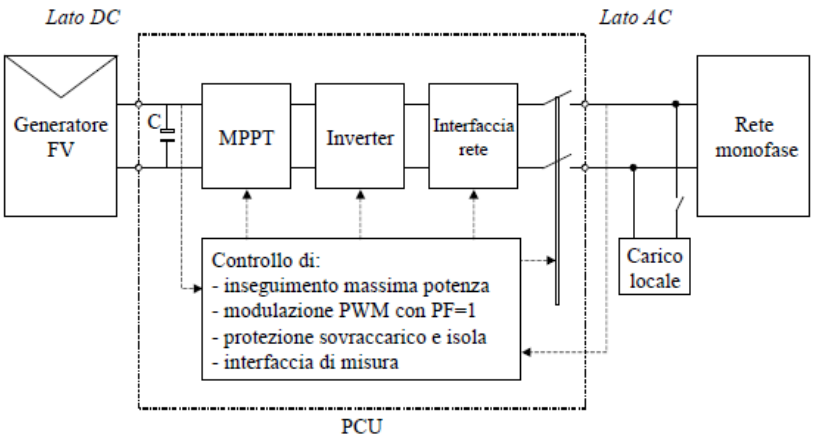

Figura 1.19 – Sistema grid-connected decentralizzato: configurazione di sistema [23]

Qualunque sia il sistema di connessione in rete, centralizzato o decentralizzato, ed il livello di tensione, le normative *Norma CEI 0-16* e *Norma CEI 0-21* indicano lo schema di connessione alla rete riportato in Figura 1.20.

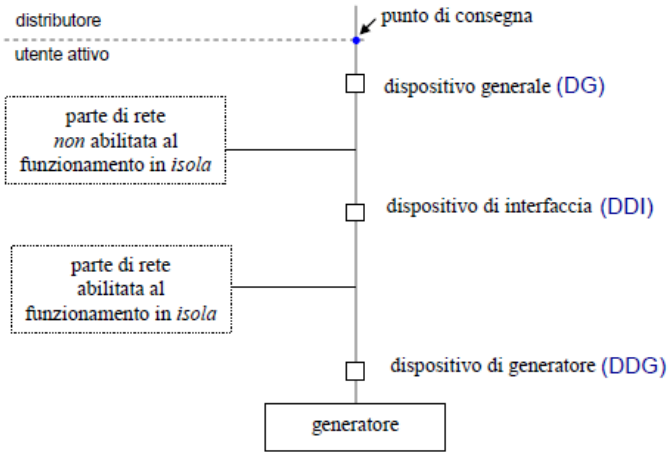

Figura 1.20 – Sistemi grid-connected: connessione alla rete [25]

Il carico locale può essere o meno abilitato al funzionamento in isola, a seconda di come è costruita la rete.

Per una corretta interfaccia, entrambe le normative, e le *Regole tecniche* per l'attuazione delle disposizioni sull'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica del GSE, definiscono le possibili configurazioni di installazione nel caso di utenti aventi anche sistemi di accumulo. In particolare, vengono definite le posizioni dei sistemi di accumulo rispetto alla posizione dei contatori di energia. Questi ultimi sono fondamentali per poter valutare l'energia immessa in rete da ciascun impianto.

L'interconnessione con la rete è fondamentale per garantire stabilità e continuità del servizio, se non ci sono sistemi di accumulo. I prezzi di vendita e acquisto di energia possono essere diversi, in particolare il risparmio che si ha nelle ore centrali della giornata ha un valore molto più elevato.

Le normative indicano anche i vincoli da rispettare nel *punto di consegna* dell'energia:

- ampiezza e frequenza della tensione, entro un intervallo definito dall'Ente distributore;
- distorsione armonica totale, THD<5%;
- cosφ in relazione alla curva di capability, per connessioni tramite inverter;
- protezione dal funzionamento in isola, a causa di un disservizio di rete.

Tali funzioni di interfaccia vengono svolte dall'unità di condizionamento della potenza generata *Power conditioning unit* (PCU). In particolare, nel caso di connessione in BT, l'inverter deve rispettare i limiti di potenza attiva e reattiva definiti dalla *curva di capability* (P,Q), riportata in Figura 1.21.

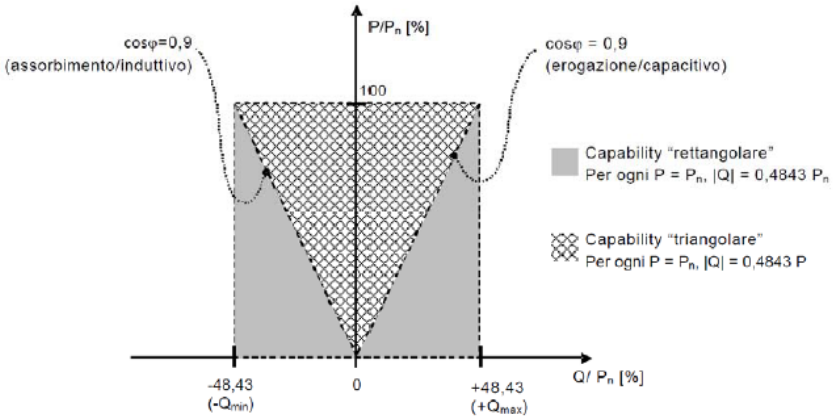

Figura 1.21 – Sistemi grid-connected BT: curva capability [25]

Se gli impianti superano 11.08 kW la caratteristica è quella rettangolare. Lo scambio di potenza reattiva determina il supporto alla rete ai fini della regolazione di tensione. Nei momenti di un carico netto in rete elevato la rete necessita di reattivo capacitivo per elevare la tensione e riportare i nodi del sistema ai vincoli prefissati. Un impianto grande è capace di supportare meglio la rete in termini di potenza reattiva, mentre quelli piccoli sono significativi in termini di aggregato. Avere potenza reattiva è in generale controproducente ai fini dell'efficienza di un generatore, in quanto a parità di potenza apparente avere più potenza reattiva significa penalizzare la vendita di energia attiva ed aumentare le perdite interne del sistema causate dalla corrente.

1.6.3 Strumenti di remunerazione per i produttori fotovoltaici

In generale i produttori fotovoltaici, possono trarre vantaggi economici attraverso due strumenti messi a disposizione del GSE:

- *ritiro dedicato*, per cui un produttore immette direttamente in rete e viene remunerato per ogni kilowattora immesso potendo accedere al mercato libero. L'incentivo viene sommato al prezzo di vendita (prezzo zonale) oppure è già compreso se la tariffa è omnicomprensiva. Ci sono dei vincoli sulla taglia dell'impianto e sulla tipologia per utilizzare questo strumento di remunerazione;
- *scambio sul posto*, detto anche ad autoconsumo, dove la remunerazione è un bilancio tra energia immessa in rete ed energia consumata. Quando c'è surplus di energia l'impianto immette in rete, quando non c'è produzione sufficiente si assorbe dalla rete, l'immissione e l'assorbimento hanno tariffe diverse. Il vincolo necessario è che l'impianto sia connesso alla rete pubblica, ci sono dunque dei costi fissi e variabili associati che dipendono dalla potenza ed energia dell'impianto, remunerazioni e costi vengono saldati semestralmente o tramite conguaglio annuale.

In base al tipo di strumento sono a carico del produttore dei costi di gestione sia del GSE che del TSO.

Per entrambi gli strumenti si fa riferimento a impianti grid-connected, mentre altre forme di incentivi sul fotovoltaico sono consultabili direttamente dal sito del GSE [26].

2 Impianti fotovoltaici nella regione Lazio – Analisi dei dati

Il lavoro di tesi comincia dall'analisi dei dati degli impianti fotovoltaici presenti nella regione Lazio.

I dati a cui si fa riferimento sono aggiornati a fine 2018, e si dividono in due grandi database, forniti da Terna S.p.A. a marzo 2019, come riportato in Figura 2.1.

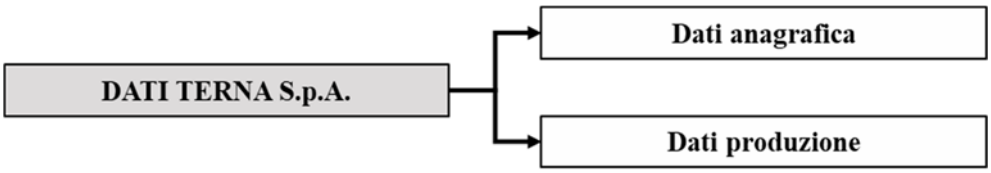

Figura 2.1 – Dati forniti da Terna S.p.A., al 2018 per la regione Lazio

Entrambi i database sono stati forniti in formato (`.csv`) e per la loro elaborazione si sono utilizzati i seguenti software:

- `Excel`®: utile in particolar modo per la creazione di grafici riassuntivi che evidenziano la ripartizione geografica e tecnologica degli impianti;
- `Matlab`®: utile per l'elaborazione dei dati attraverso algoritmi.

I dati anagrafici degli impianti forniscono un riepilogo delle caratteristiche geografiche e tecnologiche. Tutti gli impianti presenti in questo database costituiscono la "popolazione" degli impianti fotovoltaici presenti nella regione Lazio.

I dati di produzione degli impianti per l'anno 2018 sono relativi solo ad una parte della popolazione.

In questo capitolo si analizzano nel dettaglio entrambi, ai fini di effettuare le scelte corrette per la creazione del modello.

2.1 Analisi dei dati dell'anagrafica

I dati presenti nell'anagrafica contengono, per ogni impianto censito nel Lazio, le seguenti informazioni:

- Codice censimento, Codice identificativo (ID o UPN o UP) e Nome dell'impianto;
- Regione, Provincia, Comune (con CAP e Codice Istat) e Indirizzo;
- Latitudine e longitudine dell'impianto, raramente riportate;
- Tipo e sottotipo dell'impianto: sono tutti di tipo solare fotovoltaico;
- Tipologia e Sottotipologia sezione: da intendere come tecnologia costruttiva dei moduli (Silicio policristallino ecc…) e dell'impianto (Senza inseguimento e senza concentratori ecc…);
- Data di esercizio;
- Livello di tensione nel punto di connessione alla rete;
- Potenza di picco o nominale.

Complessivamente la popolazione di impianti nella regione Lazio è formata da 54,323 impianti, con potenze nominali che sono nell'intervallo (0.02 ÷ 24,170.76) kWp.

Nel lavoro di tesi, per "privacy" dei proprietari degli impianti, non si riportano i Codici_UP.

Sulla base di queste informazioni si riportano nel seguito alcune considerazioni di dettaglio.

2.1.1 Definizioni di classi di potenza del GSE

Risulta utile definire delle classi per facilitare l'analisi dei dati anagrafici in questa fase preliminare del lavoro di tesi. La scelta della variabile su cui realizzare la classificazione principale è la potenza nominale degli impianti.

La scelta del numero e dei limiti superiori per le classi di potenza nominale è funzione di uno spunto preso dal *Rapporto statistico 2018* del GSE [9] e riportato in Tabella 2.1.

Tabella 2.1 – Analisi dei dati dell'anagrafica: definizione delle classi di potenza dal GSE

Classi di potenza nominale in [kWp] - GSE					
$1 \leq P \leq 3$	$3 < P \leq 20$	$20 < P \leq 200$	$200 < P \leq 1000$	$1000 < P \leq 5000$	$P > 5000$

In una fase successiva si analizzerà il problema della suddivisione in classi in modo più dettagliato, in compatibilità con l'applicazione statistica del modello.

2.1.2 Popolazione degli impianti e dati regionali per classi di potenza

Osservando in Figura 2.2 le potenze nominali dei 54,323 impianti contenuti nell'anagrafica, ci si rende conto della densità degli impianti per una certa potenza nominale. La rappresentazione è in scala logaritmica per facilitare la visualizzazione. L'asse delle potenze nominali parte dall'unità, in realtà ci sono anche 38 impianti compresi tra (0 ÷ 1) kWp.

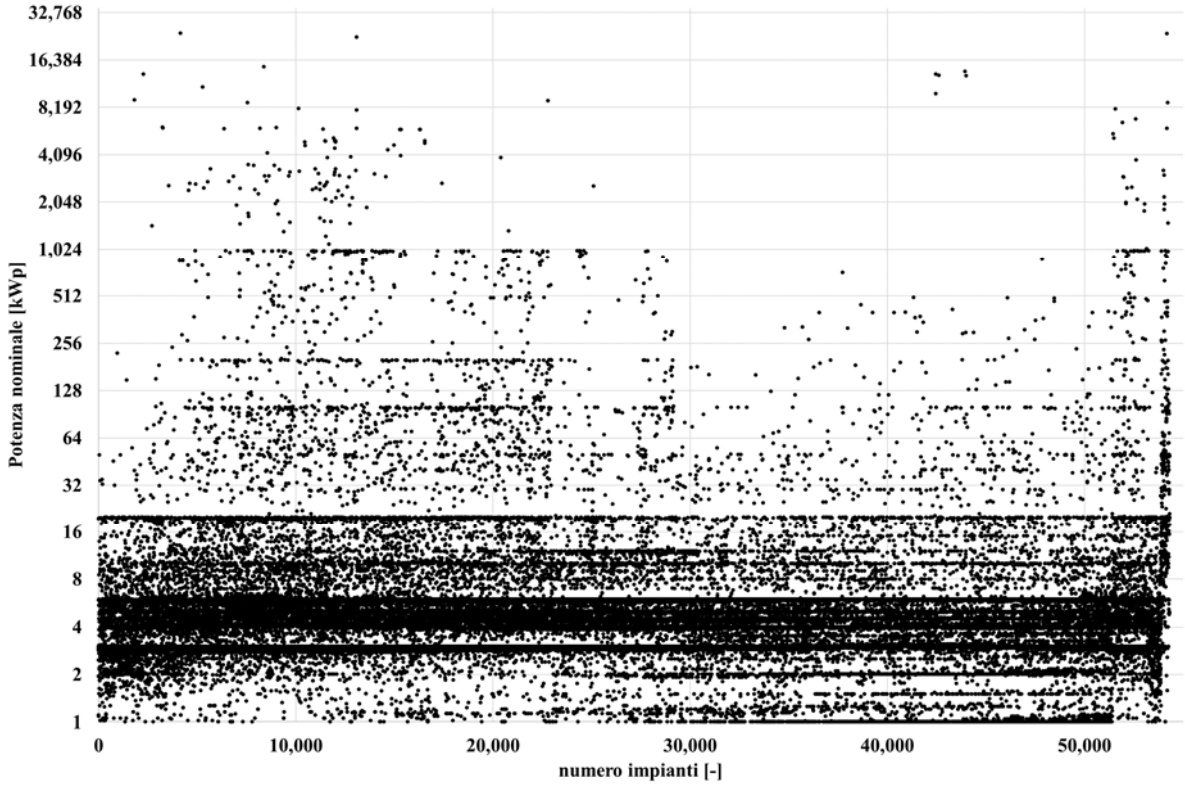

Figura 2.2 –Potenze nominali della popolazione degli impianti

Ci sono molti impianti al di sotto dei 30 kWp a causa del fatto che grazie agli incentivi molti utenti residenziali o industrie hanno installato piccoli-medi impianti fotovoltaici sui tetti degli edifici. Pochi sono invece gli impianti che superano 1 MWp.

L'informazione visivamente più interessante è che gli impianti sono sparsi intorno ai limiti degli intervalli di potenza definiti. Anche questo è conseguenza della politica degli incentivi messa in atto a livello nazionale. Può sembrare strano che esistano impianti con taglie non molto comuni (ad esempio: 0.9 kWp, 3.1 kWp, ecc…); questo è giustificabile dal fatto che gli impianti fotovoltaici sono "modulari" con moduli che vanno fino a circa 350 Wp ciascuno, in base alla tecnologia e azienda costruttrice. Può accadere inoltre che alcuni impianti siano stati costruiti con tecnologia diversa a causa di espansioni successive alla prima messa in opera.

Dal punto di vista pratico e del GSE la definizione di classi di potenza è dunque giustificabile e accettabile, infatti non avrebbe avuto senso imporre dei limiti rigidi di potenza che avrebbero vincolato la fase di progettazione, installazione ed esercizio dell'impianto.

La Figura 2.3 riassume la potenza installata per le varie classi di potenza.

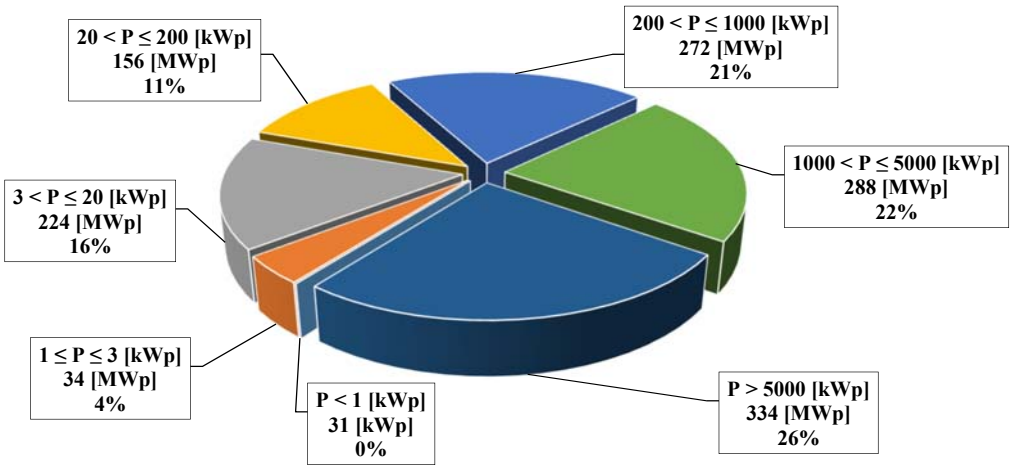

Figura 2.3 – Dati regionali: potenza installata e peso percentuale, per classe di potenza GSE

Si osserva come la maggior parte della potenza è associata a grandi impianti. Circa il 69% degli impianti ha potenza superiore a 200 kWp.

La Figura 2.4 riassume il numero di impianti installati per le varie classi di potenza.

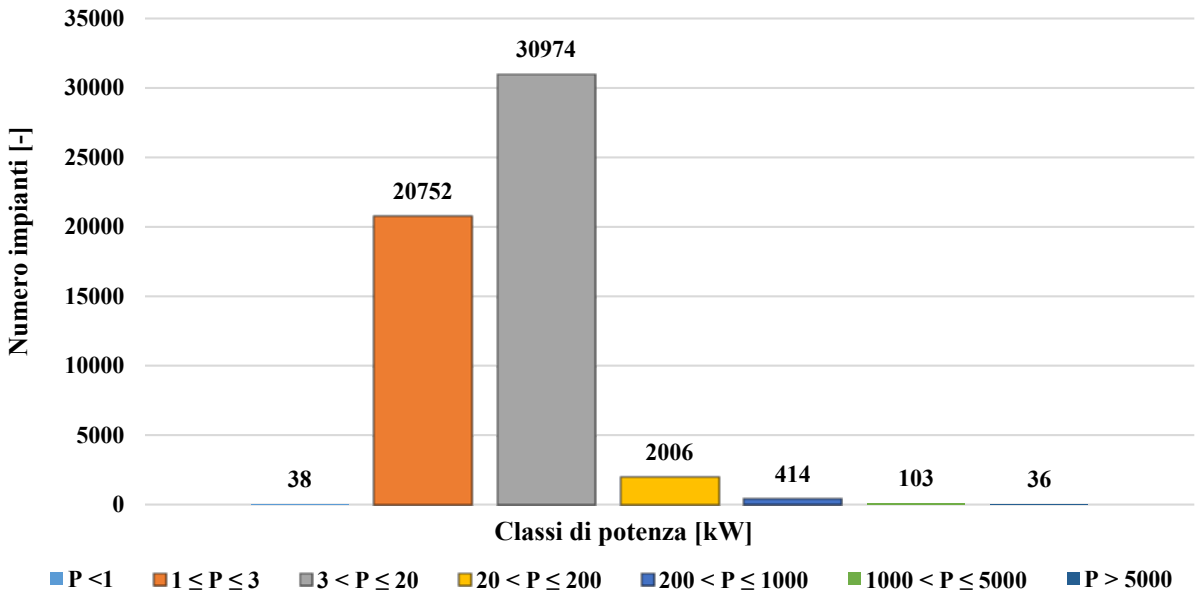

Figura 2.4 – Dati regionali: numero di impianti installati, per classe di potenza GSE

Si nota come, al contrario della potenza installata, si ha prevalenza di piccoli-medi impianti fino ai 200 kWp. Gli impianti fotovoltaici aggregati delle classi più numerose coprono il restante 31% della totale potenza installata.

Ai fini di una analisi più esaustiva si è osservata la classe che comprende gli impianti con P < 1 kWp. Ci sono solo 38 impianti che complessivamente formano una potenza di circa 31 kWp, è dunque irrilevante sulla potenza complessiva. Pertanto, non si considera questa settima classe

aggiuntiva, considerando effettive le sole sei classi del GSE con un totale di 54,285 impianti analizzati.

In Figura 2.5 si può osservare il livello di tensione degli impianti nel punto di connessione alla rete per classe di potenza:

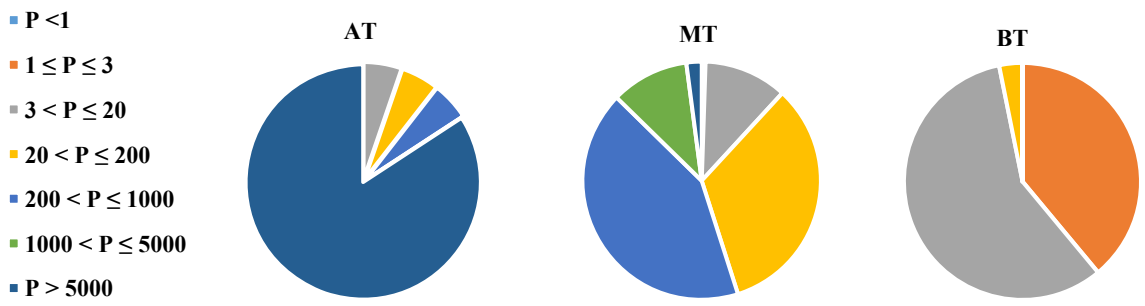

Figura 2.5 – Dati regionali: numero di impianti installati, per classe di potenza GSE e livello di tensione

In Figura 2.6 si può osservare l'evoluzione temporale della potenza installata nella regione.

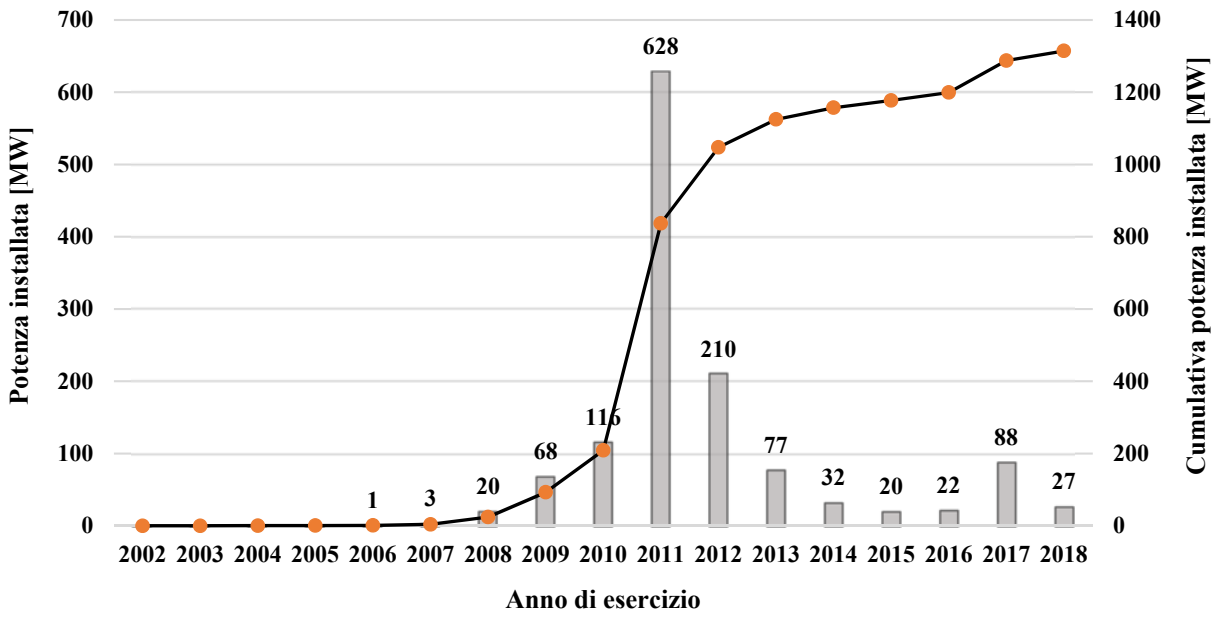

Figura 2.6 – Dati regionali: potenza installata, per anno di esercizio

Si osserva che rispetto ai 20.11 GW installati in Italia al 2018, la regione Lazio contribuisce con circa 1.3 GW, ovvero per circa il 6.5% come riscontrato anche nel *Rapporto statistico 2018* del GSE. Il 2011 è stato l'anno che ha rivoluzionato il settore elettrico in Italia.

Si riportano nelle Figura 2.7 e Figura 2.8, in due grafici, sia il numero di impianti installati che la potenza installata, nella regione Lazio, per ogni classe di potenza definita dal GSE, in funzione della tecnologia costruttiva dei moduli:

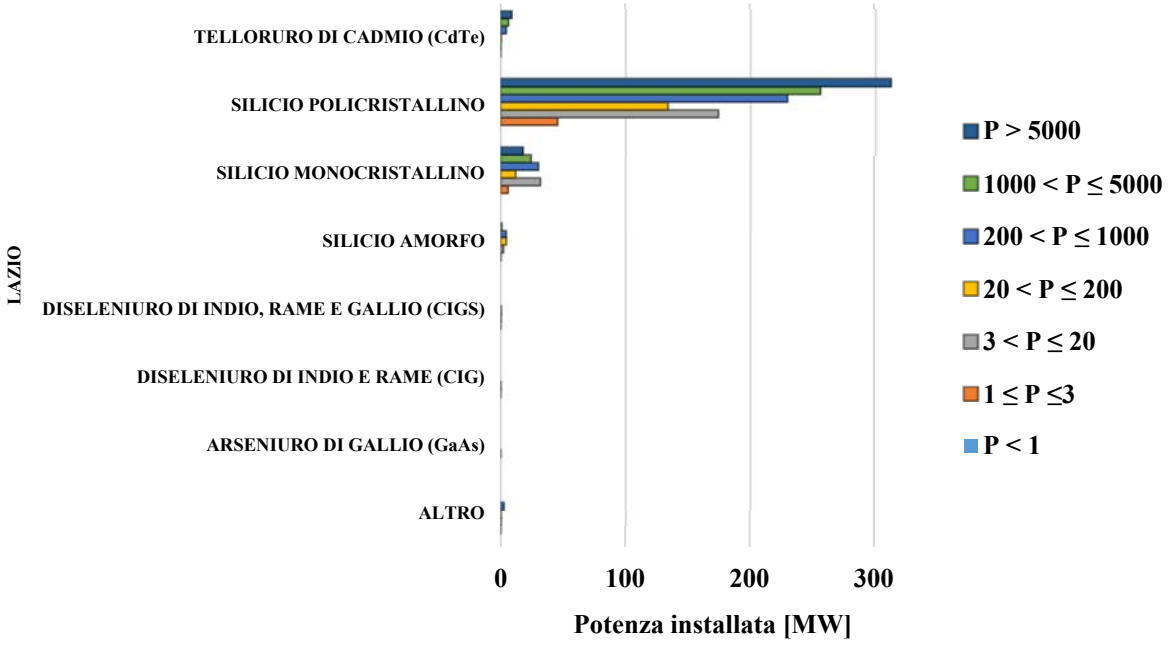

Figura 2.7 – Dati regionali: potenza installata, per classe di potenza GSE e tecnologia dei moduli

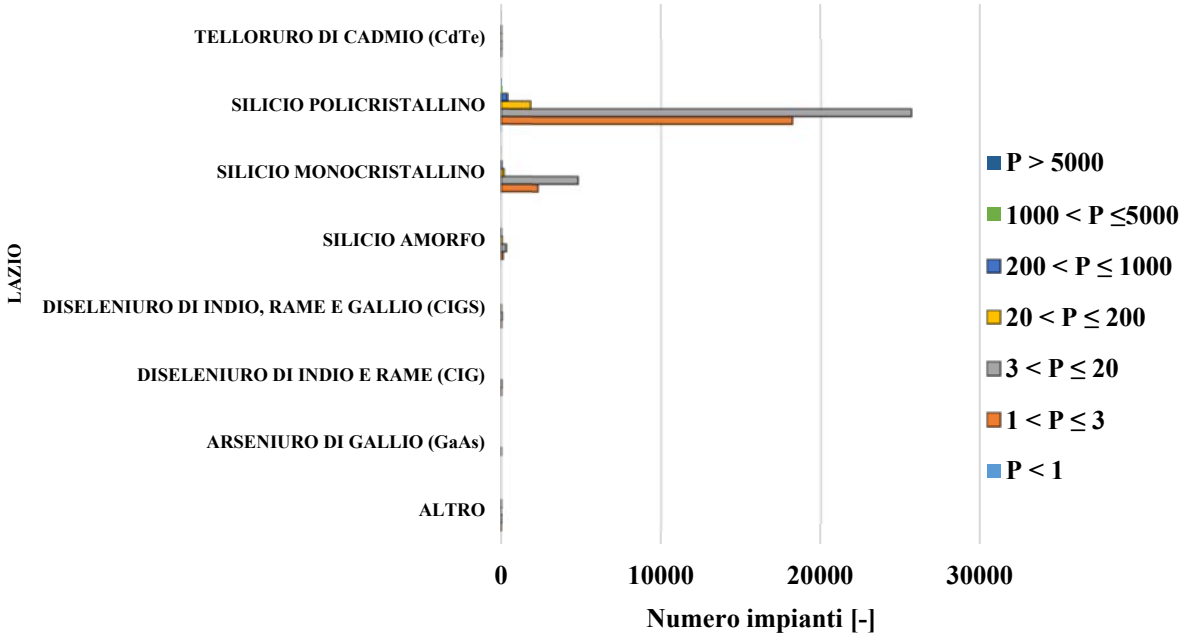

Figura 2.8 – Dati regionali: numero di impianti installati, per classe di potenza GSE e tecnologia dei moduli

Si nota come la tecnologia prevalente è il silicio cristallino, buon compromesso tra efficienza, costo e complessità tecnologica.

2.1.3 Dati provinciali per classi di potenza

Si riporta nella e nella Figura 2.9, la potenza installata nelle varie province del Lazio per ogni classe di potenza definita dal GSE.

Tabella 2.2 – Dati provinciali: potenza installata [kWp], *per classe di potenza GSE* [kWp]

Lazio e province	$1 \leq P \leq 3$	$3 < P \leq 20$	$20 < P \leq 200$	$200 < P \leq 1000$	$1000 < P \leq 5000$	$P > 5000$	Potenza totale [kWp]
FROSINONE	3,576	28,573	22,755	49,397	54,636	12,491	**171,428**
LATINA	7,103	29,196	25,650	51,298	91,794	47,162	**252,204**
RIETI	2,784	10,222	4,071	6,628	2,590	0	**26,294**
ROMA	34,021	112,812	65,990	84,849	76,180	74,412	**448,265**
VITERBO	4,839	29,217	33,885	79,790	62,849	205,695	**416,275**
LAZIO	**52,323**	**210,022**	**152,351**	**271,962**	**288,049**	**339,759**	**1,314,497**

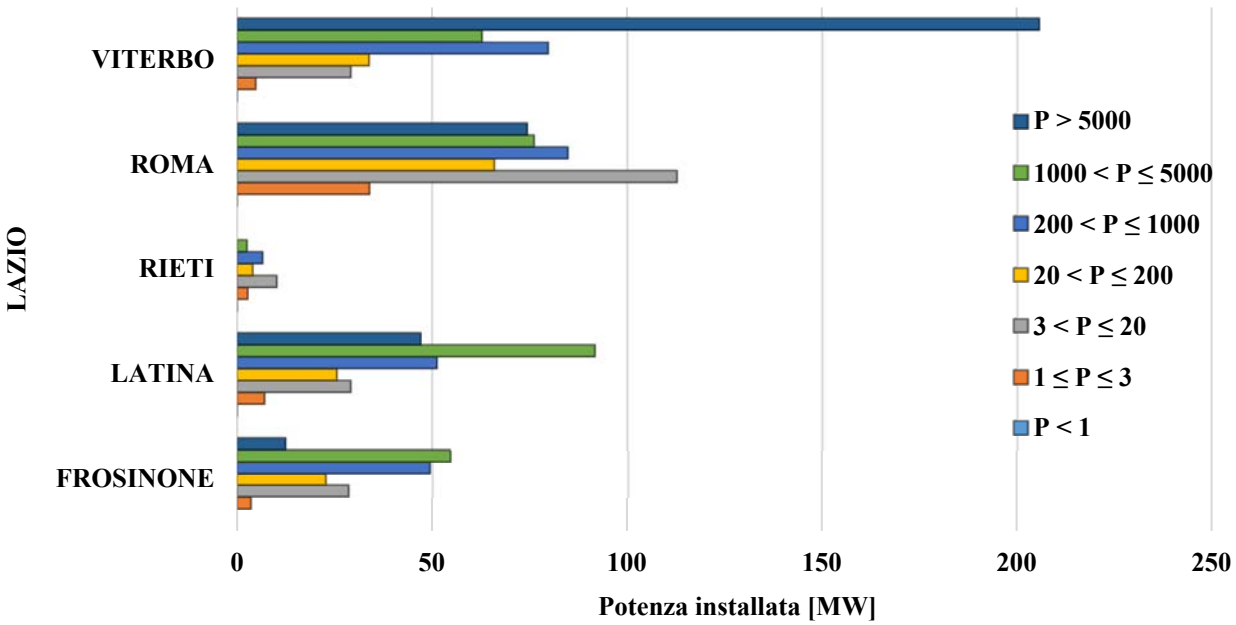

Figura 2.9 – Dati provinciali: potenza installata, per classe di potenza GSE

In termini di potenza installata le province più ricche sono Viterbo e Roma, mentre la più povera è Rieti.

La provincia di Roma in particolare possiede più potenza per gli impianti da $3 < P \leq 20$ kWp mentre quella di Viterbo da $P > 5000$ kWp.

Si riporta nella e nella Figura 2.10, il numero di impianti installati nelle varie province del Lazio per ogni classe di potenza definita dal GSE.

Tabella 2.3 – Dati provinciali: numero impianti installati, per classe di potenza GSE [kWp]

Lazio e province	$1 \leq P \leq 3$	$3 < P \leq 20$	$20 < P \leq 200$	$200 < P \leq 1000$	$1000 < P \leq 5000$	$P > 5000$	Numero impianti totali [-]
FROSINONE	1,280	3,887	273	71	19	2	**5,532**
LATINA	2,868	4,372	325	85	34	6	**7,690**
RIETI	1,185	1,468	68	13	1	0	**2,735**
ROMA	13,493	17,400	892	143	25	7	**31,960**
VITERBO	1,926	3,847	448	102	24	21	**6,368**
LAZIO	**20,752**	**30,974**	**2,006**	**414**	**103**	**36**	**54,285**

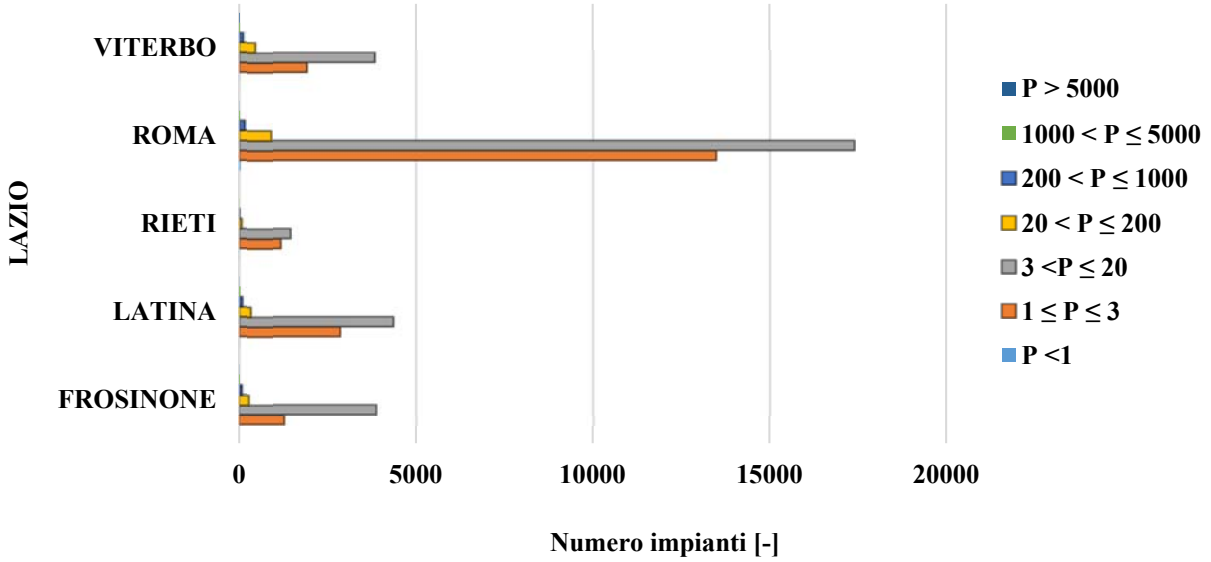

Figura 2.10 – Dati provinciali: numero di impianti installati, per classe di potenza GSE

La provincia con il maggior numero di impianti è Roma, con prevalenza di impianti da $1 \leq P \leq 3$ kWp e $3 < P \leq 20$ kWp. Gli impianti da $P > 5000$ kWp sono invece concentrati nella provincia di Viterbo.

2.2 Ordinamento dei dati di produzione

Questa analisi è fondamentale per avere dei profili di produzione reali da poter confrontare con i profili di produzione previsti costruiti attraverso il modello.

I dati di produzione, relativi all'anno 2018, sono stati forniti da Terna in formato Excel (`.csv`). In particolare si tratta di 12 file, uno per ogni mese.

Per ogni mese, i dati sono organizzati come indicato nella Tabella 2.4.

Tabella 2.4 – Organizzazione dei dati di produzione forniti da Terna

Data e ora	Codice_UP	Energia
00.00	Impianto_1	0
.	.	.
.	.	.
.	.	.
23.00	Impianto_x	0

I dati di produzione di energia sono misurati con cadenza oraria. D'ora in avanti si utilizzeranno indifferentemente le notazioni:

- *energia oraria misurata*: intesa a livello dimensionale come [kWh/h];
- *potenza oraria misurata*: intesa come [kW medi] misurati con cadenza oraria.

Questi dati sono numeri interi, dunque si perde in risoluzione nel rappresentare i profili reali di piccoli impianti.

Si possono confrontare due rappresentazioni per i profili di produzione, come riportato in Figura 2.11

- *profilo reale discretizzato*: è il profilo corrispondente alle misure reali realizzate con cadenza oraria;
- *profilo approssimato*: è il profilo ricavato come approssimazione lineare tra due punti di misura successivi.

Si osserva una giornata abbastanza serena, in particolare il 10 luglio 2018, per un impianto da circa 5 MWp. Si può osservare alle ore 14:00 un abbassamento di produzione provocato probabilmente dal passaggio di nuvole, questo verrà confermato se dal confronto con il profilo di produzione del modello che sfrutta i dati di radiazione.

I 24 punti di misura sono riportati in nero e sono rappresentati in corrispondenza dell'ora riportata sull'asse. L'istante esatto in cui viene effettuata la misura all'interno dell'ora di riferimento non è ben noto, così come lo sono le modalità di rilievo e di trasmissione dei dati. Si ipotizza, in questa rappresentazione, che il dato sia al centro dell'ora di rilievo.

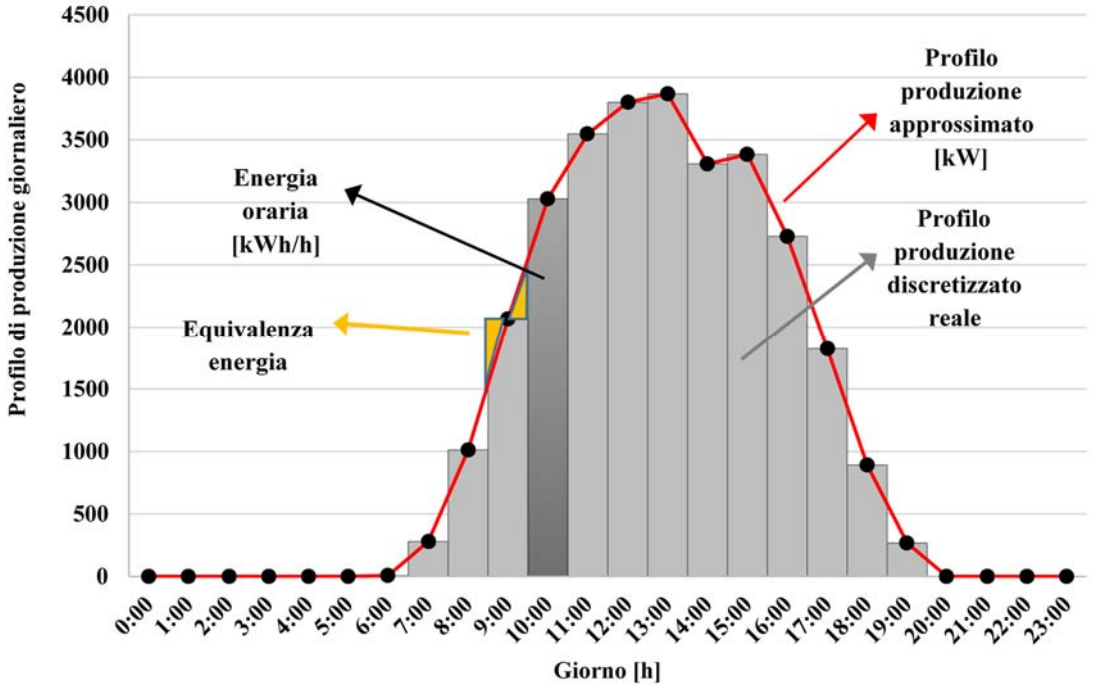

Figura 2.11 – Descrizione del profilo di produzione giornaliero

Si possono fare le seguenti considerazioni:

1. il profilo discretizzato ha una *forma* definita dall'inviluppo di tutti i rettangoli associati ad un'ora di produzione, mentre il profilo approssimato ha una forma più regolare che tende alla forma tipica a campana per una giornata serena;
2. l'*area* di ogni rettangolo è l'energia oraria. Se la misura fosse stata con intervalli temporali inferiori all'ora il profilo discretizzato sarebbe più rappresentativo della realtà;
3. il profilo approssimato con una *interpolazione lineare* tra due punti successivi approssima la reale variabilità casuale della potenza tra due istanti di misura successivi. Questo può essere visto come la linea di tendenza media tra tutti gli infinitesimi valori di potenza contenuti tra due istanti di misura successivi;
4. in questa rappresentazione i due profili si equivalgono in termini energetici. Infatti gli integrali alle due curve, ovvero le aree sottese, si equivalgono. Per ogni ora l'energia oraria è la stessa a causa della *equivalenza* tra le aree evidenziate in giallo.

Il profilo di produzione utilizzato come riferimento per il confronto con quello realizzato con il modello, può essere indifferentemente discretizzato o approssimato in quanto in termini energetici non fa alcuna differenza. Suddividendo l'ora in due mezzore, la potenza reale nella prima mezzora

del profilo discretizzato è sovrastimata rispetto a quella approssimata, viceversa per la seconda mezzora.

I grafici verranno realizzati in modo approssimato ai fini di rappresentare la realtà fisica continua, con la consapevolezza che la realtà misurata è discretizzata, qualunque sia il passo temporale di misura.

I punti che definiscono il grafico sono dunque valori di energia oraria mentre il profilo approssimato è un profilo di potenza istantaneo. Si preferisce conservare la notazione di energia oraria anche per i profili approssimati, in modo da evidenziare che si tratta di una realtà misurata o simulata discretizzata con "passo orario".

Il profilo reale del modello proposto sarà discretizzato e dipenderà esclusivamente dalla risoluzione temporale dei dati in ingresso al modello. Il profilo approssimato potrà essere ottenuto per interpolazione lineare tra i punti.

2.2.1 Ordinamento dei dati di produzione mensili

I dati di produzione organizzati come in Tabella 2.4 sono stati trasformati in formato Matlab, conservando la stessa struttura organizzativa, per semplificare le successive elaborazioni.

Il numero di impianti, definiti con "x", può essere variabile da un mese ad un altro in quanto non si è certi se i dati di produzione mensili fanno riferimento sempre agli stessi impianti. Questo porta a voler capire quanti e quali impianti sono comuni ad ogni mese dell'anno, ovvero hanno dati di energia oraria per tutti e 12 i mesi.

Si decide dunque di ordinare i dati di ogni mese in modo da avere, per ogni mese:

- `lista_ID_impianti`: rappresenta la lista di impianti (x) aventi dati di produzione nel mese;
- `matrice_ordinata`: è una matrice mensile di energia oraria che contiene (x) righe e (j) colonne quante sono le ore del mese.

Questo ordinamento è stato realizzato con lo script Matlab `trasposizione_dati.m`. Il diagramma di flusso (flowchart) che riassume i passi realizzati per questa operazione è riportato in Figura 2.12.

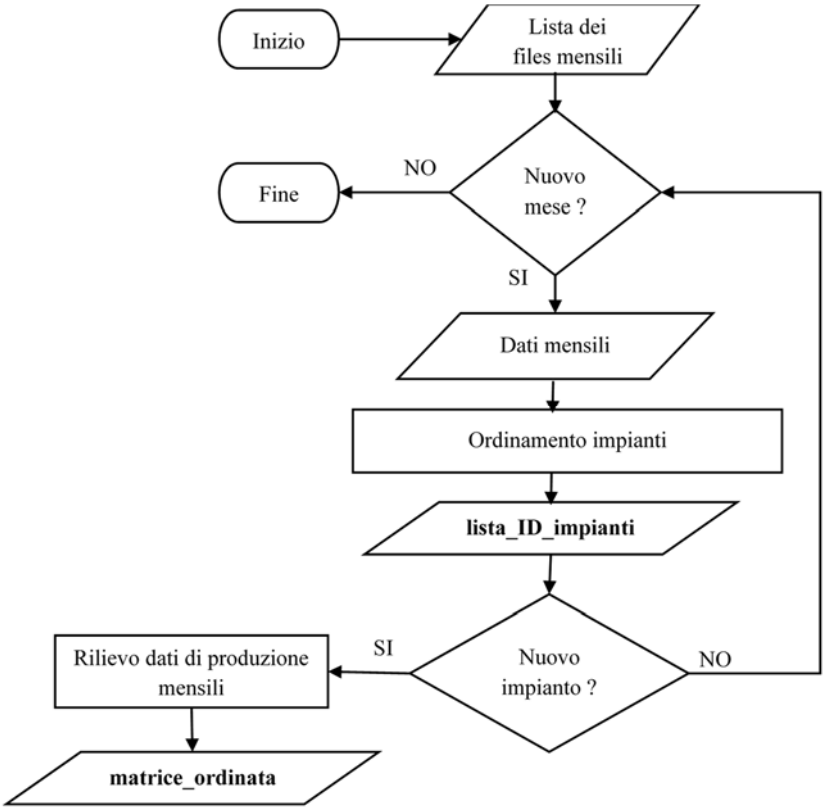

Figura 2.12 – Flowchart dello script: ordinamento dei dati di produzione dei 12 mesi dell'anno

In questo modo si ottengono 12 matrici e 12 liste in 24 files differenti, contenenti i dati di produzione oraria e gli identificativi degli impianti.

2.2.2 Creazione della matrice di produzione annuale

Successivamente occorre creare un'unica matrice di produzione annuale, costruita a partire dalle matrici mensili di produzione ordinate che derivano dallo script appena analizzato. Si vuole che la matrice risultante abbia come righe il numero di impianti "y" con la produzione di 12 mesi completi. Si definisce la lista di questi impianti come:

- `Lista_ID_impianti_comuni`: è la lista che contiene solo gli impianti con dati di produzione completi per tutto l'anno.

Questo viene realizzato attraverso operazioni di intersezione tra le 12 liste precedentemente ottenute. Si sono inoltre dedotte, attraverso operazioni insiemistiche di unione e differenza:

- `Lista_ID_impianti_totali`: è la lista di tutti gli impianti con dati di produzione forniti, anche con mesi mancanti;
- `Lista_ID_impianti_non_comuni`: è la lista degli impianti con dati non noti per almeno un mese all'anno. Se si fa per ogni mese la differenza tra la `lista_ID_impianti` e la `Lista_ID_impianti_comuni`, si ha l'informazione di posizione degli impianti presenti in quel mese ma non in altri. In questo modo si eliminano, per ogni mese, i dati di produzione corrispondenti, ottenendo complessivamente 12 matrici di produzione mensili definite come:
- `matrice_produzione`: è una matrice mensile di energia oraria che contiene (y) righe degli impianti comuni e (j) colonne quante sono le ore del mese.

In questo modo si possono raggruppare le 12 `matrici_produzione` in un'unica:

- `Matrice_produzione_annuale`: è la matrice che contiene (y) righe degli impianti comuni e 8759 colonne corrispondenti alle ore annue. Ogni elemento è l'energia oraria prodotta dall'impianto (y) all'ora (j). Si sono corrette le ore annue a 8760 concatenando una riga di zeri.

Queste procedure di ordinamento sono state realizzate con lo script `Creazione_matrice_produzione_annuale.m` riassunte nel diagramma di flusso riportato in Figura 2.13.

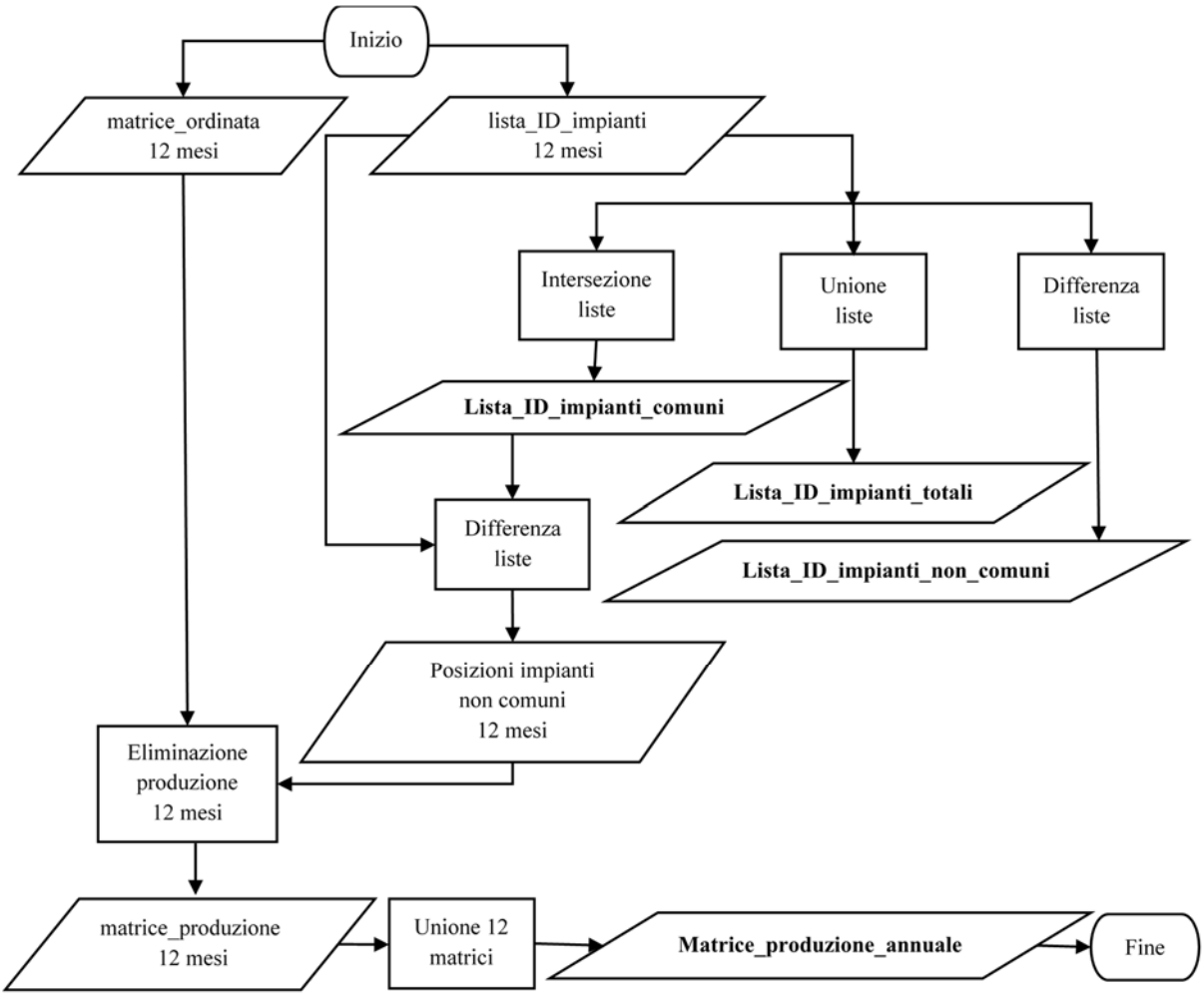

Figura 2.13 – Flowchart dello script: creazione della matrice annuale di produzione

Complessivamente si hanno a disposizione per l'anno 2018:

- 9,311 impianti con produzione fornita da Terna per tutta la regione Lazio;
- 9,096 impianti comuni, aventi dati di produzione per tutti i mesi dell'anno;
- 215 impianti non comuni, aventi almeno un mese con dati di produzione mancanti.

2.3 Filtraggio dei dati di produzione

Ai fini della realizzazione del modello previsionale per la produzione da fotovoltaico è necessario avere dati di produzione significativi, i quali devono:

- avere i dati dell'anagrafica completi;
- essere privi di errori di misura grossolani e sistematici che provocano forte inaccuratezza; gli errori accidentali sono tollerati in quanto si assume che le misure accettabili abbiano un buon grado di precisione;
- essere compatibili con la producibilità tipica del territorio;
- essere coerenti con le caratteristiche di installazione e funzionamento di un impianto convenzionalmente accettato ai fini del suo utilizzo nel modello. Infatti può capitare che un impianto con dati di produzione accettabili sia installato con diversi angoli di tilt, ad esempio a causa di installazione su diverse falde di un tetto, oppure abbia degli evidenti ostacoli.

Si è resa necessaria una procedura di "filtraggio" dei dati di produzione articolata in più fasi, definite come "filtri", riepilogate e descritte nella Tabella 2.5.

Tabella 2.5 – Filtraggio restrittivo dei dati di produzione

Filtro applicato	Descrizione verifica	Impianti rimossi	Impianti rimanenti
Filtro 1	Presenza in anagrafica	0	9,096
Filtro 2	Assenza produzione notturna 23:00 – 04:00	2,188	6,908
Filtro 3	Produzione ogni giorno dell'anno	6,808	100
Filtro 4	Produzione specifica 1000 < (kWh/anno)/kWp <1700	14	86
Filtro 5	Potenza specifica massima (kWh/h)/kWp ≤ 1	1	85
Impianti rimanenti "filtrati"			**85**

Il numero di filtri è frutto di un'operazione iniziale di esplorazione casuale dei dati, successivamente perfezionata.

I filtri riassunti nella Tabella 2.5 sono i più "restrittivi", nel senso che i vincoli di verifica imposti sono quelli che eliminano il maggior numero di impianti. Questo è stato fatto per avere un primo ordine di grandezza su quanti impianti sono effettivamente utilizzabili nel modello.

L'intera procedura di filtraggio è stata realizzata su Matlab attraverso lo script `Filtraggio_e_Classificazione.m`, riassunto nella Figura 2.14.

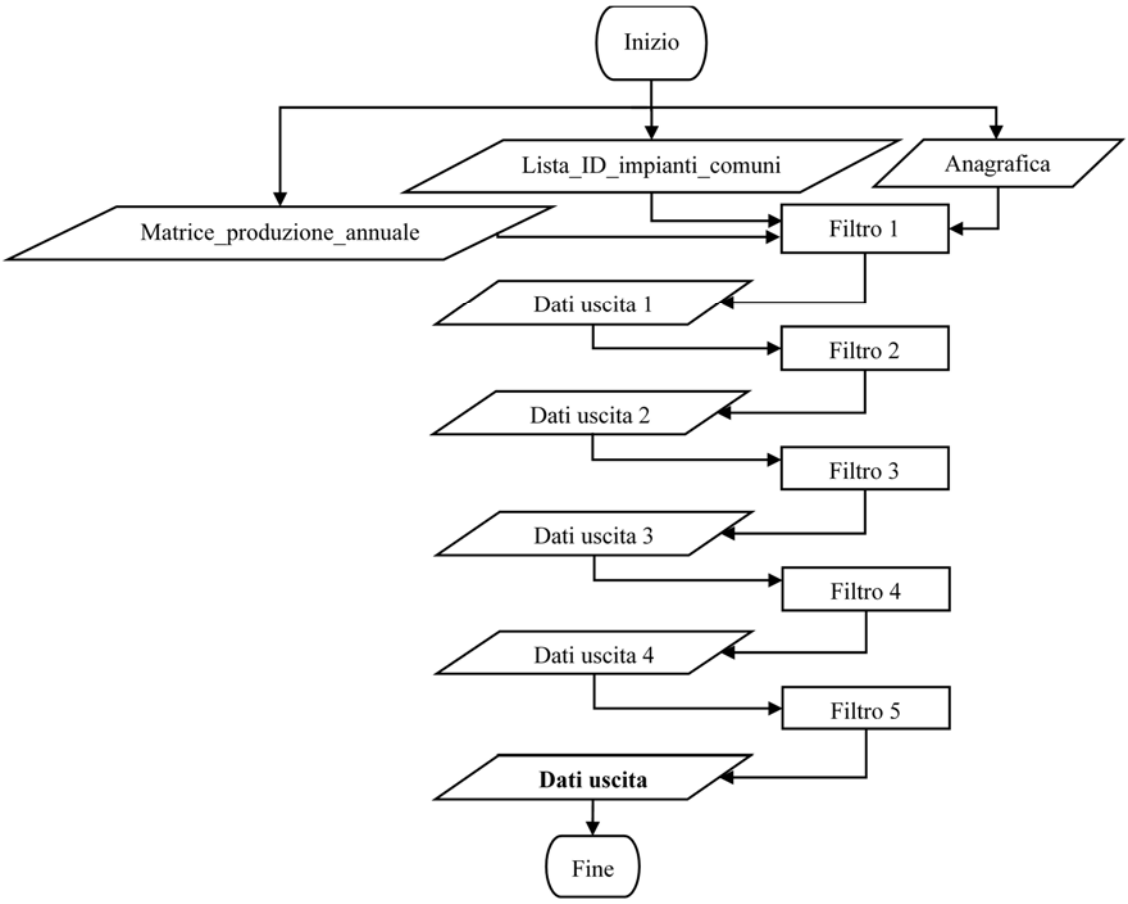

Figura 2.14 – Flowchart dello script: creazione della matrice annuale di produzione filtrata

Per ogni filtro vengono eliminati un certo numero di impianti che non rispettano il criterio o vincolo di verifica imposto.

Al termine di ogni verifica per una data sezione di filtro si salvano vari "dati di uscita" in diverse variabili, sia per essere utilizzati che per tener traccia di eventuali errori o anomalie. I principali dati che si riportano sono:

- `Dati_annuali`: è una tabella con il numero di righe pari agli impianti rimanenti e i dati sulle colonne (dati principali anagrafica tra cui la potenza nominale ed i Codici UP, energia annua prodotta, produzione specifica);

- `Matrice_produzione_annuale`: privata delle righe corrispondenti agli impianti eliminati;
- `Numero_ impianti_eliminati e rimanenti`.

La matrice finale con dati filtrati è definita `Matrice_produzione_annuale_filtrata`. Nei paragrafi successivi si analizza ogni sezione di filtro e si presentano degli esempi di impianti eliminati.

2.3.1 Filtro 1: presenza in anagrafica

Viene verificata la presenza degli impianti comuni all'interno del database con dati anagrafici completi. Se uno dei 9,096 impianti non è presente all'interno dell'anagrafica viene eliminato. Infatti se non si conoscono i dati degli impianti non si possono condurre analisi sulla produzione.

In questa analisi non risultano impianti comuni con assenza di dati.

2.3.2 Filtro 2: assenza di produzione notturna

Nella procedura preliminare di analisi si è verificata la presenza, fisicamente impossibile, di produzione notturna degli impianti. Questo può essere dovuto ad errori e malfunzionamenti dei sistemi e processi di misura, trasmissione e immagazzinamento dei dati rilevati o ricostruiti dall'ente distributore.

Si potrebbe pensare che questo sia possibile in presenza di sistemi di accumulo sugli impianti, ma nelle nostre analisi escludiamo totalmente la loro presenza, in quanto l'analisi sarebbe complessa e fuori luogo rispetto alle attuali esigenze.

Il calcolo dell'entità di produzione notturna annuale è basato sulle sei ore centrali della notte: (23.00 ÷ 04.00). La scelta è avvenuta considerando un certo margine di sicurezza rispetto alla prima alba e l'ultimo tramonto per Roma. È comunque possibile estendere il calcolo alle ore comprese nell'intervallo (22.00 ÷ 05.00) in quanto anche in presenza di bassissima radiazione gli impianti non producono. Quest'ultima scelta verifica automaticamente la produzione notturna se è rilevata nel primo caso, per cui si è scelto il primo intervallo descritto.

Il calcolo è la somma degli elementi corrispondenti all'intervallo notturno considerato nella matrice di produzione annuale in uscita dal primo passo di filtraggio.

Un esempio di impianto da 200 kWp eliminato per produzione notturna è riportato in Figura 2.15.

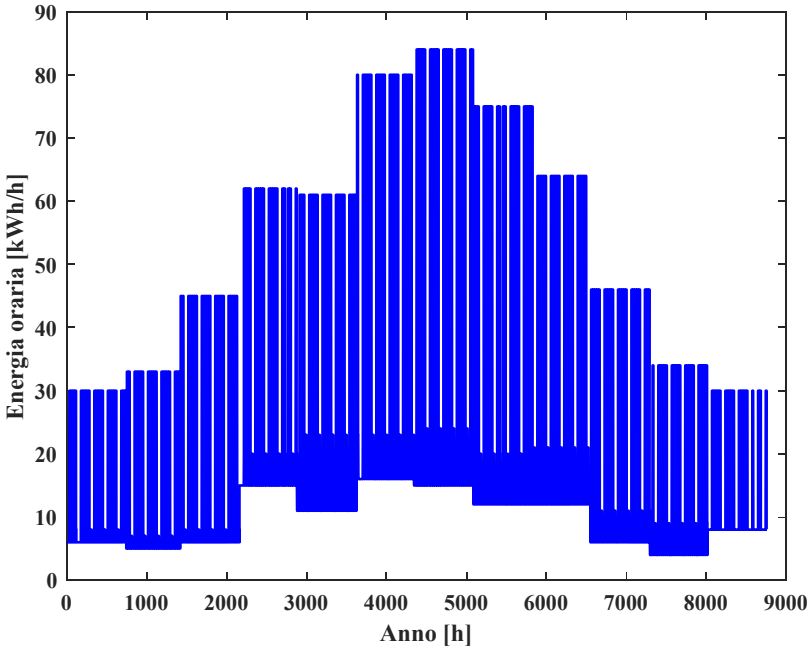

Figura 2.15 – Esempio di impianto da 200 kWp eliminato per produzione notturna annua

Si possono fare tre considerazioni sul profilo ottenuto:

- il *picco massimo* di produzione di energia oraria è al di sotto dei 90 kW, circa metà della potenza nominale;
- si osserva un *offset* importante della produzione dovuto proprio alla produzione notturna;
- nonostante l'impianto abbia un profilo altamente irrealistico, la *produzione specifica annua* di questo impianto si attesta intorno ai 1000 kWh/kWp, che è un risultato abbastanza plausibile.

Il problema della produzione notturna è stato riscontrato, in modo più o meno evidente, su 2,188 impianti ovvero il circa il 24% degli impianti presenti nella matrice annuale.

Tuttavia, avendo realizzato un filtraggio restrittivo vengono eliminati impianti che producono una qualsiasi percentuale di produzione annua di notte. Ciò significa che se ad esempio si ha un impianto che ha una produzione adeguata nell'anno ma viene rilevato anche solo 1 kWh di notte, viene comunque eliminato. Questo è un aspetto che può essere rivalutato in seguito.

Esplorando, di un altro impianto da 18 kWp, solo il mese di luglio, si osserva il profilo di Figura 2.16.

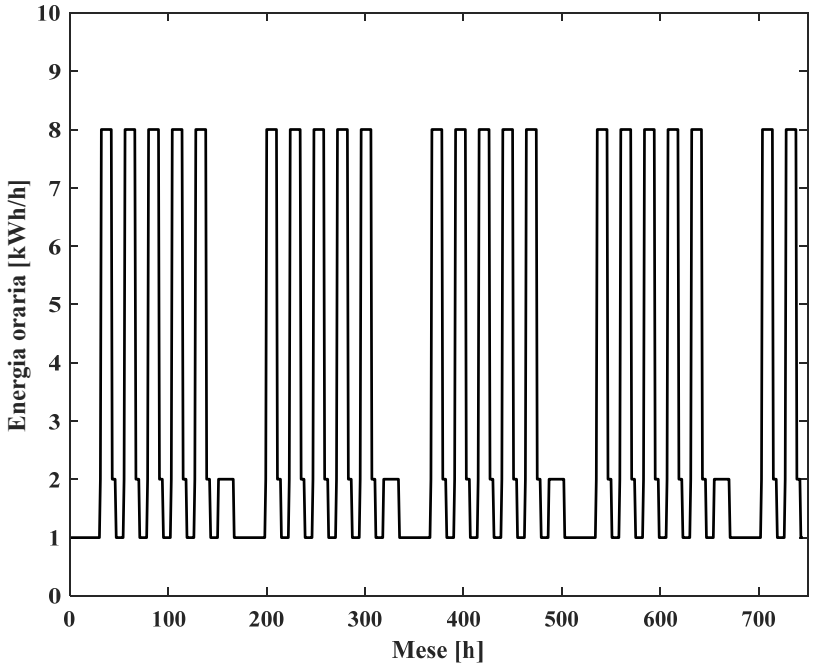

Figura 2.16 – Esempio di impianto da 18 kWp eliminato per produzione notturna nel mese di luglio

Si osserva come la forma del profilo è squadrata e irrealistica, con un picco di produzione circa alla metà della potenza nominale. Ogni giorno è presente un profilo quasi rettangolare e con un offset. Questo impianto ha anch'esso nell'anno una produzione specifica di circa 1000 kWh/kWp.

2.3.3 Filtro 3: produzione ogni giorno dell'anno

Avere un profilo reale completo è utile come riferimento per il confronto con il profilo realizzato con il modello. Se in uno o più giorni di produzione risulta produzione nulla, non c'è possibilità di confronto per quel giorno e complessivamente la validazione del modello può risultare alterata.

Con l'obiettivo di avere un profilo di riferimento il più completo possibile, in questo filtraggio restrittivo, si pone il limite accettabile sui giorni annui di non produzione pari a zero. Questo significa che un impianto viene eliminato se ha produzione nulla per ventiquattro ore consecutive.

Viene dunque accettata implicitamente la non produzione per qualche ora di un giorno. Questa è un'ipotesi accettabile in questa fase di filtraggio iniziale. L'eliminazione di impianti che non producono anche per qualche ora del giorno sarebbe davvero troppo restrittivo.

Con questo criterio vengono eliminati 6,808 impianti, rispetto la fase precedente di filtraggio. È la fase di filtraggio che elimina ben il 74.85% degli impianti presenti nella matrice annuale.

La causa della mancanza di dati è quasi certamente imputabile a errori e malfunzionamenti dei sistemi e processi di misura, trasmissione e immagazzinamento dei dati rilevati, vista l'elevata affidabilità operativa dei sistemi di produzione, conversione e protezione statici.

Tuttavia ci possono essere casi di guasti, periodi di ordinaria e straordinaria manutenzione che possono provocare lunghi periodi di disservizio sugli impianti. È stata condotta anche una analisi su quanti giorni massimi consecutivi di non produzione ci sono per tutti gli impianti eliminati, può risultare utile per considerazioni successive.

Un esempio di un profilo con 241 giorni di non produzione per un impianto da 443 kWp, è riportato in Figura 2.17:

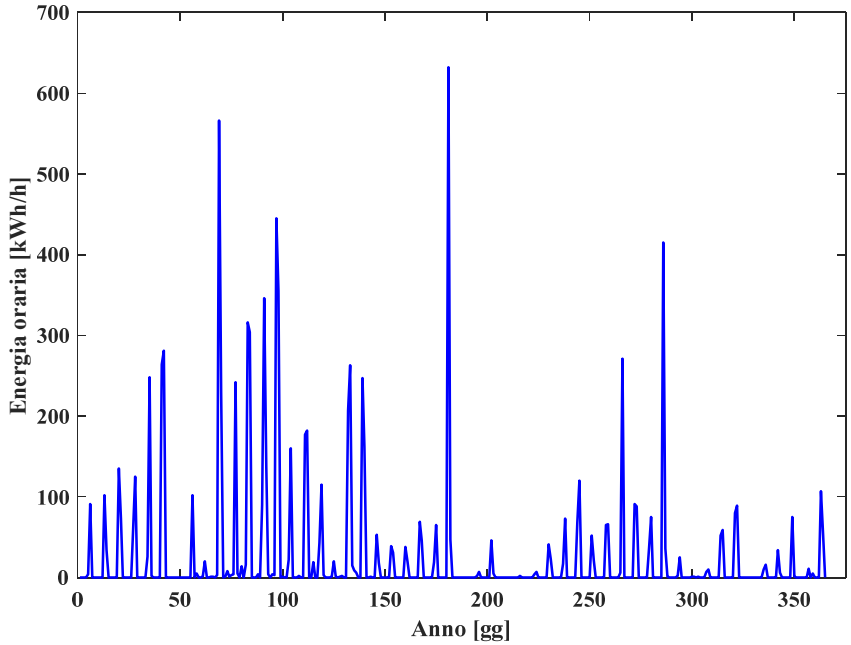

Figura 2.17 – Esempio di impianto da 443 kWp eliminato per mancata produzione di 241 giorni

Oltre ad avere giorni mancanti di non produzione ci sono anche delle anomalie di produzione sia come picco massimo raggiunto, nettamente oltre la potenza nominale, che come valori di produzione minimi, anche nel periodo estivo.

2.3.4 Filtro 4: produzione specifica annua

Ogni territorio ha generalmente una propria producibilità annua in termini di energia prodotta da un impianto fotovoltaico con riferimento ad 1 kWp installato, come si può osservare in Figura 2.18 per l'Italia.

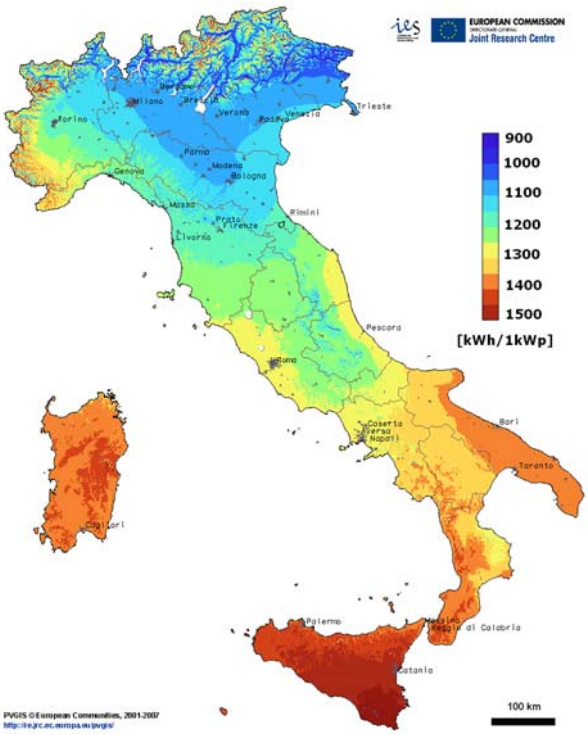

Figura 2.18 – Produzione specifica annua tipica del territorio italiano [27]

Con produzione specifica si intende il rapporto tra l'energia annua prodotta dall'impianto e la potenza nominale dell'impianto. Il risultato del rapporto è una informazione utile, in quanto rappresenta anche il numero di *ore equivalenti annue* per cui un impianto produrrebbe alla sua potenza nominale. La potenza nominale di un impianto fotovoltaico è definita sulla base della potenza in uscita dal modulo nelle condizioni *Standard test conditions* (STC) [28], ovvero misurata con:

- irradianza sul modulo pari a 1000 W/m^2;
- temperatura di cella pari a 25 °C;
- massa d'aria (AM) pari a 1.5.

Questo significa che la potenza in uscita dal modulo varia a seconda delle condizioni meteorologiche. Condizioni favorevoli di temperatura e irradianza possono aumentare la potenza prodotta rispetto a quella nominale. Tuttavia queste condizioni sono molto rare ed i moduli producono per la maggior parte della giornata una potenza media inferiore alla nominale.

Si deve dunque verificare che la produzione specifica degli impianti sia entro un intervallo accettabile, coerentemente alle caratteristiche territoriali. In questo filtro si è impostato il limite inferiore a 1000 kWh/kWp e quello superiore a 1700 kWh/kWp.

Se un impianto rientra nell'intervallo di produzione specifica significa che è stato installato correttamente e le tecnologie costruttive dell'intero impianto sono adeguate. Ciò non vale se viene oltrepassato di troppo il limite inferiore. Il superamento eccessivo del limite superiore è sintomo di errori di rilievo molto frequenti o eccessivi.

Con questa fase di filtraggio vengono eliminati, rispetto alla fase precedente, solamente 14 impianti.

Un grafico che riassume la produzione specifica degli impianti eliminati in riferimento alla potenza nominale è riportato in Figura 2.19.

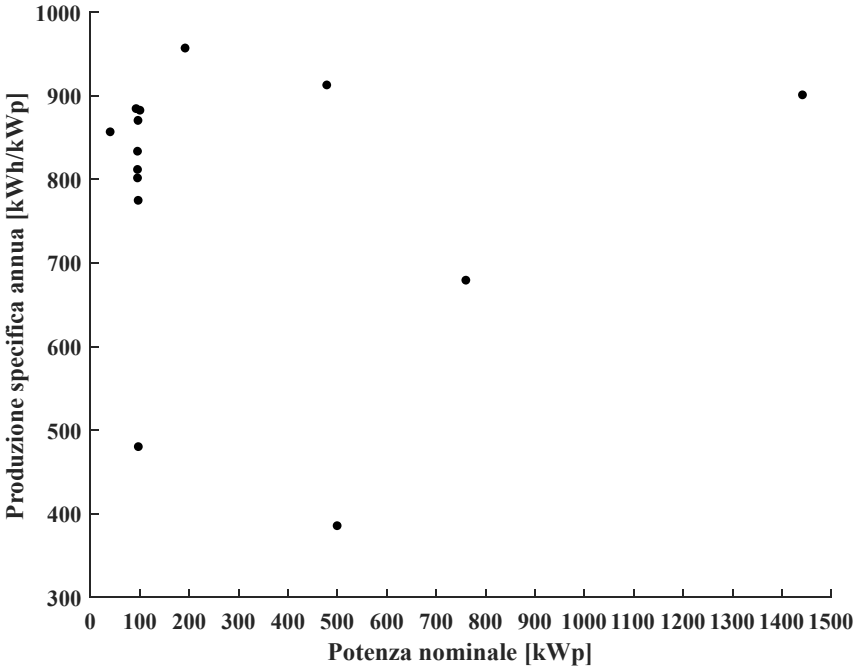

Figura 2.19 – Produzioni specifiche annue dei 14 impianti eliminati dal Filtro 4

Si osserva come la maggior parte degli impianti eliminati ha taglia inferiore ai 200 kWp e la produzione è mediamente superiore ai 700 kWh/kWp. Non sono stati eliminati impianti per produzione specifica oltre il limite, si intuisce che sono stati eliminati precedentemente per altri motivi.

Realizzando lo stesso grafico per gli impianti eliminati a seguito della produzione notturna, si ottiene quanto riportato in Figura 2.20.

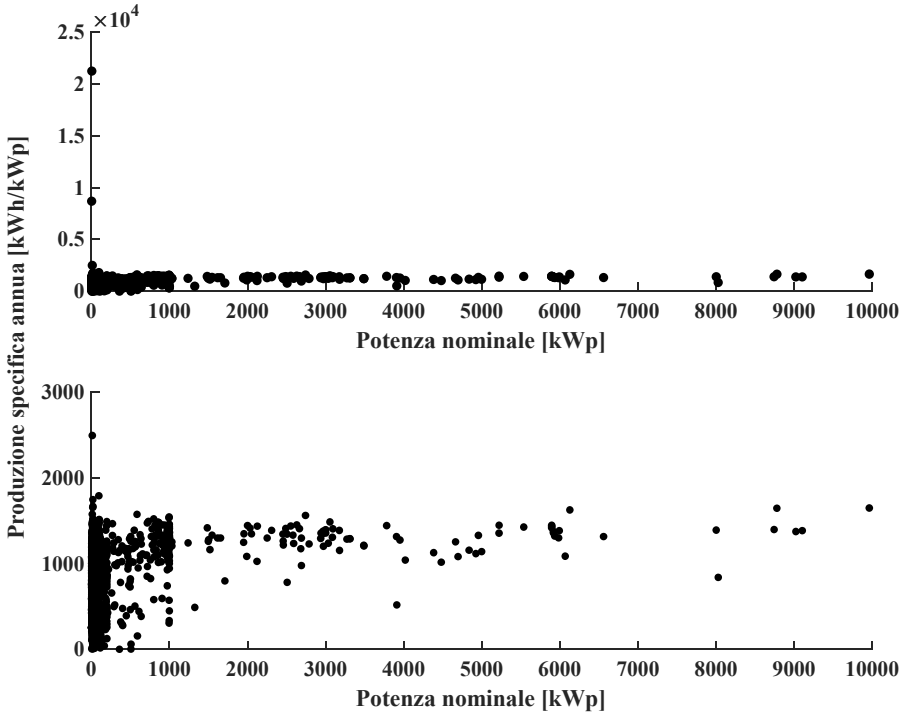

Figura 2.20 – Produzioni specifiche annue dei 2,188 impianti eliminati per produzione notturna

Osservando il grafico superiore si nota come solo due impianti con produzione notturna, di piccola taglia, producono eccessivamente rispetto al criterio fissato dal Filtro 4 e sarebbero stati comunque eliminati. Dal grafico inferiore di dettaglio si riscontra che circa la metà degli impianti eliminati per produzione notturna sarebbero stati invece accettati dal criterio di verifica sulla produzione specifica.

Realizzando lo stesso grafico per gli impianti eliminati a seguito della non produzione per almeno un giorno all'anno, si ottiene la situazione indicata in Figura 2.21.

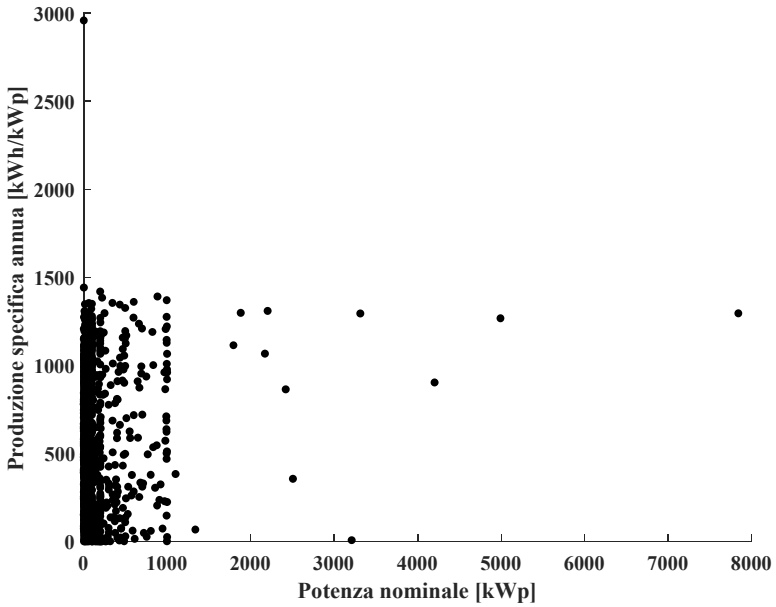

Figura 2.21 – Produzioni specifiche annue dei 6,808 impianti eliminati per giorni di non produzione

Si osserva che solo un impianto con taglia 1.96 kWp, pur avendo 159 giorni di non produzione, ha una produzione specifica tre volte superiore al limite inferiore di produzione specifica. Circa un terzo degli impianti eliminati rientrerebbero nei limiti di potenza specifica, mentre si osserva che ci sono molti impianti che hanno produzione nulla.

2.3.5 Filtro 5: potenza specifica massima

Se si realizza il grafico delle cumulative, inteso come la somma dei valori ordinati, delle potenze orarie o energie orarie rispetto alla potenza nominale, si ottiene il risultato riportato in Figura 2.22.

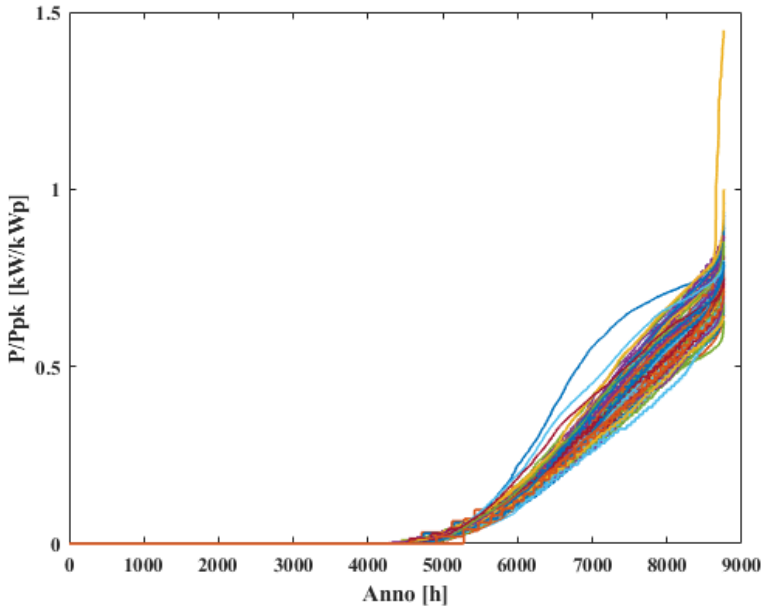

Figura 2.22 – Potenze specifiche cumulate degli 86 impianti rimanenti a termine del Filtro 4

Si osserva che un impianto supera il limite massimo unitario associato alla potenza coincidente con la potenza nominale. L'ideale sarebbe avere degli impianti rimanenti confrontabili in termini di prestazioni. Il fatto che un impianto possa produrre più della propria capacità nominale è fisicamente possibile, è sufficiente avere condizioni migliori rispetto le condizioni STC, ovvero temperatura inferiore a 25 °C e irradianza superiore a 1000 W/m^2, condizioni abbastanza rare.

Si eliminano dunque gli impianti che superano la potenza specifica massima annuale pari all'unità.

In questa fase si elimina solo un impianto, si ottengono così solo 85 impianti con dati significativi a termine del filtraggio restrittivo imposto, aventi le curve cumulative riportate in Figura 2.23.

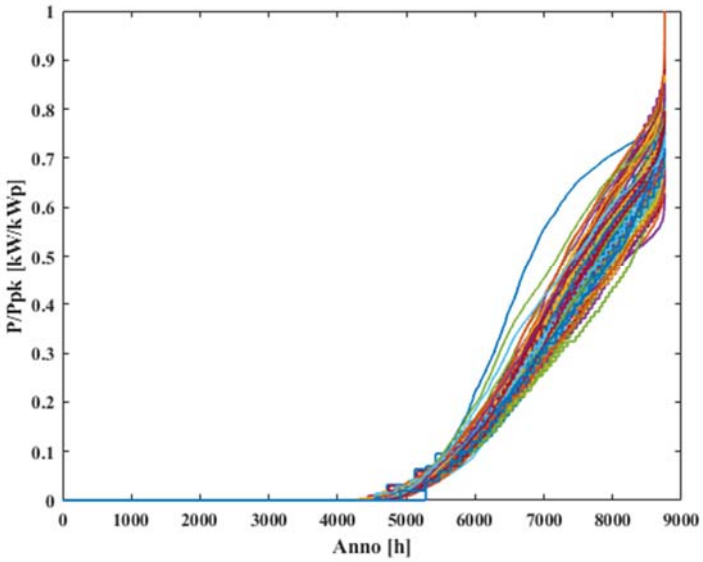

Figura 2.23 – Potenze specifiche cumulate degli 85 impianti rimanenti a fine filtraggio

L'area sottesa ad ogni curva associata ad un impianto rappresenta la produzione specifica. La curva blu con una più evidente curvatura è quella con maggiore energia specifica, poco inferiore al limite superiore di 1700 kW/kWp.

Se si osservano le cumulative degli impianti con potenza nominale minima e massima tra gli impianti rimanenti, definiti "filtrati", si ottengono le curve riportate nella Figura 2.24.

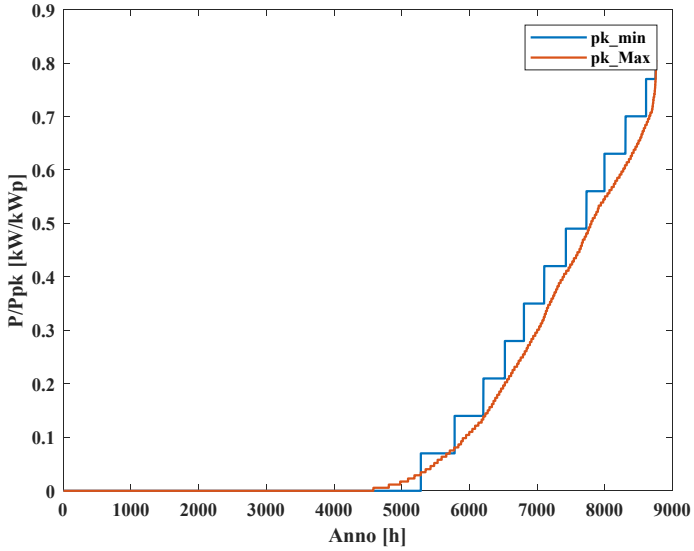

Figura 2.24 – Potenze specifiche cumulate degli impianti filtrati con potenze nominali minima e massima

L'impianto con potenza nominale minima pari a 14.28 kWp ha un andamento maggiormente discretizzato rispetto all'impianto con potenza nominale minima pari a 6.9 MWp. Questo significa che gli impianti di piccola taglia sono rappresentati con una risoluzione peggiore, a causa del fatto che i valori di energia oraria a disposizione sono valori interi.

2.3.6 Considerazioni sulla scarsità dei dati di produzione forniti

In Tabella 2.6 si riassumono i passaggi di analisi sui dati forniti da Terna, per l'anno 2018 per la regione Lazio.

Tabella 2.6 – Scarsità dei dati di produzione significativi rispetto ai dati dell'anagrafica

Dati noti	Descrizione dati	Impianti
Anagrafica	Database fornito	54,323
Produzioni mensili	Ordinamento in 12 tabelle di produzione mensili	9,311
Produzione annuale	Creazione di un'unica matrice: unione 12 tabelle con produzione nota per tutti i mesi	9,096
Anagrafica/Produzione annuale	Filtraggio restrittivo	85

Al termine della fase di ordinamento dei dati, la matrice annuale contiene solo il 16% circa della popolazione.

Al termine del filtraggio rimangono solamente 85 impianti con dati significativi, cioè solo lo 0.94% degli impianti della matrice annuale.

Questi risultati ottenuti al termine delle analisi precedenti possono essere modificati, se si considera che ai fini dell'utilizzo nel modello:

- si potrebbero analizzare anche i 215 impianti non comuni eliminati nella fase di creazione della matrice annuale, accettando impianti che non hanno dati di produzione disponibili per alcuni mesi;
- si potrebbero rilassare alcuni vincoli restrittivi e/o recuperare con altri criteri alcuni impianti eliminati;
- si potrebbe riscontrare che tra gli impianti complessivamente accettabili ce ne siano alcuni con errori installativi che rendono difficile e non corretta l'analisi del modello, riducendo dunque l'insieme definitivo su cui applicarlo e validarlo.

La scarsità dei dati disponibili è:

- *quantitativa*: conseguenza dei pochi dati di produzione forniti da Terna. Sicuramente la richiesta di ulteriori dati, in compatibilità con i vincoli di privacy aziendale, sarebbe opportuna, quantomeno in un secondo momento;
- *qualitativa*: conseguenza dei grossi problemi riscontrati nel filtraggio.

L'ultimo filtraggio che dovrà essere realizzato è di tipo "manuale", nel senso che occorrerà localizzare singolarmente gli impianti per osservare eventuali anomalie di installazione che compromettono la validazione o scelta univoca di alcuni parametri come tilt e azimut.

2.3.7 Caratteristiche degli impianti filtrati

Gli 85 impianti filtrati con dati significativi, che potrebbero essere utilizzati nel modello, hanno le potenze nominali e produzioni specifiche indicate nella Figura 2.25.

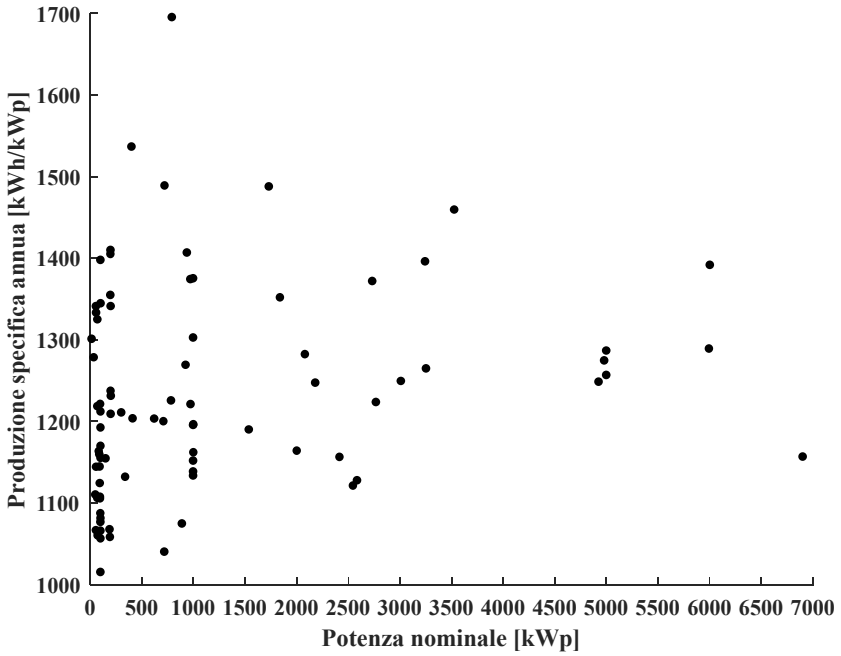

Figura 2.25 – Produzioni specifiche annue degli 85 impianti filtrati

Si nota la presenza di impianti dai 14 kWp fino a circa 7 MWp con produzione specifica maggiormente concentrata intorno alla media dell'intervallo di produzione specifica fissato nel filtraggio. Le caratteristiche tecnologiche principali sono di seguito riassunte:

- tutti gli impianti filtrati sono *senza inseguimento e senza concentratori*;
- ci sono 3 impianti in S*ilicio monocristallino* e solo uno in *Telluruo di Cadmio* (CdTe), mentre i restanti sono in *Silicio policristallino*.

2.3.8 Esempi di profili di produzione degli impianti filtrati

Si riportano di seguito alcuni esempi dei profili di produzione di impianti filtrati.

Tra gli impianti filtrati il profilo dell'impianto più piccolo, da circa 14 kWp, è riportato in Figura 2.26

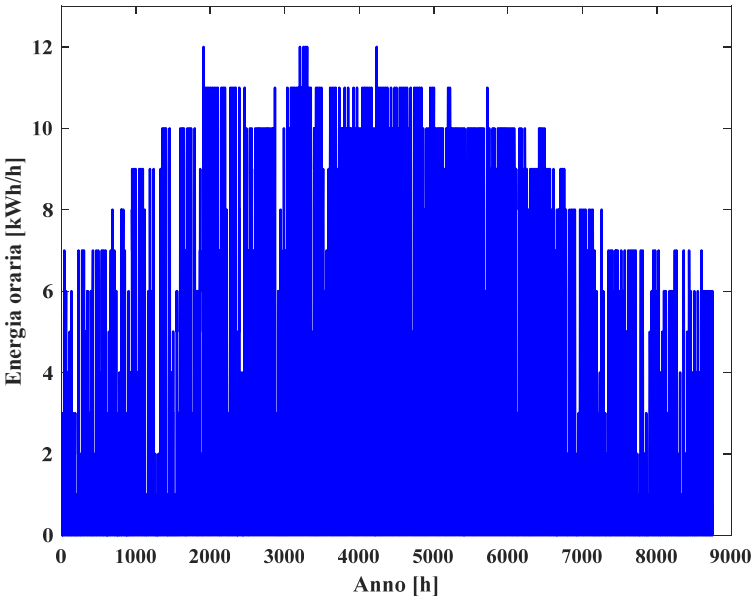

Figura 2.26 – Profilo di produzione annua per un impianto filtrato da circa 14 kWp

Si osserva una forma tendente a campana, il che indica che l'angolo di tilt non è molto elevato e la produzione massima si ottiene in estate, ma soprattutto che è un profilo abbastanza squadrato. Ciò dipende dal fatto che le energie orarie misurate sono numeri interi, dunque sono misure imprecise approssimate per eccesso o per difetto. Per impianti ancora più piccoli il problema è sempre più evidente e la probabilità che siano stati eliminati per giorni di non produzione è elevata in quanto ogni misura inferiore a 0.5 kWp è rilevata come uno zero.

Invece, il profilo di produzione annua dell'impianto filtrato più grande, da circa 7 MWp, è riportato in Figura 2.27.

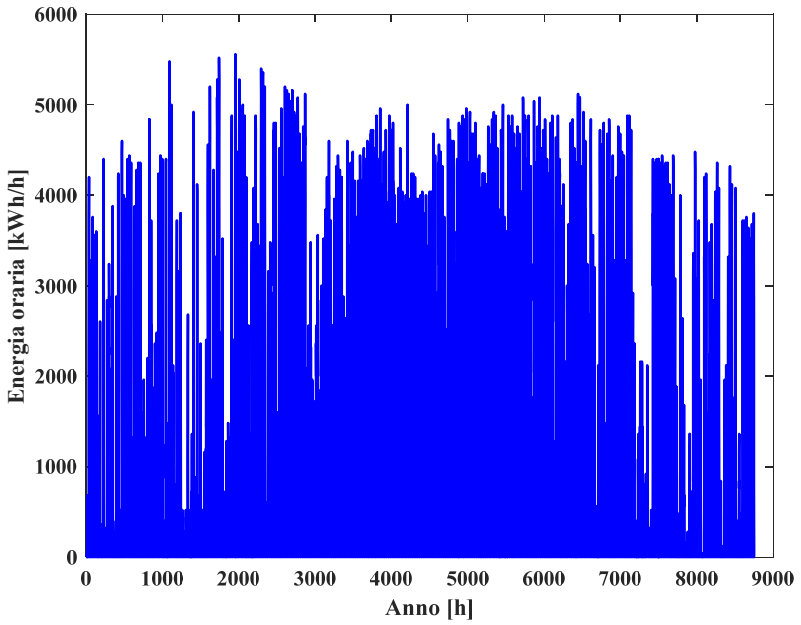

Figura 2.27 – Profilo di produzione annua per un impianto filtrato da circa 7 MWp

Si osserva una forma più lontana da una campana, il che indica che l'angolo di tilt è abbastanza elevato dall'orizzontale ai fini rendere la produzione simile in tutto l'arco dell'anno. Impianti grandi installati a campo aperto sono solitamente quelli con installazione migliore, volti a massimizzare la vendita di energia.

Per entrambi i profili è interessante osservare che la potenza nominale, riferita alle condizioni STC, non viene mai raggiunta. Questa considerazione non è una verità assoluta, in quanto può verificarsi una produzione pari alla nominale in istanti di tempo non coincidenti con quelli di misura.

In generale la produzione degli impianti fotovoltaici è al di sotto della propria capacità nominale, in quanto le condizioni operative STC sono rare, in particolare la temperatura di cella di 25 °C.

Per un impianto da 100 kWp si riportano i profili nel mese di gennaio (Figura 2.28) e luglio (Figura 2.29).

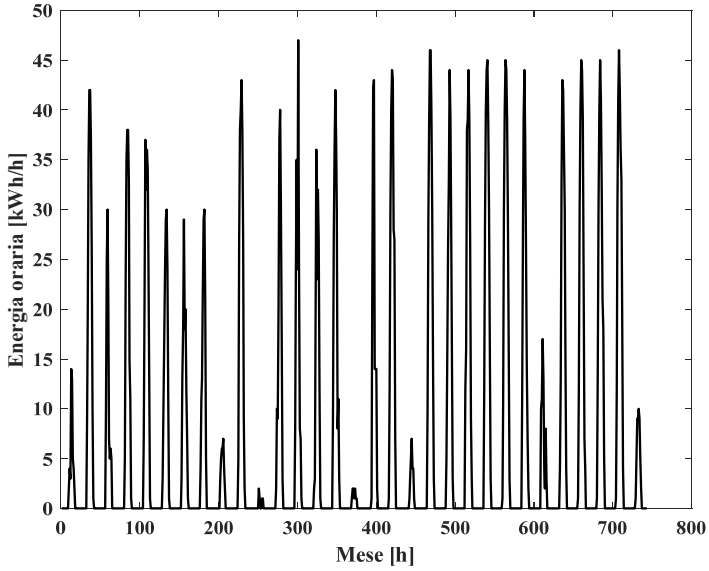

Figura 2.28 – Profilo di produzione nel mese di gennaio per un impianto filtrato da 100 kWp

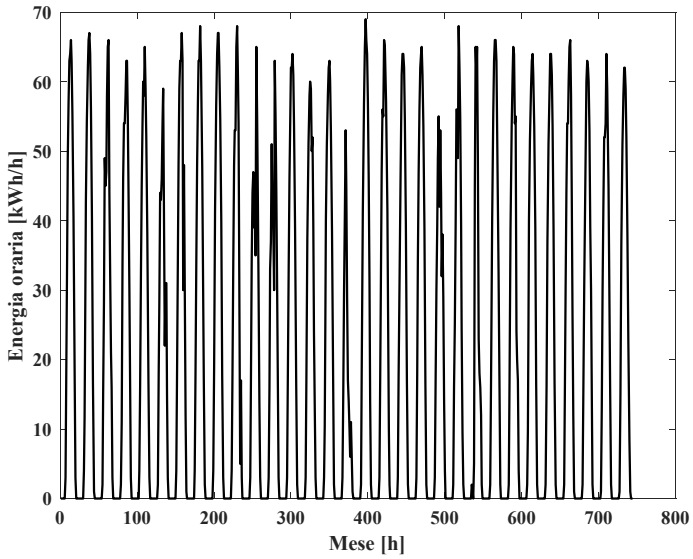

Figura 2.29 – Profilo di produzione nel mese di luglio per un impianto filtrato da 100 kWp

Dal profilo annuale completo, qui non riportato ma molto simile a quello di Figura 2.26 con migliore risoluzione, si osserva che la maggiore produzione si ha tra aprile e maggio; si sono dunque verificate condizioni di temperatura e radiazione ottimale, in compatibilità con una installazione ottimizzata per i sei mesi centrali dell'anno. Il mese di gennaio riportato ha il picco di produzione inferiore a quello estivo nel mese di luglio e ci sono molte giornate poco produttive a causa di cielo coperto. Nel mese di luglio ci sono invece molte giornate serene.

Per lo stesso impianto si possono dunque osservare una giornata di produzione pessima a cielo coperto e una ottima a cielo sereno (Figura 2.30).

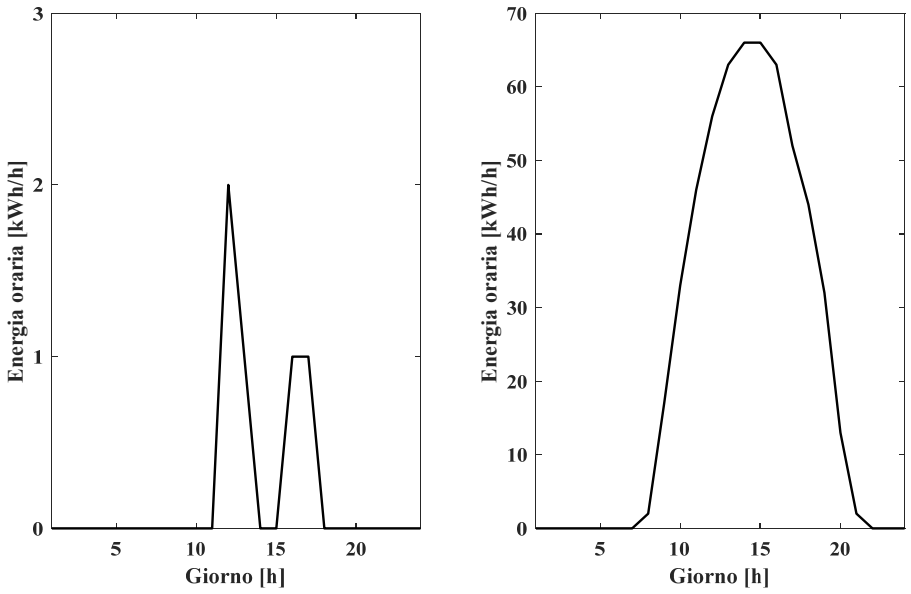

Figura 2.30 – Profilo di produzione per un giorno nuvoloso e sereno per un impianto filtrato da 100 kWp

Si osserva come per basso livello di radiazione incidente sui moduli la produzione è praticamente molto bassa tale da essere rilevata nulla. Per una giornata serena la forma del profilo è molto simile ad una campana centrata sull'ora di picco di produzione. In estate il profilo è traslato verso destra in funzione dei ritardi di alba e tramonto rispetto ai mesi invernali.

3 Modello previsionale di produzione

Per realizzare un modello di produzione valido occorre che gli scarti tra i profili di produzione costruiti con il modello e quelli di riferimento analizzati nel Capitolo 2, siano i più bassi possibili per un certo intervallo temporale di analisi.

Per l'anno 2018 e per impianti della regione Lazio, viene sperimentato un modello per il calcolo della produzione in cinque diverse configurazioni, di seguito definite:

1. *Modello NOCT*;
2. *Modello con velocità del vento*;
3. *Modello NOCT ottimizzato a 3 parametri*;
4. *Modello con velocità del vento ottimizzato a 3 parametri*;
5. *Modello NOCT ottimizzato a 4 parametri*.

Il modello è basato su un'unica espressione di calcolo, mentre le varie configurazioni derivano dalla diversa stima di alcune delle variabili.

3.1 Calcolo generale della produzione in uscita dall'impianto

In questo paragrafo si definisce la formula di calcolo della produzione per un singolo impianto fotovoltaico. Istante per istante, all'interno di un impianto FV si ha generazione di potenza in corrente continua (DC) che viene poi convertita in corrente alternata (AC) per il tramite di uno o più convertitori atti a ottimizzare la potenza prodotta e a realizzare la funzionalità di conversione in compatibilità con i requisiti della rete da alimentare.

Il modello proposto, per qualunque configurazione, si basa sulla seguente espressione:

$$P_{AC} = P_{DC} \cdot \eta_{CONV} \cdot \eta_{TRASF} = \left(P_{STC} \cdot \frac{G - G_0}{G_{STC}} \cdot C_T \cdot \eta_G \cdot C_A \right) \cdot \eta_{CONV} \cdot \eta_{TRASF} \qquad (3.1)$$

dove si definiscono i seguenti termini:

- P_{DC} : è la *potenza lato DC* in uscita dall'impianto in [kW];
- η_{CONV} : è il rendimento complessivo del *convertitore*;
- η_{TRASF} : è il rendimento dei *trasformatori* connessi tra il convertitore e il punto di consegna dell'energia.

Si analizzano i termini costituenti la potenza P_{DC} :

- P_{STC} : è la *potenza nominale*, o di picco, dell'impianto FV in [kWp], nota dall'anagrafica Terna e pari alla somma delle potenze dei singoli moduli riferite alle condizioni STC;
- G : è la *irradianza solare* in [W/m^2] incidente sui moduli dell'impianto. È il valore riportato al piano inclinato dei moduli, attraverso un modello matematico;
- G_0 : è la *irradianza solare limite* in [W/m^2] incidente sui moduli per cui l'impianto non produce;
- G_{STC} : è la irradianza solare in condizioni STC ed è pari a 1000 W/m^2;
- C_T : è il *fattore termico di perdita* che tiene conto della perdita di potenza prodotta per effetto di una temperatura di cella diversa da quella in condizioni STC, $T_{STC} = 25$ °C;
- η_G : è il *rendimento globale* che aggrega alcune perdite di impianto;
- C_A : è il *coefficiente di adattamento* che tiene conto dell'imprecisione dei parametri fissati nel modello.

Nei prossimi paragrafi si analizzano nel dettaglio le variabili e il modo in cui si sono calcolati o stimati tutti i singoli termini, riportando anche altri aspetti generali.

3.2 Analisi della radiazione solare

Si riportano di seguito le principali caratteristiche della radiazione solare e gli angoli caratteristici utili al suo riporto su un piano inclinato ai fini dell'utilizzo nel modello previsionale.

3.2.1 Caratteristiche principali della radiazione solare

Si può indicare generalmente la *radiazione solare* come:

- *irradianza solare G*: è la potenza totale, misurata in [W/m^2], proveniente da una fonte irradiante, ricevuta da una superficie di area unitaria. All'esterno dell'atmosfera vale circa 1367 W/m^2;
- *irraggiamento solare H*: è l'integrale dell'irradianza solare definito in un certo intervallo, ovvero è l'energia misurata in [Wh/m^2].

Nel lavoro di tesi fare riferimento all'una o all'altra è indifferente, in quanto ci si riferisce sempre alla base temporale oraria; si preferisce tuttavia utilizzare la notazione di irradianza.

L'irradianza globale in un determinato punto terrestre su cui è installato un impianto fotovoltaico è ovviamente caratterizzata da elevata variabilità. Essa dipende infatti dalle condizioni meteorologiche istantanee, dal livello di inquinamento dell'aria e dall'ambiente circostante all'impianto.

É possibile calcolare l'irradianza solare come l'integrale dello spettro solare g(λ) [W·nm/m^2] rispetto alla lunghezza d'onda.

Più *massa d'aria* $AM = 1/\cos\theta_Z$ si attraversa nel percorso Sole-superficie e più bassa è l'energia associata alla radiazione [28]. La variabilità dell'energia è associata ai fenomeni di assorbimento e riflessione dei vari gas attraversati.

L'irradianza solare totale che giunge su una generica superficie orizzontale, viene chiamata *irradianza globale orizzontale*, ed è data dalla somma di tre componenti:

$$GHI = G_b + G_d + G_r = BHI + DHI + G_r \tag{3.2}$$

I dati delle singole componenti vengono rilevati con strumenti fotosensibili direttamente sulla superficie terrestre, da satelliti o attraverso modelli.

- G_b o *BHI* : è l'irradianza *diretta* (*beam*), che giunge su un piano orizzontale senza aver subito riflessioni nell'atmosfera. In una giornata serena e con $AM = 1$ vale al massimo 1000 [W/m^2]. L'irradianza incidente è proveniente nella direzione Sole-superficie;
- G_d o *DHI* : è l'irradianza *diffusa*, che giunge su un piano orizzontale dopo aver subito continue riflessioni e assorbimenti all'interno dell'atmosfera.
- G_r : è l'irradianza *riflessa* dagli ostacoli circostanti al piano orizzontale. Pertanto, in funzione del tipo di superfici circostanti all'area di installazione si definisce il:
    - ρ : *coefficiente di albedo*, variabile tra (0.2 ÷ 0.7). Più basso è il coefficiente e più piccola è l'irradianza riflessa.

  In ipotesi di piano orizzontale non circondato da ostacoli questa componente è nulla. Se il piano è inclinato si deve tener conto di questa componente, assumendo solo il terreno come oggetto riflettente.

Si definisce anche una quarta componente:

- *BNI* : è l'irradianza *diretta ortogonalmente* su un piano mobile inseguente il Sole, i raggi sono incidenti sempre normalmente al piano. È usata per il calcolo di produzione in sistemi a inseguimento e concentrazione o nella procedura di riporto dell'irradianza su un piano inclinato.

Nel lavoro di tesi utilizzare dati di irradianza globale sul piano orizzontale è, nella maggior parte dei casi, insufficiente. Infatti, la maggior parte degli impianti sono installati su un piano inclinato e non c'è presenza significativa di impianti a concentrazione e inseguimento.

A parità di irradianza incidente sull'orizzontale, la produzione nel corso dell'anno dipende proprio da come sono orientati i moduli fotovoltaici.

3.2.2 Angoli caratteristici per il calcolo della irradianza su un piano inclinato

Definita la volta celeste come una sfera centrata nell'osservatore, il piano orizzontale che passa attraverso l'osservatore prende il nome di *piano orizzontale o dell'orizzonte*. Su di esso, in un dato punto P, può essere posizionato un *piano inclinato* come riportato in Figura 3.1.

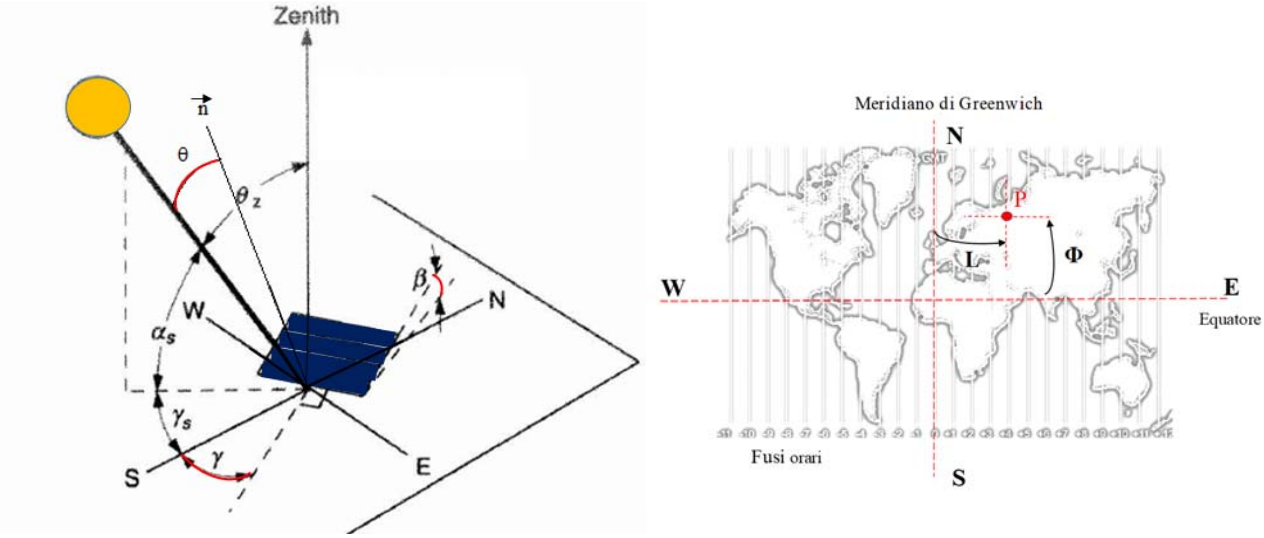

Figura 3.1 – Definizione del piano orizzontale, del piano inclinato e delle coordinate geografiche di un punto P [29]

In Figura 3.2 si osserva che le *stagion*i sono definite in base alla posizione della Terra rispetto al Sole, in funzione dell'angolo di declinazione solare definito in Tabella 3.1.

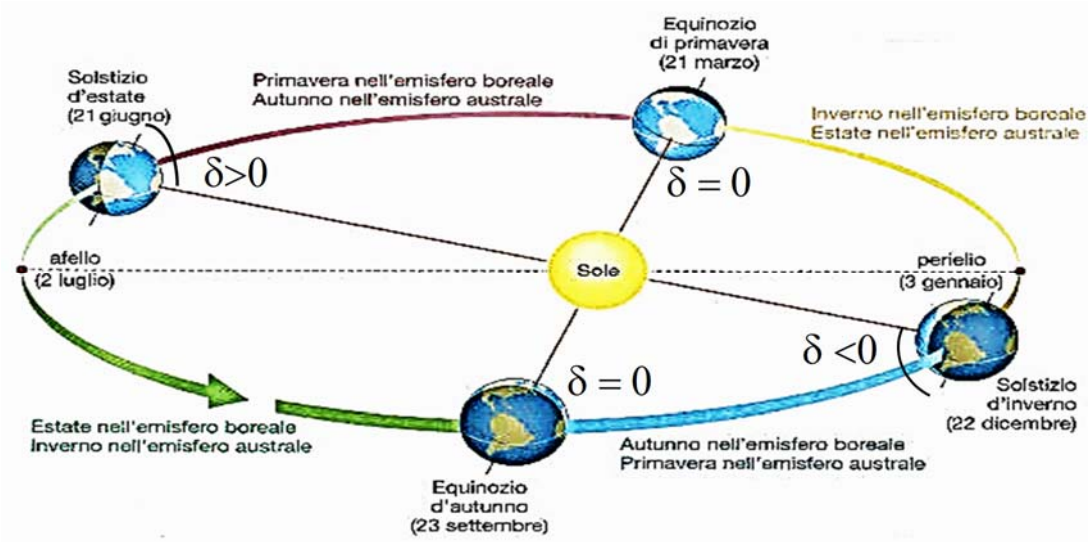

Figura 3.2 – Definizione delle stagioni in funzione dell'angolo di declinazione solare [29]

Tanto più è elevata la latitudine e maggiore è l'angolo di declinazione per una specifica località. All'equatore le differenze climatiche tra le stagioni sono molto basse. Le date che determinano le stagioni sono leggermente variabili nel corso degli anni.

Sulla base di diverse convenzioni è possibile definire diversi riferimenti per il tempo [29], nel lavoro di tesi si farà sempre riferimento all'ora segnata dall'orologio locale ovvero al *tempo standard*.

Si riepilogano in Tabella 3.1 le definizioni di tutti gli *angoli caratteristici* per lo studio dell'irradianza.

Tabella 3.1 – Definizione degli angoli caratteristici per lo studio dell'irradianza

Definizione angolo	Simbolo	Descrizione	Calcolo e dominio
Latitudine	Φ	angolo tra equatore e linea punto P-centro Terra	(Sud equatore) -90÷90° (Nord equatore)
Longitudine	L	angolo tra meridiano punto P- Greenwich	(Ovest Green.) -90÷90° (Est Green.)
Angolo orario	w	angolo meridiano punto P-meridiano Sole	$(\text{ora locale} - \text{ore } 12) \cdot 15°$ (<0 ; >0) fino/dopo mezzogiorno
Angolo di Cooper	B	angolo associato ad ogni giorno dell'anno n	$\frac{(n-1) \cdot 360}{365}$ (1 gennaio) 0÷360° (31 dicembre)
Declinazione solare (formula Cooper)	δ	angolo equatore e la linea Terra-Sole	$0{,}006918 - 0{,}399912 \cdot \cos B + 0{,}070257 \cdot \sin B + -0{,}006758 \cdot \cos 2B + 0{,}000907 \cdot \sin 2B - 0{,}002679 \cos 3B + + 0{,}00148 \cdot \sin 3B$ (solstizio inverno) -23.45÷23.45° (solstizio estate)
Zenith	θ_Z	angolo tra linea Terra-Sole e direzione Zenith	$\cos\theta_Z = \cos(\Phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(w) + + \sin(\Phi) \cdot \sin(\delta) = (BHI/BNI)$ (Zenith) 0÷90° (orizzonte)
Elevazione solare	α_S	angolo tra l'orizzonte e la linea Terra-Sole	$90° - \theta_Z$ (orizzonte) 0÷90° (Zenith)
Azimut solare	γ_S	angolo proiezione Sole-direzione Sud	$\text{sign}(w) \cdot \left\lvert \arccos\left(\frac{\cos\theta_z \cdot \sin\Phi - \sin\delta}{\sin\theta_z \cdot \cos\Phi}\right) \right\rvert$ (<0 ; >0) da Sud verso Est/da Sud verso Ovest

L'angolo di azimut solare ed elevazione solare sono rappresentabili nelle *carte solari* per una data latitudine, come riportato in Figura 3.3.

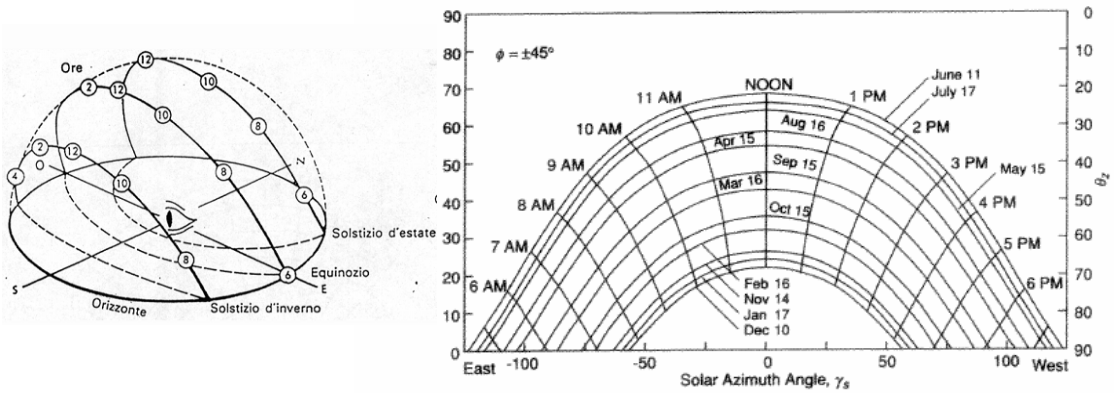

Figura 3.3 – Carte solari per una data latitudine

Un osservatore rivolto a Sud o a Nord osserva un percorso solare simmetrico rispetto al mezzogiorno. In estate il Sole è più elevato e le giornate sono più lunghe.

Si intuisce che l'*orientazione ottimale* dei moduli è innanzitutto funzione della latitudine, ovvero di azimut solare ed elevazione solare (o angolo di zenit).

Si definiscono in Tabella 3.2 tre diversi angoli caratteristici per il piano inclinato.

Tabella 3.2 – Definizione degli angoli caratteristici per il piano inclinato

Definizione angolo	Simbolo	Descrizione	Calcolo e dominio
Orientazione o Azimut	γ	angolo tra Sud piano inclinato-Sud Terra	decisione progettuale -180÷180° (Nord)
Inclinazione o Tilt	β	angolo tra piano orizzontale-piano inclinato	decisione progettuale (orizzontale) 0÷90° (verticale)
Incidenza raggi solari	$\cos\theta$	angolo tra normale piano inclinato-linea Terra/Sole	$\cos\theta_Z \cdot \cos\beta + \sin\theta_Z \cdot \sin\beta \cdot \cos(\gamma s - \gamma)$

3.2.3 Riporto dell'irradianza su un piano inclinato con il modello ASHRAE

Nel lavoro di tesi, per il riporto dell'irradianza da un piano orizzontale ad uno comunque inclinato si utilizza il *Modello ASHRAE*. Questo fa riferimento alle condizioni di cielo sereno (clear sky) ma si utilizzeranno comunque le componenti di irradianza effettive.

Se il piano fosse orizzontale l'irradianza totale sarebbe quella dell'Equazione 3.2, è un dato noto e non ci sarebbe bisogno del riporto.

Quando la superficie è inclinata, la formula di riporto utilizzata dal modello è la seguente:

$$G = BNI \cdot \cos(\theta) + DHI \cdot F_{CS} + \rho \cdot GHI \cdot (1 - F_{CS}) \tag{3.3}$$

Nei vari script per il riporto e per il modello previsionale si indica *G* come *IRR*.

- Il primo termine rappresenta la componente diretta incidente sul piano inclinato, in funzione dell'angolo di incidenza. Se il sistema fosse a inseguimento il coseno varrebbe sempre uno. La componente diretta ortogonalmente è nota o si può calcolare come:

$$BNI = \frac{BHI}{\cos\theta_Z} \tag{3.4}$$

- il secondo termine tiene conto del contributo dell'irradianza diffusa proveniente dall'atmosfera. Nel caso di piano orizzontale questa componente è massima e si tiene conto dell'inclinazione con il *fattore di vista piano-cielo* adimensionale:

$$F_{CS} = \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \tag{3.5}$$

- il terzo termine tiene conto del conto del contributo dell'irradianza riflessa proveniente dal terreno circostante, ed è funzione del coefficiente di albedo e del complementare al fattore di vista, ovvero del *fattore di vista piano-suolo*:

$$F_{CG} = \frac{1 - \cos(\beta)}{2} = 1 - F_{CS} \tag{3.6}$$

La componente diretta è mediamente sempre maggiore della componente diffusa, ma nelle giornate nuvolose il contributo della componente diffusa è comunque rilevante.

Si osserva che in presenza di un impianto installato sul piano orizzontale si utilizza comunque la formula del riporto e il risultato coincide con *GHI*.

Le formule raccolte nelle precedenti tabelle sono state implementate nella procedura di riporto con il modello ASHRAE, nello script Matlab `Riporto_piano_inclinato.m`, adattato per il calcolo su molti impianti.

3.2.4 Influenza degli angoli caratteristici sulla produzione

La *soluzione progettuale ottimale* per l'installazione di impianti fotovoltaici dipende dall'analisi dei seguenti angoli caratteristici:

1. latitudine;
2. tilt;
3. azimut.

Considerando diverse latitudini si possono fare le seguenti considerazioni:

- per *latitudini elevate*, l'elevazione solare è bassa anche in estate e quindi si preferisce un angolo di tilt più elevato ai fini di massimizzare la ricezione di irradianza diretta. Viceversa per basse latitudini;
- nell'*emisfero boreale*, l'installazione dei moduli avviene con un certo angolo di tilt e azimut verso Sud. Viceversa nell'emisfero australe.

Si osserva che l'irradianza solare non è influenzata direttamente dalla *longitudine*, ma quest'ultima può comunque impattare in modo significativo sulla produzione a causa della conformazione territoriale come l'altitudine, e delle condizioni meteo della località.

Considerando una qualsiasi latitudine si possono fare le seguenti considerazioni sugli angoli di:

- *tilt*: quando il Sole è basso, ovvero di inverno, si massimizza la produzione per angoli più elevati, viceversa in estate. Se si vuole massimizzare la produzione estiva occorre dunque installare i moduli sul piano orizzontale. All'aumentare graduale dell'inclinazione si raggiunge un angolo di tilt ottimale in termini di produzione annua ed è diverso da zero anche se si installano i moduli all'equatore;
- *azimut*: quando le giornate sono corte, ovvero in inverno, risulta molto vantaggioso per la produzione avere i moduli rivolti a Sud (Nord). Viceversa in estate, dove l'azimut solare è il massimo; le giornate sono più lunghe, ed installare i moduli a Sud è leggermente penalizzante. Complessivamente l'installazione con azimut dei moduli nell'intorno del Sud massimizza la produzione annuale. La soluzione più paradossale sarebbe quella di installare i moduli con un angolo di azimut opposto a quello idoneo per l'emisfero della

località; in tal caso sarebbe più conveniente un angolo di tilt inferiore. Nella condizione di tilt nullo l'azimut può essere uno qualsiasi.

Utilizzando un software commerciale, come PVGIS [27], si può verificare quanto descritto e ricavare i seguenti *dati percentuali* sull'impatto degli angoli di tilt e azimut sulla produzione annua di un impianto sito in una certa località:

- per ogni grado di variazione dell'angolo di tilt la produzione annua varia del circa 0.8%.
- per ogni grado di variazione dell'angolo di azimut rispetto al Sud (Nord) la produzione annua varia del circa 0.1%.

Il maggiore impatto sulla produzione annuale è dunque dato dall'angolo di tilt.

L'orientazione definitiva di impianti con moduli statici dipende da:

1. *progettista*, che deve prestare attenzione all'utilizzo finale dell'energia producibile, ovvero deve stimare il profilo di carico annuale;
2. *limiti pratici* di installazione, che possono limitare notevolmente la producibilità e rendere l'installazione non sostenibile. Ci possono ad esempio essere edifici con tetti particolari o molto ombrati.

Solitamente il progettista tiene conto dei seguenti riferimenti per l'angolo di tilt in latitudini del territorio italiano:

- se si vuole massimizzare la *produzione estiva*, ad esempio per impianti di irrigazione o dove i consumi maggiori si hanno in estate, è sufficiente un piccolo angolo di tilt, ad esempio (10 ÷ 20) °;
- se si vuole massimizzare la *produzione annua*, ad esempio per vendita o autoconsumo, occorre ricercare l'angolo di tilt ottimale per la produzione annua, ad esempio (15 ÷ 35) °. Il profilo è leggermente penalizzato in estate ma è più regolare;
- se si vuole invece ottenere un profilo più regolare e performante nei *mesi non estivi*, ad esempio per sistemi stand-alone dove occorre realizzare il bilancio con il profilo di carico per tutto l'anno, occorre ricercare angoli di tilt più elevati, ad esempio (50 ÷ 70) °.

3.3 Validazione semplificata del modello ASHRAE

Nel lavoro di tesi, utilizzare PVGIS come strumento per ricavare i dati di irradianza e per riportarli sul piano inclinato non è possibile, in quanto l'anno di riferimento per il modello previsionale è il 2018, mentre il database PVGIS dispone dei dati fino al 2016. Si utilizzano pertanto:

- modello di riporto ASHRAE: descritto nei paragrafi precedenti;
- dati di irradianza aggiornati: ricavati dal database SoDa-CAMS [30], i cui dettagli saranno spiegati in un paragrafo dedicato.

Ai fini di valutare l'affidabilità dei dati di irradianza e del modello ASHRAE, si realizzano due analisi distinte:

1. *esempio applicativo* del modello ASHRAE: è utile per osservare la risposta del modello di riporto con i dati di irradianza del SoDa-CAMS;
2. *confronto* tra i modelli ASHRAE e quello utilizzato da PVGIS attraverso dei rapporti di irradianza. PVGIS [27] implementa come procedura di riporto il *Modello di Muneer* e utilizza dati di irradianza provenienti da una fonte diversa da SoDa-CAMS, che non si descrive nel seguito.

Per entrambe le analisi, i *dati in ingresso* sono i seguenti:

- località impianto: regione Lazio;
- anno di analisi: 2015, in quanto è il primo anno non bisestile con dati disponibili su PVGIS. Si utilizzano, per alcune considerazioni, anche i dati del 2018;
- dati di irradianza: provenienti da database diversi;
- tilt = 30°;
- azimut = 0°.

3.3.1 Applicazione del modello ASHRAE

L'implementazione del modello ASHRAE fornisce l'irradianza sul piano inclinato a 30°, la quale presenta dei valori leggermente negativi. È un errore intrinseco al modello di riporto che si verifica in questo caso nei mesi estivi. In Figura 3.4 si riporta l'irradianza globale sull'orizzontale (GHI_{SODA}) e quella ottenuta dal modello ($G_{non\ corretto}$). Si può realizzare la *correzione* dei valori negativi, ponendoli a zero nella procedura di riporto imponendo la condizione:

$$G = 0 \ , \quad \forall\, G_{non\ corretto} < 0$$

dove G rappresenta l'irradianza corretta.

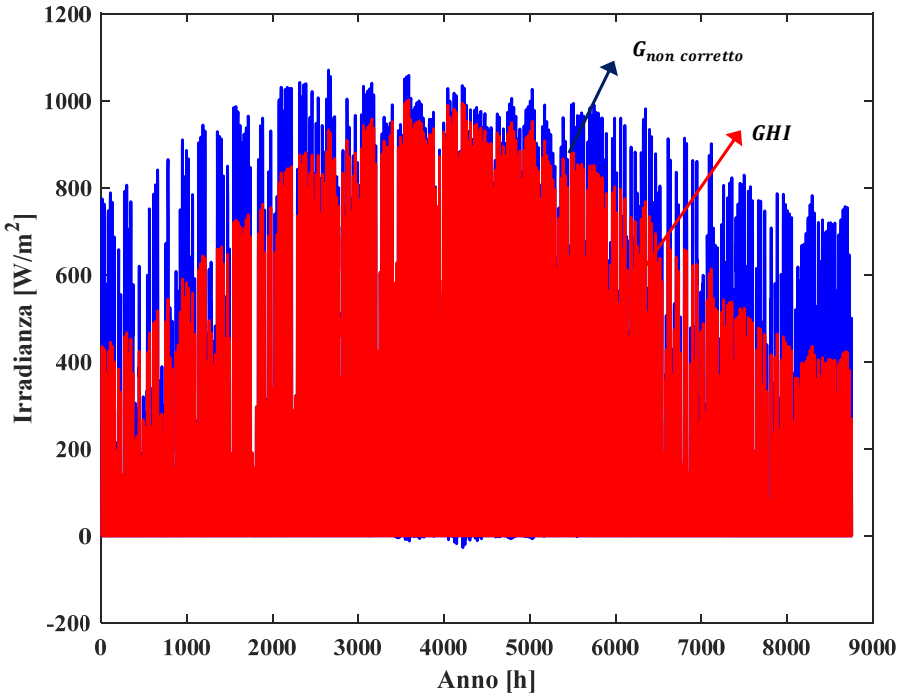

Figura 3.4 – Riporto dell'irradianza con modello ASHRAE: profilo di irradianza annuale

In estate avere un piano inclinato rispetto ad uno orizzontale penalizza la ricezione di irradianza. In Figura 3.4 sembra che l'irradianza riportata sul piano inclinato sia sempre maggiore di quella sul piano orizzontale, con maggiore evidenza nei mesi invernali. Questa apparenza dipende solo dalla rappresentazione su una base oraria annua.

Infatti, in Figura 3.5 si osserva che effettivamente l'irraggiamento incidente sul piano inclinato è maggiore in inverno e minore nei mesi compresi da maggio a luglio, rispetto al caso di piano orizzontale.

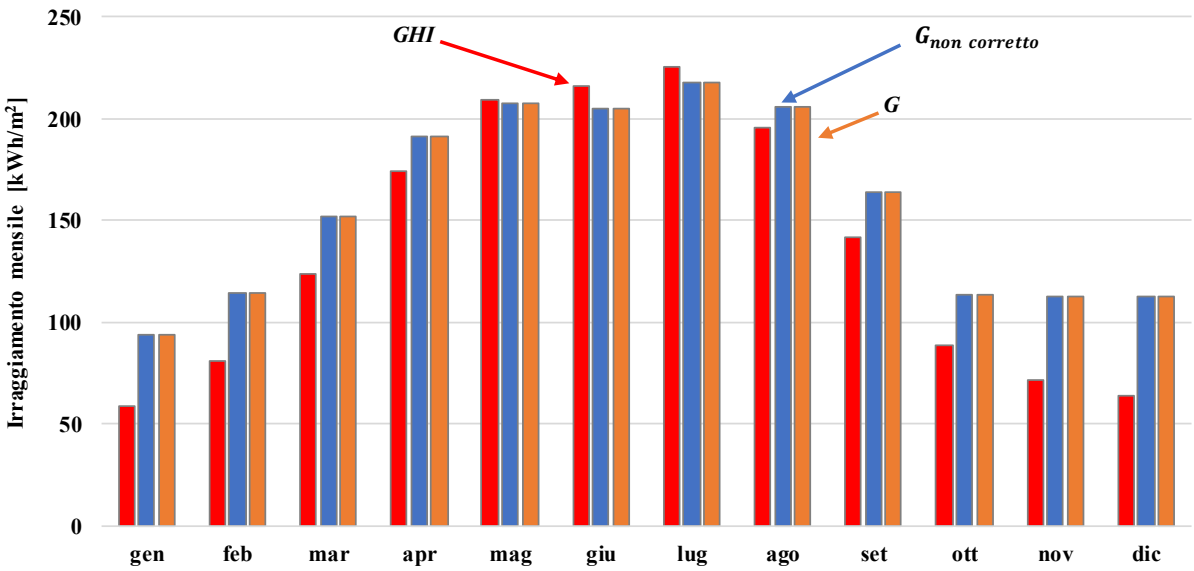

Figura 3.5 – Riporto dell'irradianza con il modello ASHRAE: effetto della correzione sull'irraggiamento mensile

Per evidenziare il "guadagno" associato all'inclinazione del piano, si definisce il *guadagno di irraggiamento* percentuale come:

$$g_{\%} = \frac{G - GHI_{SODA}}{GHI_{SODA}} \cdot 100 \tag{3.7}$$

dove G ed $g_{\%}$ possono essere:

- *non corretti*, se non si effettua la correzione;
- *corretti*, se si effettua la correzione.

Si può osservare più in dettaglio l'effetto della correzione dei valori negativi introdotti dal calcolo del riporto nella Tabella 3.3 riassuntiva.

Nel lavoro di tesi e nelle analisi dei paragrafi successivi si utilizza l'*irradianza corretta* con il modello ASHRAE, definendola come:

$$G_A = G$$

Tabella 3.3 – Riporto dell'irradianza con il modello ASHRAE: effetto della correzione sull'irraggiamento mensile

Mese	GHI_{SODA} [kWh/m²]	$G_{non\ corretto}$ [kWh/m²]	$g_{\%,non\ corretto}$ [%]	G [kWh/m²]	$g_{\%}$ [%]
gennaio	59	93.9	60.12	93.9	60.12
febbraio	81	114.3	40.62	114.3	40.62
marzo	123	152.3	23.46	152.3	23.46
aprile	174	191.1	9.55	191.1	9.55
maggio	209	207.6	-0.85	207.6	-0.83
giugno	216	204.5	-5.33	204.6	-5.27
luglio	226	217.4	-3.68	217.5	-3.64
agosto	196	205.5	4.98	205.5	4.98
settembre	142	163.6	15.28	163.6	15.28
ottobre	88	113.3	28.26	113.3	28.26
novembre	71	112.5	57.60	112.5	57.60
dicembre	64	112.7	76.94	112.7	76.94
ANNO	**1650**	**1,888.7**	**14.47**	**1,889.0**	**14.49**

La correzione porta ad una:

- sovrastima mensile massima (giugno) dello 0.06%;
- sovrastima annuale dello 0.02%;

in termini di irraggiamento, rispetto ai valori non corretti.

Si ritiene quindi assolutamente trascurabile l'errore introdotto dalla correzione. La correzione può risultare molto efficace ad evitare problemi durante il calcolo della produzione degli impianti fotovoltaici.

Si osserva inoltre che l'inclinazione del piano porta ad un incremento di irraggiamento annuo pari a circa il 15%.

3.3.2 Confronto tra modelli di riporto attraverso rapporti di irradianza

Per verificare che il modello di riporto ASHRAE funzioni correttamente, occorre confrontarlo con altri modelli, ad esempio con il modello di Muneer di PVGIS. Non conoscendo esattamente l'algoritmo, si può realizzare il confronto in modo approssimato attraverso dei *rapporti di modello*, così definiti:

$$R_A = \frac{G_A}{GHI_{SODA}} \quad , \quad R_M = \frac{G_M}{GHI_{PVGIS}} \tag{3.8}$$

Sono dei rapporti tra l'irradianza riportata sul piano inclinato e l'irradianza sul piano orizzontale del database utilizzato. In particolare:

- R_A : è riferito al modello di riporto ASHRAE con i dati di SoDa-CAMS;
- R_M : è riferito al modello di riporto Muneer con i dati di PVGIS.

L'uso di rapporti rende l'analisi indipendente dall'origine dei dati sul piano orizzontale.

Per osservare le differenze tra i rapporti dei valori orari di irradianza, si riportano in Figura 3.6:

- i rapporti per l'anno 2015;
- il rapporto R_A, l'unico calcolabile per l'anno 2018.

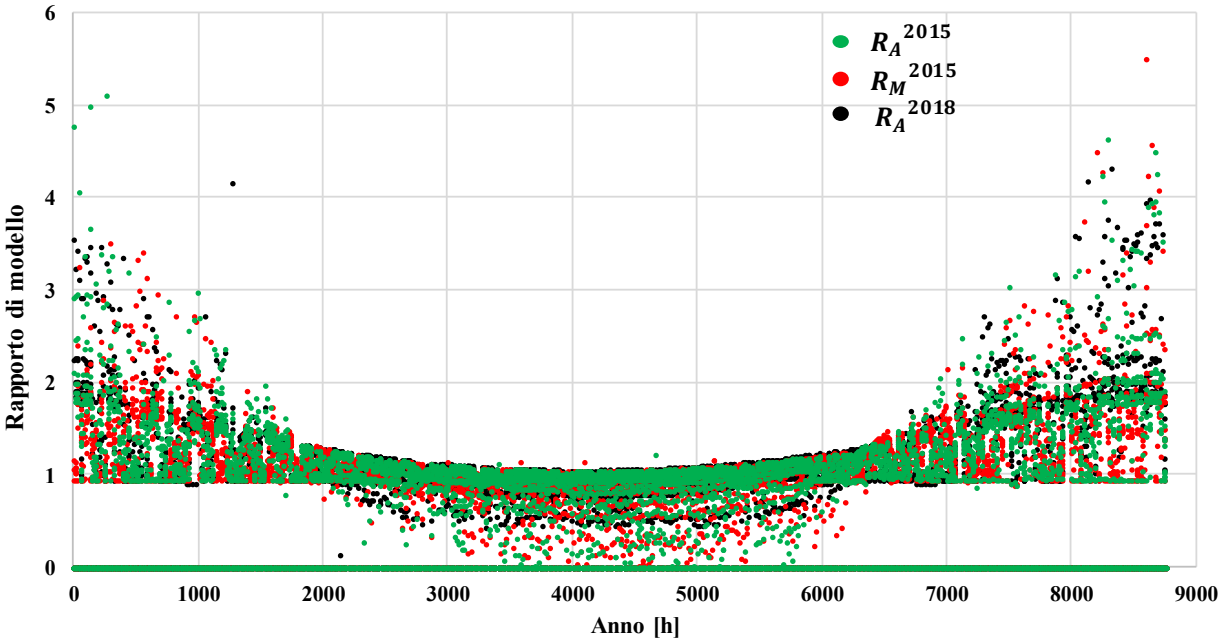

Figura 3.6 – – Riporto dell'irradianza su un piano inclinato a 30°: profilo annuale dei rapporti di modello

Per l'anno 2015, si osserva che le nuvole di punti sono molto simili. I valori dei rapporti sono leggermente sparsi agli estremi e nella zona centrale, tuttavia i valori sono maggiormente addensati al di sopra dell'unità.

Questo evidenzia ulteriormente l'utilità nell'inclinare i moduli di impianti fotovoltaici ai fini di massimizzare la produzione annuale, penalizzando leggermente la produzione estiva ma migliorando nettamente quella negli altri mesi.

Escludendo i valori di irradianza nulli, si riepilogano in Tabella 3.4 i parametri statistici che descrivono la dispersione dei rapporti su base annuale. La deviazione standard percentuale è calcolata rispetto alla media dei rispettivi rapporti. Gli scarti percentuali sono invece riferiti ai parametri del rapporto di modello ASHRAE del 2015:

$$\sigma_{\%} = \frac{\sigma}{\mu} \cdot 100 \quad , \quad S_{\mu\%} = \frac{\mu - \mu_{R_A\,2015}}{\mu_{R_A\,2015}} \cdot 100 \quad , \quad S_{\sigma\%} = \frac{\sigma - \sigma_{R_A\,2015}}{\sigma_{R_A\,2015}} \cdot 100 \qquad (3.9)$$

Tabella 3.4 –Confronto tra i rapporti di modello medi annuali

Parametri [W/m²]	$R_A{}^{2015}$	$R_M{}^{2015}$	$R_A{}^{2018}$
μ	1.149	1.186	1.123
σ	0.436	0.453	0.396
$\sigma_{\%}$	38.0	38.2	35.3
$S_{\mu\%}$	-	3.27	-2.21
$S_{\sigma\%}$	-	3.93	-9.14

Per l'anno 2015:

- il comportamento dei due modelli è abbastanza simile in termini di media e variabilità dei rapporti.

Il modello utilizzato da PVGIS, rispetto al modello ASHRAE:

- sovrastima il rapporto medio annuo del circa 3%;
- ha una variabilità dei rapporti di modello superiore del circa 4%.

Per giustificare le differenze tra i rapporti di modello, occorre analizzare nel dettaglio le componenti di irradianza, verificando ciò che accade nelle procedure di riporto nel *breve termine*.

Per osservare l'impatto delle *componenti di irradianza* sui rapporti di modello, si può rielaborare l'unica equazione di riporto nota, ovvero quella del modello ASHRAE, dividendo per la componente globale di irradianza orizzontale:

$$\frac{G}{GHI} = \frac{BNI \cdot \cos(\theta)}{GHI} + \frac{DHI \cdot F_{CS}}{GHI} + \frac{\rho \cdot GHI \cdot (1 - F_{CS})}{GHI} = \frac{BHI}{GHI} \cdot \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_Z)} + \frac{DHI \cdot F_{CS}}{GHI} + \rho \cdot (1 - F_{CS}) \tag{3.10}$$

Ipotizzando la componente riflessa trascurabile, si ottiene:

$$\frac{G}{GHI} \cong \frac{BHI}{BHI + DHI} \cdot \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_Z)} + \frac{DHI \cdot F_{CS}}{BHI + DHI} = \frac{1}{1 + \frac{DHI}{BHI}} \cdot \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_Z)} + \frac{F_{CS}}{1 + \frac{BHI}{DHI}} = \frac{1}{1 + k} \cdot t + \frac{F_{CS}}{1 + \frac{1}{k}} \tag{3.11}$$

Il rapporto di modello dipende essenzialmente da tre fattori indipendenti:

- $t = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_Z)}$: dipende dalla posizione istantanea del Sole;
- $k = \frac{DHI}{BHI}$: dipende dal bilancio tra componente diffusa e diretta;
- F_{CS} : è costante e dipende dall'inclinazione del piano; è pari ad 1 se il piano è orizzontale.

I primi due fattori impattano sul primo termine del rapporto di modello, e variano durante il giorno:

- agli *estremi* della giornata:

  $$k \gg t$$

  in quanto il Sole è basso, mentre la componente diffusa prevale rispetto alla diretta. Pertanto, l'andamento del rapporto di modello segue quello del fattore k, ovvero della componente diffusa, in quanto il fattore di vista F_{CS} è costante;
- nella *parte centrale* della giornata:

  $$k \ll t$$

  in quanto il Sole è alto, mentre la componente diretta prevale rispetto alla diffusa.
  Pertanto, l'andamento del rapporto di modello segue quello del fattore t, ma è modellato dalle variazioni di k.

Si osserva quanto descritto analizzando, ad esempio, i profili per la giornata del 10 luglio 2015 riportati in Figura 3.7, dove si evidenziano anche i pesi delle componenti di irradianza rispetto all'irradianza globale sull'orizzontale. Scegliere una giornata non serena porta a osservare meglio l'effetto delle variazioni di k sul rapporto di modello, in particolare nella parte centrale della giornata. Il passaggio di nuvole provoca l'aumento di k e la diminuzione del rapporto di modello.

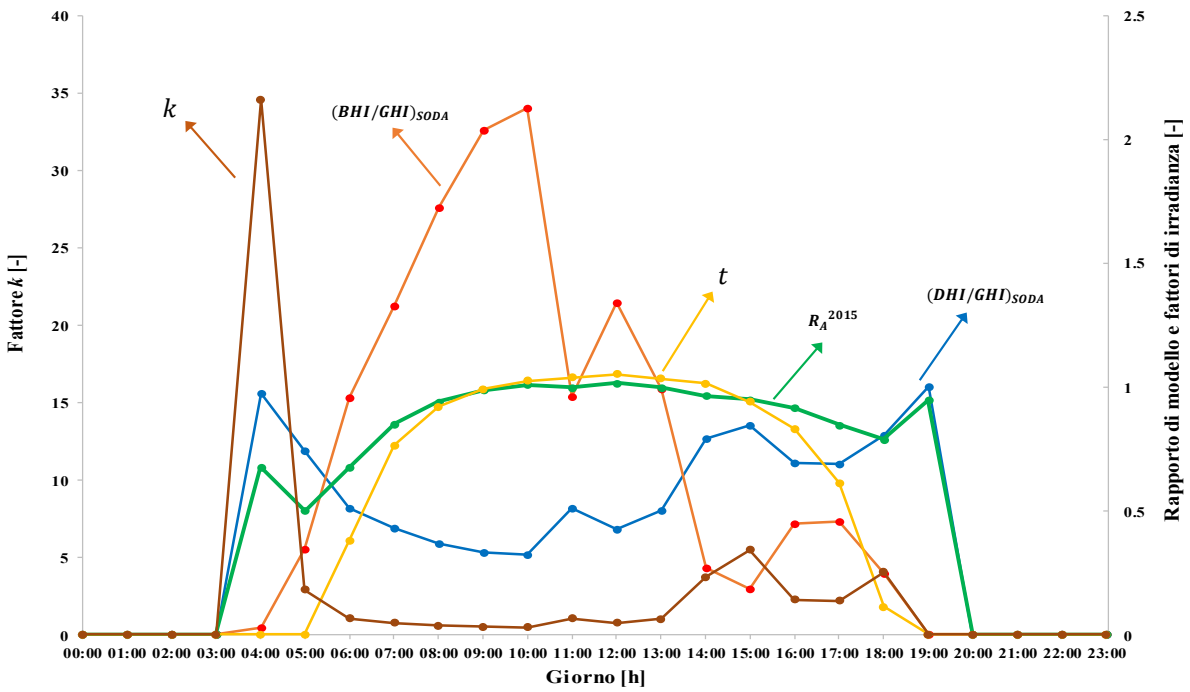

Figura 3.7 – Analisi delle componenti di irradianza nel rapporto di modello ASHRAE

Gli effetti di "disturbo" indotti sul rapporto di modello sono causati dalle variazioni di:

- *componente diretta*, gli effetti sono tanto più bassi quanto più ci si avvicina al centro della giornata;
- *componente diffusa*, gli effetti sono evidenti agli estremi della giornata.

A questo punto, si osservano i profili giornalieri di irradianza sul piano inclinato per due giornate estive:

- giornata "serena" del 12 luglio 2015, in Figura 3.8;
- giornata "non serena" del 10 luglio 2015, in Figura 3.11.

L'analisi di giornate estive è significativa in quanto si ha la maggiore produzione per impianti fotovoltaici, nonostante le temperature elevate.

Per la giornata serena di Figura 3.8 si osservano i seguenti profili di irradianza:

- ${G_A}^{2015}$: è disponibile al termine dell'operazione di riporto con il modello ASHRAE, realizzata come descritto nel precedente paragrafo;
- ${G_S}^{{R_M}^{2015}}$: è calcolabile al termine dell'operazione di riporto in modo approssimato:

$$ {G_S}^{{R_M}^{2015}} = {R_M}^{2015} \cdot {GHI_{SODA}}^{2015} \tag{3.12} $$

Con il *metodo approssimato* si sostituisce l'algoritmo esatto di riporto di PVGIS attraverso il corrispondente rapporto di modello. Si rende possibile il confronto tra le sole differenti

procedure di riporto utilizzando i dati SoDa-CAMS per l'irradianza globale sul piano orizzontale, in quanto si rende indipendente l'analisi dalla sorgente di dati.

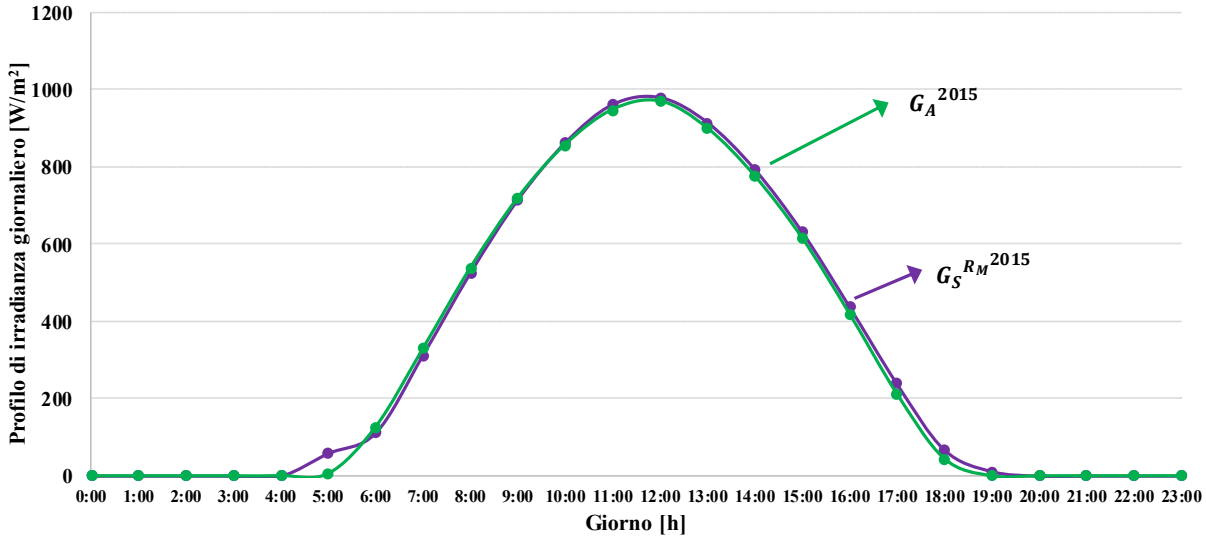

Figura 3.8 – Profilo di una giornata serena, per l'anno 2015: confronto tra modelli di riporto

Si osserva che i profili sono molto simili, in particolare:

- agli estremi lo scostamento tra i profili è più evidente e il profilo $G_S{}^{R_M}{}^{2015}$ è leggermente superiore;
- nella parte centrale della giornata il profilo $G_S{}^{R_M}{}^{2015}$ è leggermente superiore.

Si osservano in Figura 3.9 i rapporti di modello e i pesi della componente diffusa.

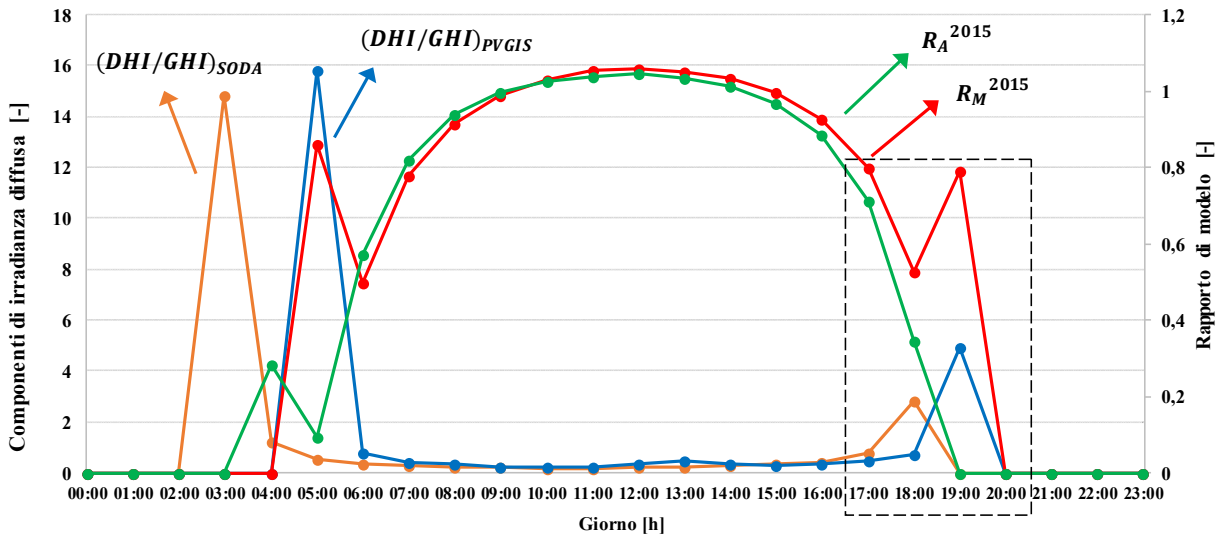

Figura 3.9 – Profilo giornata serena, per l'anno 2015: confronto tra componenti diffuse e rapporti di modello

Quanto descritto nell'elaborazione dell'Equazione 3.10 del rapporto di modello ASHRAE vale qualitativamente anche per il rapporto di modello PVGIS, ignoto, in quanto i profili dei rapporti di modello sono simili.

Per comprendere quale dei due modelli attribuisce maggior peso alla componente diffusa, occorre osservare i pesi della componente diffusa rispetto all'irradianza globale di ciascun database, riportati in Figura 3.9.

Si osserva che i rapporti di irradianza diffusa sono simili ma il loro impatto sui rapporti di modello è diverso:

- la sensibilità alla componente diffusa è maggiore per il modello PVGIS, a causa delle ampie deformazioni agli estremi della giornata, osservabili in Figura 3.9 a quasi parità di rapporti di irradianza diffusa. Questo si ripercuote nella procedura di riporto, come si osserva nei profili di irradianza di Figura 3.8.

Si può calcolare la variazione del rapporto di modello rispetto a quella delle componenti di irradianza attraverso la definizione di un *coefficiente di sensibilità*.

Per la *componente diffusa*:

$$CS_{DHI} = \frac{\Delta \mathrm{R}}{\Delta(DHI/GHI)} \tag{3.13}$$

e ha senso calcolarlo in un tratto di salita o di discesa agli estremi della giornata.

Il database SoDa-CAMS contiene, in questo esempio, una componente diffusa rilevata in anticipo rispetto a quella presente in PVGIS. Il calcolo sarà dunque riferito allo stesso fenomeno ma ad ore diverse. Realizzando il calcolo nel tratto di discesa contenuto all'interno del tratteggio di Figura 3.9 si ottengono, per entrambi i modelli:

$$CS_{DHI}{}^{SODA} = \left.\frac{\Delta R_A{}^{2015}}{\Delta(DHI/GHI)_{SODA}}\right|_{19:00}^{18:00} = 0.123 \quad , \quad CS_{DHI}{}^{PVGIS} = \left.\frac{\Delta R_M{}^{2015}}{\Delta(DHI/GHI)_{PVGIS}}\right|_{20:00}^{19:00} = 0.160$$

Risultando dunque:

$$CS_{DHI}{}^{PVGIS} > CS_{DHI}{}^{SODA}$$

si riscontra la maggiore sensibilità del modello di riporto PVGIS alla componente diffusa.

Per la giornata non serena di Figura 3.11 si osservano gli stessi profili di irradianza della Figura 3.8, con l'aggiunta del profilo:

- $G_M{}^{2015}$: è disponibile osservando i dati scaricati e già riportati da PVGIS.
  Visualizzare questo il profilo serve solo per evidenziare l'impatto della differenza tra i database sulla stima dell'irradianza sul piano inclinato. Il profilo $G_M{}^{2015}$ è molto diverso

dai profili ${G_A}^{2015}$ e ${G_S}^{R_M{}^{2015}}$ perché l'irradianza globale sul piano orizzontale è diversa da quella del SoDa-CAMS.

Osservando solo i profili ${G_A}^{2015}$ e ${G_S}^{R_M{}^{2015}}$ si osserva che:

- il comportamento sia agli estremi che nella parte centrale della giornata è circa lo stesso di quello riscontrato nella giornata serena in Figura 3.8.

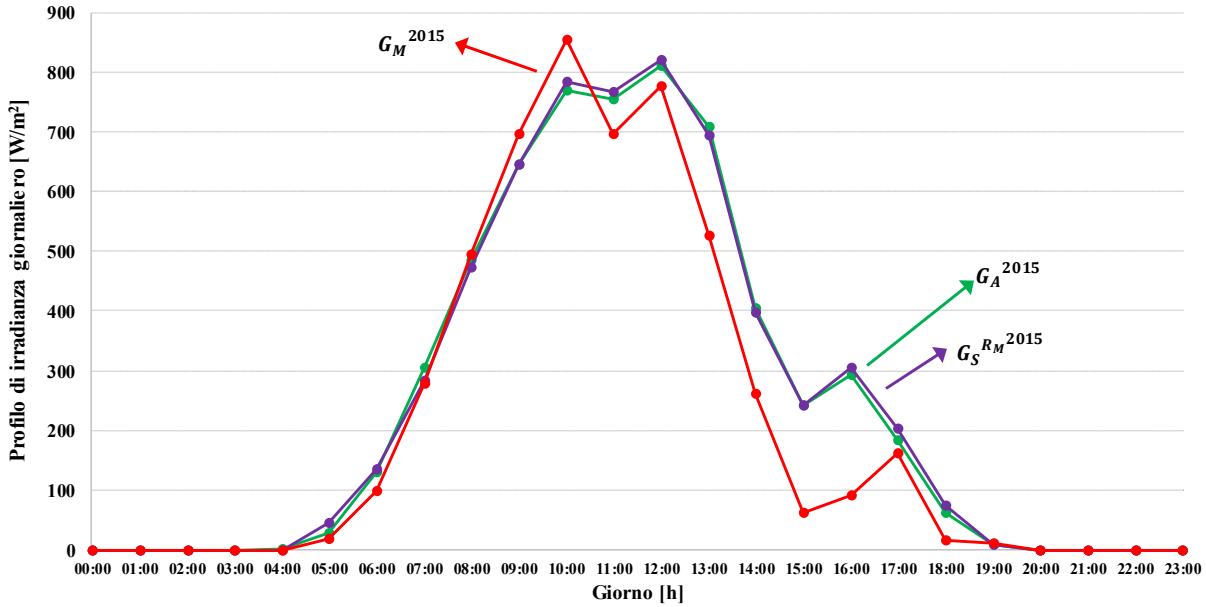

Figura 3.10 – Profilo di una giornata non serena, per l'anno 2015: confronto tra modelli di riporto

Per comprendere invece quale dei due modelli attribuisce maggior peso alla componente diretta, si possono osservare i pesi della componente diretta rispetto all'irradianza globale di ciascun database in Figura 3.11.

Gli andamenti dei rapporti di modello sono influenzati poco dalla componente diretta, soprattutto nella parte centrale.

Si realizza il calcolo del coefficiente di sensibilità per la *componente diretta*:

$$CS_{BHI} = \frac{\Delta \mathrm{R}}{\Delta(BHI/GHI)} \tag{3.14}$$

nel tratto contenuto all'interno del tratteggio di Figura 3.11. Si ottengono, per entrambi i modelli:

$${CS_{BHI}}^{SODA} = \left.\frac{\Delta {R_A}^{2015}}{\Delta(BHI/GHI)_{SODA}}\right|_{13:00}^{12:00} = 0.048 \quad , \quad {CS_{BHI}}^{PVGIS} = \left.\frac{\Delta {R_M}^{2015}}{\Delta(BHI/GHI)_{PVGIS}}\right|_{13:00}^{12:00} = 0.184$$

Risulta dunque:

$${CS_{BHI}}^{PVGIS} > {CS_{BHI}}^{SODA}$$

ovvero la sensibilità alla componente diretta è maggiore per il rapporto di modello PVGIS.

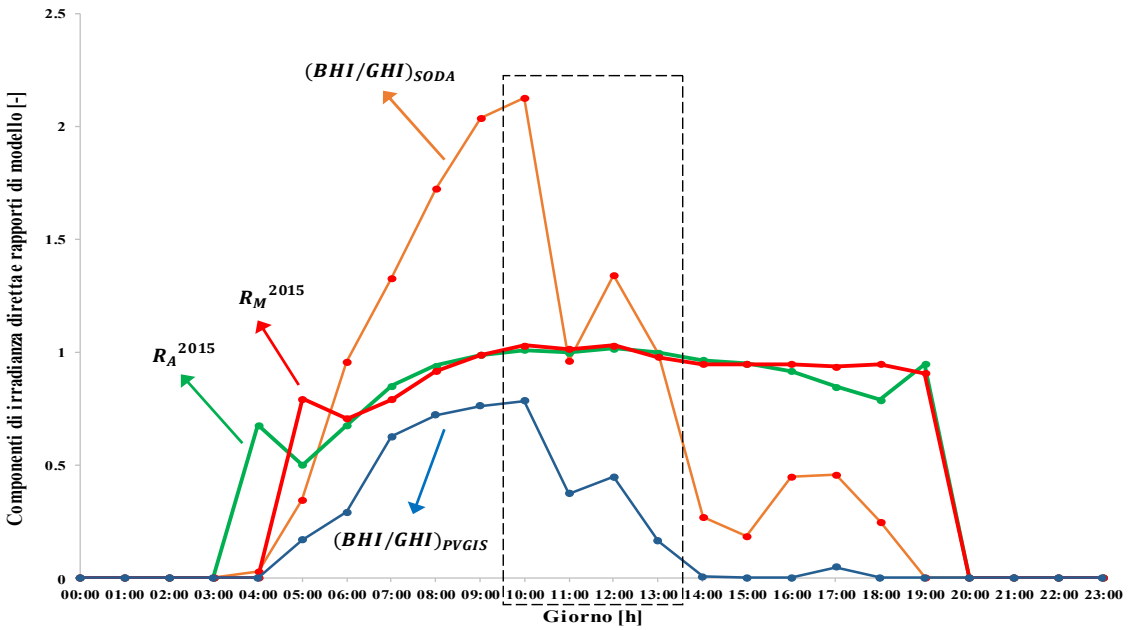

Figura 3.11 – Profilo giornata non serena, per l'anno 2015: confronto tra componenti dirette e rapporti di modello

Queste analisi qualitative, seppur basate su un'unica giornata, mettono in evidenza che le componenti diretta e diffusa sono pesate in modo maggiore all'interno dell'algoritmo di Muneer di PVGIS rispetto al modello ASHRAE. Questo spiega le differenze, seppur minime, tra i rapporti medi annuali riportati in Tabella 3.4.

Ovviamente, queste considerazioni non implicano che l'irraggiamento di PVGIS sul piano inclinato sia superiore a quello ottenuto con il modello ASHRAE, infatti:

- i database sono determinanti sui risultati del riporto, come osservabile qualitativamente in Figura 3.10.

Utilizzando il metodo di calcolo approssimato dell'Equazione 3.12, si osservano in Tabella 3.5 le differenze in termini di irraggiamento giornaliero rispetto al modello ASHRAE e dei rapporti di modello.

Tabella 3.5 – Confronto tra irraggiamenti e tra rapporti di modello, per giorno sereno e non sereno, nel luglio 2015

Irraggiamento [kWh/m²] e rapporti di modello [-]	Giorno sereno 12 luglio	Giorno non sereno 10 luglio
${G_A}^{2015}$	7.47	5.83
${G_S}^{R_M{}^{2015}}$	7.62	5.87
DHI_{SODA}	1.58	3.02
BHI_{SODA}	6.28	3.09
DHI_{PVGIS}	2.02	2.69
BHI_{PVGIS}	6.09	2.53
${R_A}^{2015}$	0.784	0.892
${R_M}^{2015}$	0.887	0.924

Ritenendo affidabile il modello di riporto di PVGIS e il suo utilizzo in modo approssimato, si può ritenere "valida" anche l'applicazione del modello ASHRAE, in quanto non ci sono grandi differenze in termini di irraggiamento.

Nel *medio-lungo termine*, per valutare le differenze tra i metodi di riporto e tra i database, si possono confrontare, per l'anno 2015:

- l'irraggiamento globale sul piano orizzontale: con i due database, definendo lo scarto percentuale:

$$S_{GHI\%} = \frac{GHI_{SODA} - GHI_{PVGIS}}{GHI_{PVGIS}} \cdot 100 \tag{3.15}$$

- l'irraggiamento sul piano inclinato: con i due modelli di riporto, definendo lo scarto percentuale:

$$S_{AM\%} = \frac{{G_A}^{2015} - {G_M}^{2015}}{{G_M}^{2015}} \cdot 100 \tag{3.16}$$

- l'irraggiamento sul piano inclinato: con il modello ASHRAE e con il metodo approssimato, definendo lo scarto percentuale:

$$S_{AM\%}{}^{R_M} = \frac{G_A{}^{2015} - G_A{}^{R_M\,2015}}{G_A{}^{R_M\,2015}} \cdot 100 \tag{3.17}$$

Si riportano i risultati del confronto in Tabella 3.6, osservando che:

- utilizzare due modelli differenti, ognuno con il proprio database, porta ad uno scarto annuo molto basso, ma con scarti mensili più elevati.
- utilizzare il modello ASHRAE e il metodo approssimato di Muneer, con il database SoDa-CAMS, porta a scarti molto bassi per gran parte dei mesi, mentre lo scarto annuo è leggermente più elevato.

Le analisi complessive svolte indicano che il modello di riporto ASHRAE e i dati di SoDa-CAMS sono accettabili per il lavoro di tesi, sia nel breve che nel medio-lungo termine.

Tuttavia, la validazione qualitativa realizzata è "semplificata", ovvero basata su pochi dati di irradianza e solo su un modello di confronto, peraltro approssimato.

Tabella 3.6 – Riporto dell'irradianza sul piano inclinato: confronto tra i modelli ASHRAE e Muneer con diverse sorgenti di dati

Mese	GHI_{SODA} [kWh/m^2]	GHI_{PVGIS} [kWh/m2]	$S_{GHI\%}$ [%]	$G_A{}^{2015}$ [kWh/m^2]	$G_M{}^{2015}$ [kWh/m^2]	$S_{AM\%}$ [%]	$G_A{}^{R_M 2015}$ [kWh/m^2]	$S_{AM\%}{}^{R_M}$ [%]
gennaio	59	60	-1.61	94	101	-6.86	99	-4.48
febbraio	81	78	4.60	114	111	2.63	113	0.93
marzo	123	114	7.98	152	143	6.65	151	0.98
aprile	174	162	7.67	191	179	6.64	191	0.25
maggio	209	201	4.21	208	202	2.58	209	-0.83
giugno	216	205	5.57	205	197	3.79	207	-1.35
luglio	226	230	-2.07	217	227	-4.18	221	-1.70
agosto	196	197	-0.49	206	210	-2.32	208	-1.06
settembre	142	138	2.53	164	163	0.20	165	-0.69
ottobre	88	77	14.01	113	100	13.23	115	-1.40
novembre	71	73	-1.66	113	120	-5.99	115	-2.17
dicembre	64	68	-6.13	113	129	-12.90	121	-7.04
ANNO	**1650**	**1603**	**2.95**	**1889**	**1883**	**0.29**	**1915**	**-1.34**

Si osserva in Figura 3.6 che i rapporti di modello ASHRAE per l'anno 2018, rispetto a quelli del 2015, sono simili. In particolare dalla Tabella 3.4 si osserva che nel 2018:

- la media annua dei rapporti di modello è inferiore del circa 2%;
- la variabilità dei rapporti di modello è abbastanza inferiore, del circa 9%, con maggiore evidenza in estate.

A conferma della validazione del modello ASHRAE, si può utilizzare il rapporto di modello di PVGIS dell'anno 2015, per stimare l'irradianza sul piano inclinato per l'anno 2018 con i dati di SoDa-CAMS:

$$G_S{}^{R_M{}^{2018}} = R_M{}^{2015} \cdot GHI_{SODA}{}^{2018} \tag{3.18}$$

Si ottengono profili molto simili a quelli ottenuti applicando il modello ASHRAE, come riportato in Figura 3.12 per i giorni: 10-11-12 luglio 2018.

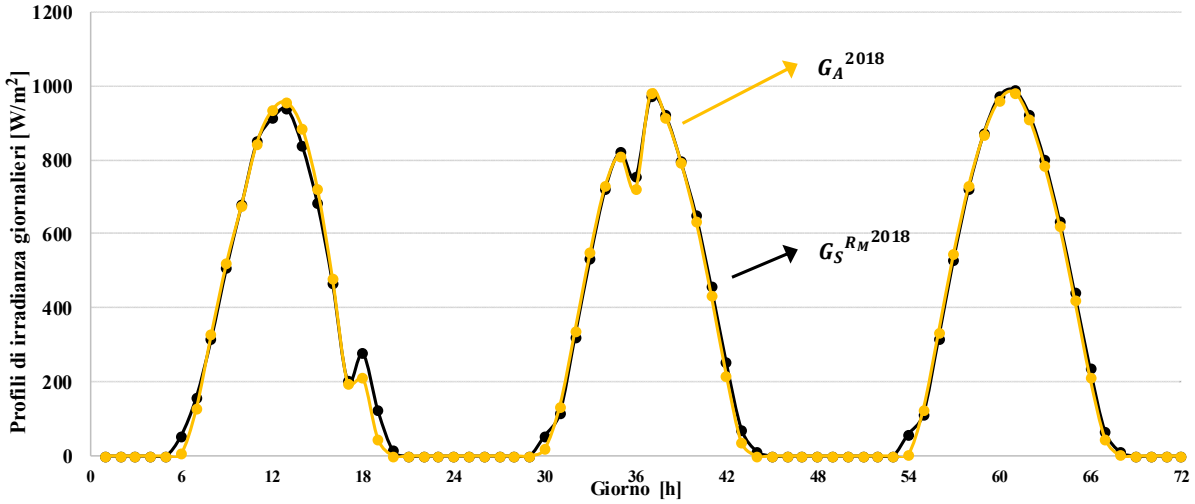

Figura 3.12 – Confronto tra profili di irradianza giornalieri, per l'anno 2018

Questo risultato vale soprattutto in estate, dove i rapporti di modello sono poco variabili.

I rapporti di modello variano negli anni, a causa della variabilità delle componenti di irradianza. Pertanto, il loro utilizzo per evitare l'implementazione di un modello di riporto rigoroso non è comunque opportuno per ottenere stime accurate nel breve termine, a causa della variabilità delle componenti di irradianza, elevata soprattutto nei mesi non estivi.

3.4 Dipendenza della produzione da irradianza e temperatura

La produzione degli impianti fotovoltaici definita dall'Equazione 3.1 dipende da irradianza e temperatura, i cui effetti derivano dall'analisi di una singola *cella fotovoltaica*, che può essere modellizzata con il circuito equivalente di Figura 3.13.

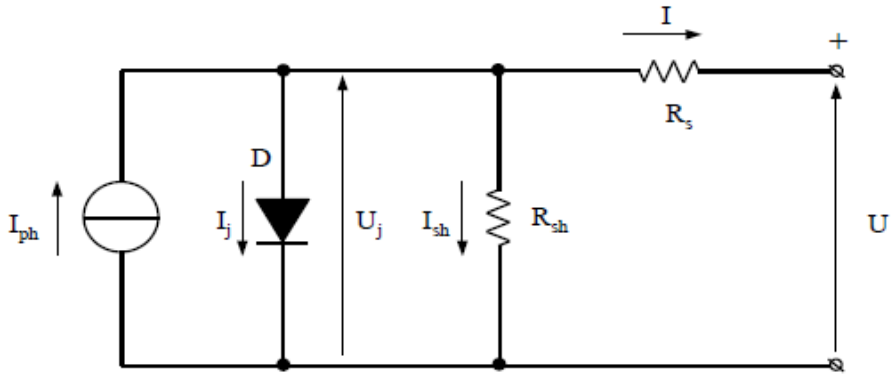

Figura 3.13 – Circuito equivalente a 5 parametri di una cella fotovoltaica reale [30]

Quando la cella viene illuminata assume un comportamento analogo a quello di un diodo connesso in parallelo ad un generatore di corrente ideale, che produce per effetto fotovoltaico una *corrente di campo*:

$$I_{ph} = k_M \cdot S \cdot G \propto G \tag{3.19}$$

A meno del fattore k_M del materiale e della superficie S, la corrente prodotta è proporzionale alla sola irradianza G che polarizza direttamente la giunzione della cella, interessata da una *corrente di diffusione* data dall'equazione di Shockley:

$$I_j = I_O \cdot (e^{A \cdot U_j} - 1) \quad , \quad \text{con} \quad A = \frac{q}{m \cdot k \cdot T} \tag{3.20}$$

La corrente cresce con la *corrente di saturazione inversa* I_O in modo esponenziale, in funzione della tensione di giunzione U_j. Il fattore A dipende dall'energia associata all'elettrone, dal fattore m di qualità della giunzione ($1 \div 2$), dalla costante di Boltzmann k e dalla temperatura di giunzione T.

La cella reale tiene conto dei seguenti fenomeni di dispersione:

- R_{sh} : *resistenza shunt*, considera l'effetto di dispersione ai bordi di isolamento laterali della giunzione. La corrente I_{sh} dispersa dipende dalla tensione di giunzione;
- R_s : *resistenza serie*, considera l'impatto dei bus-bar di collegamento, necessari per le saldature tra celle. È un effetto che riduce la tensione in uscita dalla cella. È molto inferiore alla resistenza di shunt.

Complessivamente i parametri indipendenti considerati sono cinque: I_O, U_j, I_{ph}, R_{sh}, R_s.

Il comportamento della cella è descrivibile attraverso la *caratteristica corrente-tensione* (*I-U*) governata dalle seguenti equazioni di Kirchhoff:

$$I = I_{ph} - I_j - I_{sh} \tag{3.21}$$

$$U = U_j - R_s \cdot I \tag{3.22}$$

Il funzionamento della cella nel primo quadrante, da generatore, è descritto in Figura 3.14.

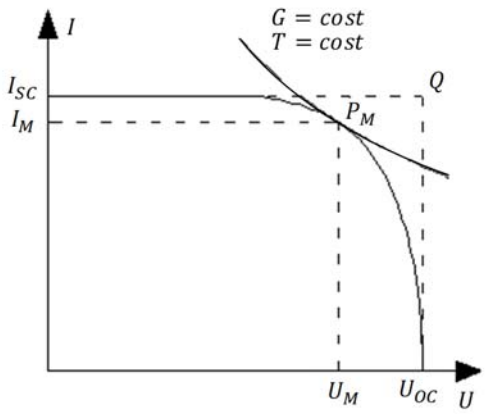

Figura 3.14 – Caratteristica I-U di funzionamento della cella da generatore

Si osservano i seguenti *punti caratteristici*, con valori di irradianza e temperatura costanti:

- I_{SC} : *corrente di cortocircuito*, è il massimo valore di corrente che la cella eroga nella condizione di carico $U = 0$;
- U_{OC} *o* V_{OC} : *tensione a vuoto*, è il massimo valore di tensione in uscita dalla cella nella condizione di carico $I = 0$;
- P_M : *punto di massima potenza*, è il massimo valore di potenza erogabile dalla cella, in corrispondenza dei valori I_M e U_M.

La caratteristica è ottenuta simulando, per esempio, un carico variabile attraverso la carica di un condensatore entro un tempo di analisi di (10 ± 20) ms, senza l'ausilio di un carico elettronico [23].

Il valore di potenza massima è limitato dal *limite termico*. L'effetto delle dissipazioni porta il punto di funzionamento ideale Q a non essere mai raggiungibile.

Il comportamento è non lineare soprattutto nell'intorno del punto a massima potenza. Rispetto al punto di massima potenza, per tensioni inferiori la cella è un buon generatore di corrente, mentre per tensioni superiori è più simile ad un generatore di tensione.

L'effetto di *decadimento della corrente* generata complessivamente per valori elevati di tensione, dipende dall'esponenziale aumento della corrente di diffusione.

La prestazione della cella viene comunemente valutata attraverso il *Fill factor* (K_f o *FF*):

$$FF = \frac{I_M}{I_{SC}} \cdot \frac{U_M}{U_{OC}} \sim (0.9 \div 0.95) \cdot (0.75 \div 0.8) \sim 0.5 \div 0.8 \tag{3.23}$$

Si osserva come il peso del rapporto tra le correnti è superiore in quanto la corrente massima è prossima a quella di cortocircuito, mentre il peso del rapporto di tensione è inferiore. Il risultato complessivo dipende dalla tecnologia, i valori sono più elevati per i cristalli al silicio.

Il *punto di funzionamento* dipende dal carico e dal controllo dell'inverter nel caso di interfaccia con convertitori.

Caratteristiche *I-U* per diversi valori di irradianza e temperatura di cella, si osservano in Figura 3.15.

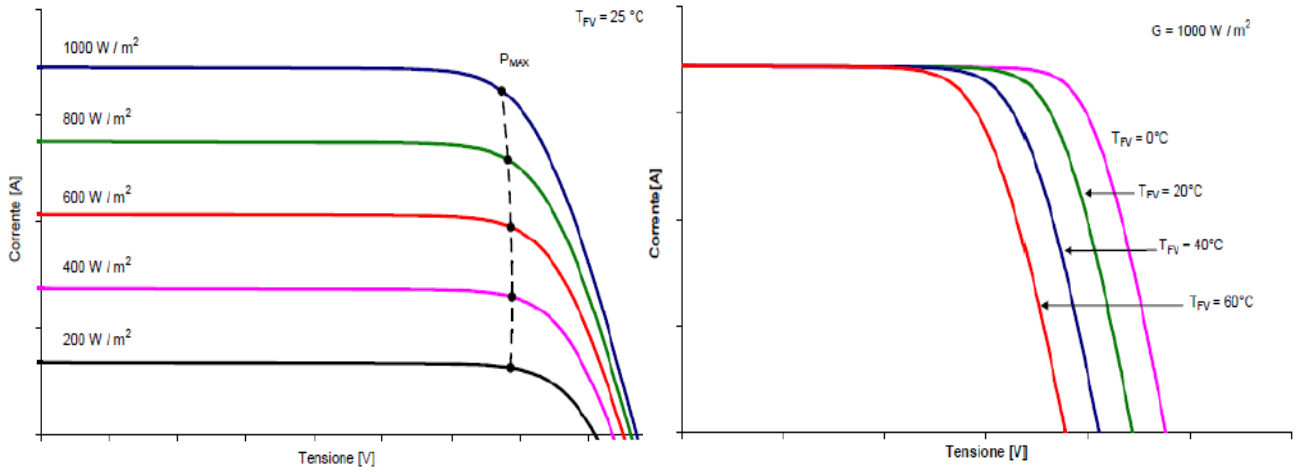

Figura 3.15 – Dipendenza della caratteristica I-U da irradianza e temperatura di cella [23]

Se si mantiene costante la temperatura di cella delle condizioni STC, all'aumentare dell'irradianza:

- la corrente aumenta praticamente in modo proporzionale, così come la potenza in uscita;
- la tensione aumenta poco.

Se si mantiene costante l'irradianza delle condizioni STC, all'aumentare della temperatura:

- la corrente aumenta di poco, è circa una corrente costante;
- la tensione diminuisce notevolmente;

- la potenza aumenta poco per effetto della corrente e diminuisce maggiormente per effetto di tensione. Calcolando la derivata della potenza massima, data dal prodotto di corrente e tensione massime, rispetto alla temperatura di cella, si definiscono tre *coefficienti termici* in [%/°C]:
  - di corrente: $\alpha_{T,cella\,\%} = \frac{dI_M}{dT} \cdot \frac{100}{I_M} > 0$
  - di tensione: $\beta_{T,cella\,\%} = \frac{dU_M}{dT} \cdot \frac{100}{U_M} < 0$, $\beta_{T,cella\,\%} \gg \alpha_{T,cella\,\%}$
  - di potenza : $\gamma_{T,cella\,\%} = \frac{dP_M}{dT} \cdot \frac{100}{P_M} = \alpha_{T,cella\,\%} + \beta_{T,cella\,\%} \cong \beta_{T,cella\,\%} < 0$

Complessivamente di può assumere che la potenza prodotta dalla cella varia in funzione di:

1. irradianza *G*, con variazione proporzionale della corrente. La potenza è quasi indipendente dalla variazione di tensione;
2. temperatura di cella T_{cella}, con variazione di tensione che influisce sul fattore termico di perdita attraverso il $\gamma_{T,cella\,\%}$. La potenza è praticamente indipendente dalla variazione di corrente.

È opportuno considerare che l'irradianza influenza la temperatura di cella, in quanto aumentando la corrente generata aumentano le *perdite interne*, oltre al fatto che valori di irradianza più elevati si ottengono nella parte centrale della giornata, dove la temperatura dell'aria è solitamente più elevata.

In generale si può descrivere la dipendenza della produzione di una cella da irradianza e temperatura, attraverso le seguenti espressioni:

$$P_{DC,cella} \propto G \cdot f\left(\gamma_{T,cella\,\%}\ ,\ T_{cella}\right) \tag{3.24}$$

$$T_{cella} = f(G,\ T_{aria}) \tag{3.25}$$

Il parametro che influenza maggiormente la produzione di una cella fotovoltaica è sicuramente l'irradianza.

Le celle sono tra loro collegate e assemblate, non sono identiche costruttivamente, e non sono tutte soggette alla stessa irradianza, così come la temperatura non è ovviamente identica per tutte le celle.

I dati di un modulo sono ottenuti in modo standardizzato realizzando delle apposite prove [30] e sono i dati di riferimento per la realizzazione di un impianto.

3.4.1 Efficienza di un modulo fotovoltaico e irradianza solare limite

L'*efficienza nominale* del modulo è definita nelle condizioni STC come:

$$\eta_{STC} = \frac{P_{STC}}{G_{STC} \cdot S} \tag{3.26}$$

In una generica condizione di irradianza in condizioni di temperatura STC, si può calcolare l'efficienza del modulo come:

$$\eta_{PV} = \frac{P_{DC}}{P_{STC}} \cdot \frac{G_{STC}}{G} \cdot \frac{1}{\eta_{STC}} \propto \frac{P_{DC}(G)}{G} \tag{3.27}$$

ovvero l'andamento segue quello della P_{DC} che è funzione di una certa irradianza.

In Figura 3.16 si riporta un esempio di curva di efficienza sperimentale in diverse condizioni di temperatura di cella e di irradianza incidente sui moduli.

Nel lavoro di tesi la P_{DC} è calcolata e non è misurata, pertanto occorre realizzare una modellistica adeguata che approssimi il comportamento sperimentale dell'efficienza al variare di G.

In Figura 3.16 si osservano due fenomeni, identici per le curve a varie temperature di cella:

1. *mancata produzione* per valori di irradianza inferiori ad un certo valore;
2. *efficienza ridotta* rispetto alle condizioni STC con non linearità evidenti fino a poche centinaia di [W/m^2].

Si possono spiegare entrambi i fenomeni dall'analisi del comportamento fisico del diodo:

- per il primo punto: i diodi richiedono un certo livello di tensione di soglia per avviare la conduzione. Pertanto, per valori di irradianza troppo bassi, la corrente di campo generata per effetto fotoelettrico dalle celle è talmente bassa da vanificare la generazione di potenza ai terminali dei moduli;
- per il secondo punto: in seguito all'accensione del diodo, la corrente condotta segue per un tratto iniziale un andamento esponenziale ed infine circa lineare. Tuttavia, superato il valore di soglia l'andamento complessivo si può linearizzare, non commettendo un grande errore quando si utilizza il diodo per alte correnti. Pertanto, fino a quando la corrente generata dalle celle non è sufficiente al raggiungimento della zona lineare, il modulo non funziona come un buon generatore di corrente.

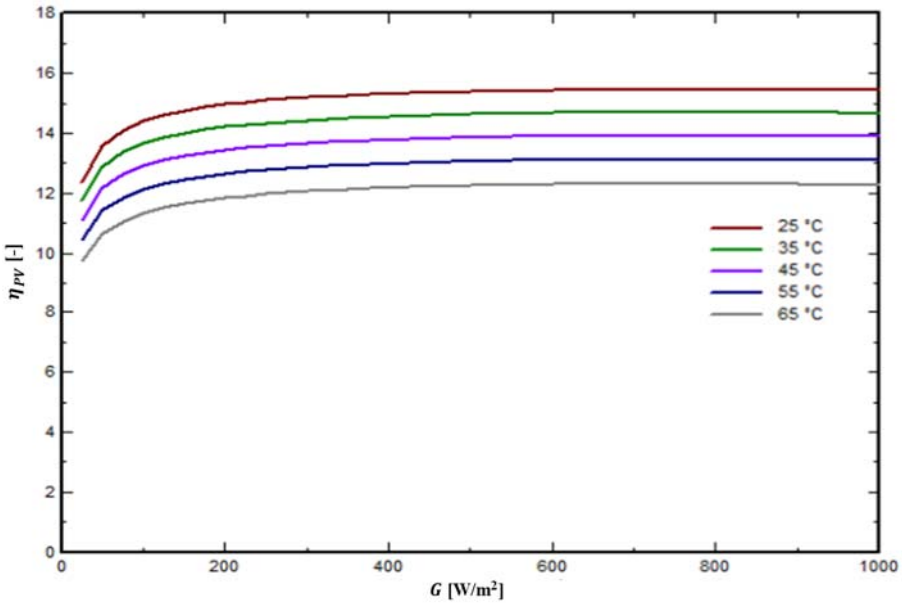

Figura 3.16 – Efficienza di un modulo fotovoltaico al variare della temperatura di cella e dell'irradianza [33]

Per modellizzare la mancata produzione si potrebbe utilizzare la seguente condizione:

$$\begin{cases} P_{DC1} = 0 & \forall\, G \leq G_o \\ P_{DC1} \propto G & \forall\, G > G_o \end{cases} \tag{3.28}$$

definendo G_o come l'*irradianza solare limite* per cui il modulo non produce, assunta pari a:

$$G_o = 17.7\ [\mathrm{W/m^2}]$$

Questo valore è riferito a moduli in silicio policristallino (p-Si) [32] ed è ricavato dall'interpolazione dei punti di potenza generata in riferimento all'irradianza incidente su un dato modulo sperimentale.

Con la modellistica dell'Equazione 3.28 non si terrebbe conto della riduzione di efficienza a bassa irradianza, pertanto una modellistica migliore sarebbe:

$$\begin{cases} P_{DC2} = 0 & \forall\, G \leq G_o \\ P_{DC2} \propto (G - G_o) & \forall\, G > G_o \end{cases} \tag{3.29}$$

Le due modellistiche possono essere confrontate in Figura 3.17.

Si può dimostrare che quest'ultima modellistica, approssima bene il comportamento dei moduli a bassa irradianza, diagrammando il rapporto:

$$\eta_{PV} \propto \frac{P_{DC2}(G - G_o)}{G} \propto \frac{(G - G_o)}{G}$$

in Figura 3.18. Il comportamento è abbastanza simile a quello sperimentale, infatti si nota l'inizio della linearità nell'intorno dei 400 W/m^2, come verificabile in Figura 3.16. L'impatto dell'irradianza

limite sulla produzione P_{DC2} è quindi maggiore per valori di irradianza vicini all'irradianza limite e inferiore per valori di irradianza elevati.

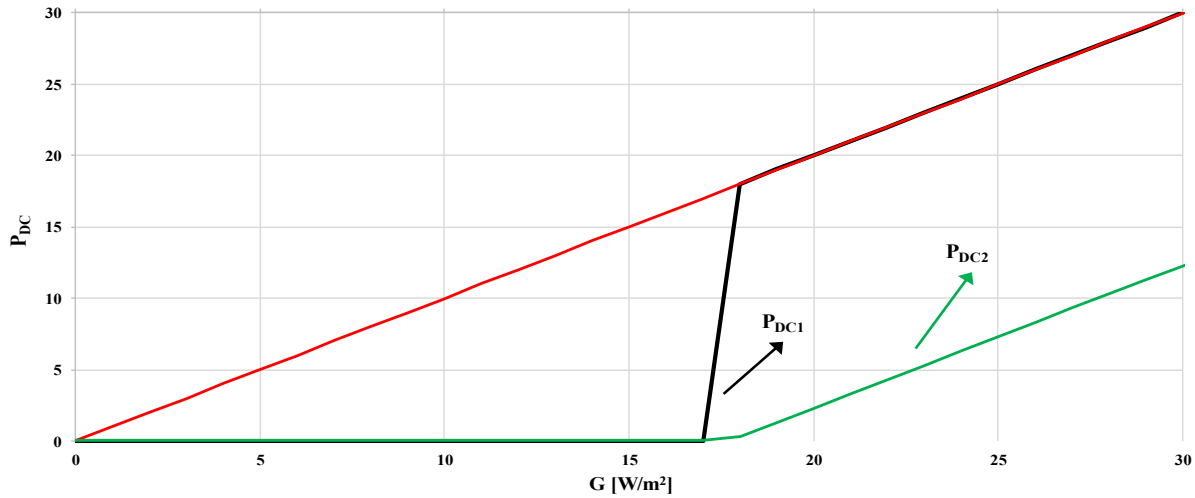

Figura 3.17 – Scostamenti dalla linearità della potenza prodotta da moduli fotovoltaici in funzione dell'irradianza

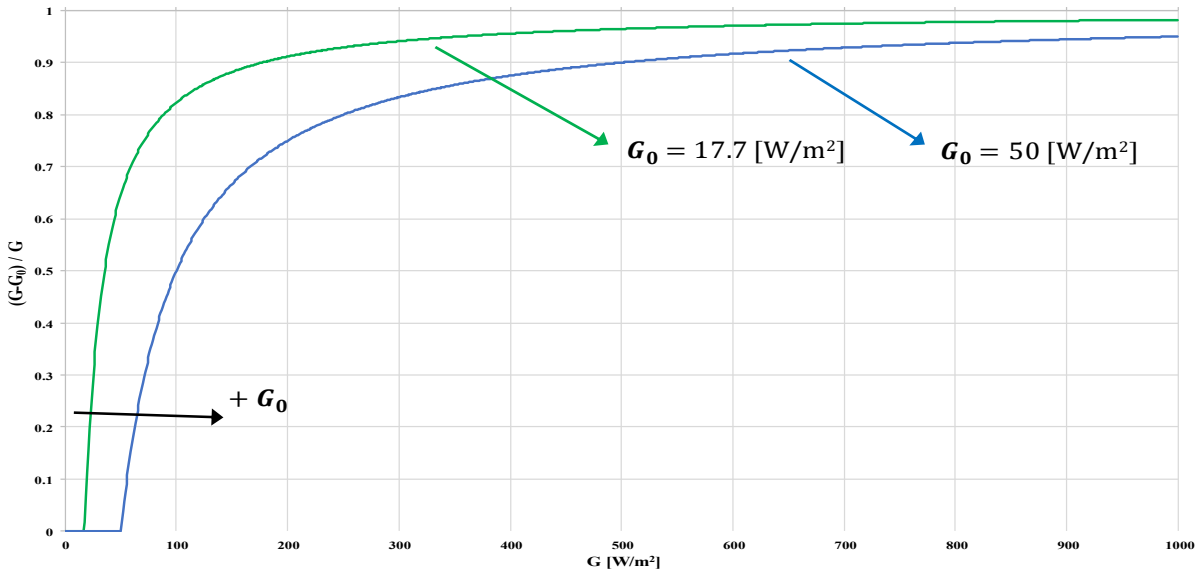

Figura 3.18 – Modellistica di efficienza dei moduli utilizzata nel modello previsionale di produzione

Per quanto osservato qualitativamente, nel lavoro di tesi si preferisce utilizzare la modellistica proposta nell'Equazione 3.29.

Si osserva che se l'irradianza limite aumenta vengono maggiormente evidenziate le non linearità, a discapito della potenza prodotta dall'impianto.

3.4.2 Fattore termico di perdita

Il fattore termico di perdita utilizzato nella formula per il calcolo della produzione dell'impianto sul lato AC tiene conto dell'effetto di temperatura sulla produzione discusso per la singola cella. Per il singolo modulo si può stimare attraverso la seguente:

$$C_{T,modulo} = 1 + \gamma_{T,modulo} \cdot (T_{modulo} - T_{STC}) \tag{3.30}$$

La T_{modulo} sarebbe la media delle temperature delle varie celle. Se le celle fossero perfettamente identiche tra loro ed il modulo fosse irradiato uniformemente, la temperatura di una cella sarebbe rappresentativa della temperatura media del modulo. Ai fini ingegneristici, la temperatura T_{modulo} è comunque "confondibile" con T_{cella}, in quanto l'errore che si commetterebbe sulla produzione, nel considerare la temperatura media esatta ma difficilmente calcolabile o misurabile, sarebbe assolutamente trascurabile. Infatti, il parametro dominante nel modello è l'irradianza.

Nel lavoro di tesi si ipotizza che tutti i moduli dell'impianto:

- siano costruttivamente identici, definendo il *coefficiente termico di potenza* per l'impianto:

  $$\gamma_{T\,\%} \cong \gamma_{T,modulo\,\%}$$

  Valori tipici sono (0.3 ÷ 0.5) %/°C rispetto alla potenza nominale del modulo ed è un dato noto dal costruttore;
- abbiano la stessa temperatura media in una data condizione operativa, definendo la *temperatura media* dei moduli dell'impianto:

  $$T \cong T_{modulo} = T_{cella}$$

pertanto il *fattore termico di perdita d'impianto* è calcolabile come:

$$C_T = 1 + \gamma_T \cdot (T - T_{STC}) \tag{3.31}$$

È sempre maggiore di zero e può essere:

- maggiore di uno, se la temperatura è inferiore alla T_{STC}; la produzione dell'impianto è agevolata dal migliore scambio termico;
- minore di uno, se la temperatura è superiore alla T_{STC}; la produzione dell'impianto è sfavorita dal peggiore scambio termico.

L'effetto proporzionale del fattore termico di perdita sull'efficienza è visibile in Figura 3.16.

La modellistica è di tipo *lineare* con coefficiente angolare pari a γ_T e variabile indipendente funzione di *T*.

Il modo in cui si calcola la *temperatura di cella* definisce le prime due configurazioni del modello previsionale di produzione:

1. *Modello NOCT*;
2. *Modello con velocità vento*.

3.5 Rendimento globale

In aggiunta al fattore termico di perdita ci sono altri fattori di perdita proporzionale di produzione, i quali sono tutti inglobati nel *rendimento globale di impianto*, di seguito definito:

$$\eta_G = \eta_{life} \cdot \eta_{dirt} \cdot \eta_{reflection} \cdot \eta_{mismatch} \cdot \eta_{cable} \tag{3.32}$$

Si descrivono i singoli elementi:

- η_{life} : tiene conto dell'*invecchiamento dell'impianto*. È calcolato come:

$$\eta_{life} = 1 - \gamma_{life} \cdot n \tag{3.33}$$

$$\gamma_{life} = (0.87\% \pm 0.35\%)/100$$

n = numero di anni trascorsi rispetto alla data di entrata in esercizio dell'impianto.

Il parametro γ_{life} è riferito a dati sperimentali per impianti al silicio policristallino (p-Si) [31] monitorati per sette anni consecutivi a Torino. Questa scelta è idonea nel lavoro di tesi in quanto quasi tutti gli impianti installati nella regione Lazio, e non solo, sono in tale tecnologia. Il primo contributo è il valore stimato di *perdita annuale* e il secondo è l'*incertezza* associata alla stima. A scopo cautelativo si è calcolato γ_{life} come la somma di entrambi i contributi per una perdita totale annua pari a:

$$\gamma_{life\%} = 1.22\%$$

- η_{dirt} : tiene conto della *sporcizia* depositata sui moduli dell'impianto. In condizioni di forte inquinamento ambientale o vicinanza a siti particolarmente ricchi di polvere, si possono ottenere perdite anche oltre il 7%. L'inclinazione dei pannelli agevola la pulizia naturale per effetto delle piogge. Ipotizzando minimo inquinamento ambientale e luoghi di installazione non eccessivamente sporchi, si assume un valore costante pari a:

$$\eta_{dirt} = 0.976$$

È un parametro stimabile attraverso un rapporto tra le irradianze rilevate prima e dopo una giornata piovosa [32].

- $\eta_{reflection}$: tiene conto dell'*effetto riflettente* del vetro frontale dei moduli. Non tutta l'irradianza incidente entra a contatto con le celle a causa dell'effetto riflettente del vetro. Si ipotizza pari a:

$$\eta_{reflection} = 0.973$$

È un parametro scelto dal sito PVGIS [27].

- $\eta_{mismatch}$: tiene conto del fatto che un impianto è costituito da più moduli e la loro interconnessione porta al *fenomeno di mismatch*, ovvero alla non uniformità delle caratteristiche *I-U* di moduli e stringhe. Questo porta a un decadimento di potenza dell'impianto stimato intorno al 3%:

$$\eta_{mismatch} = 0.97$$

Nel caso di piccoli-medi impianti la soluzione che riduce al minimo queste perdite, ovvero il grado di disaccoppiamento tra le caratteristiche *I-U*, è la tecnologia con *micro-inverter* su moduli o stringhe. Viceversa l'aumento del disaccoppiamento si ha per la tecnologia con *inverter centralizzato* in quanto l'ottimizzazione della potenza avviene sull'impianto completo e non su singole stringhe.

- η_{cable} : tiene conto di tutte le *connessioni fisiche* tra componenti dell'impianto, come cavi, diodi e quadri vari. Le maggiori perdite derivano per effetto Joule nei cavi, i quali vengono solitamente dimensionati per contenere le dissipazioni entro il 3% nelle condizioni nominali di impianto. Visto che l'impianto lavora spesso al di sotto della potenza nominale, si ipotizza [32]:

$$\eta_{cable} = 0.99$$

Si osserva che il rendimento globale è costante per ogni impianto. Impianti differenti possono avere differenti rendimenti globali solo a causa della differente età tra gli impianti.

3.6 Coefficiente di adattamento

Dovendo validare il modello attraverso un confronto tra i profili di produzione forniti da Terna e quelli generati dal modello previsionale stesso, si decide di introdurre un coefficiente che sia in grado di "compensare" gli squilibri, o scarti, tra i due profili su una certa base temporale. Questo concetto è alla base della *ottimizzazione del modello*.

La sua definizione all'interno della formula per il calcolo generale della P_{AC} è utile solo ai fini della generalizzazione del modello proposto, il quale può essere configurato in cinque modi diversi.

Quindi, per le prime due configurazioni definite senza l'ottimizzazione, si ipotizza questo rendimento pari a:

$$C_A = 1$$

3.7 Rendimento del convertitore

Il convertitore svolge due funzioni distinte e integrate all'interno dello stesso componente:

1. *adattamento DC/DC*: tensione e corrente in entrata dal lato DC vengono regolate ai fini di massimizzare la potenza generata sul lato DC dei moduli da un convertitore DC/DC step-down, gestito spesso con una logica *Maximum power point tracker* (MPPT). Altre logiche sono il *perturba e osserva* e la regolazione a *tensione costante* [24];
2. *conversione DC/AC*: tensione e corrente sono trasformate da un inverter ai fini di realizzare l'interfaccia compatibile con un sistema in AC. La quasi totalità dei sistemi fotovoltaici è connesso ad un sistema in corrente alternata. Se una parte del sistema è in DC questa è connessa a monte dell'inverter. La maggior parte degli inverter sono di tensione (VSI a transistor) con forma d'onda quadra, trapezoidale o sinusoidale (PWM). La tipologia di forma d'onda impatta sull'efficienza di conversione, sul contenuto armonico (THD) e sul costo. È importante rispettare l'intervallo di funzionamento dell'inverter in fase progettuale, per non compromettere il funzionamento dell'impianto.

Trattandosi di due convertitori distinti, il rendimento complessivo è dato da:

$$\eta_{CONV} = \eta_{DC/DC} \cdot \eta_{DC/AC} = \eta_{MPPT} \cdot \eta_{inverter} \tag{3.34}$$

Il rendimento del convertitore con MPPT è superiore a quello dell'inverter. Entrambi i rendimenti sono funzione della potenza prodotta rispetto alla propria potenza nominale, come visibile in Figura 3.19.

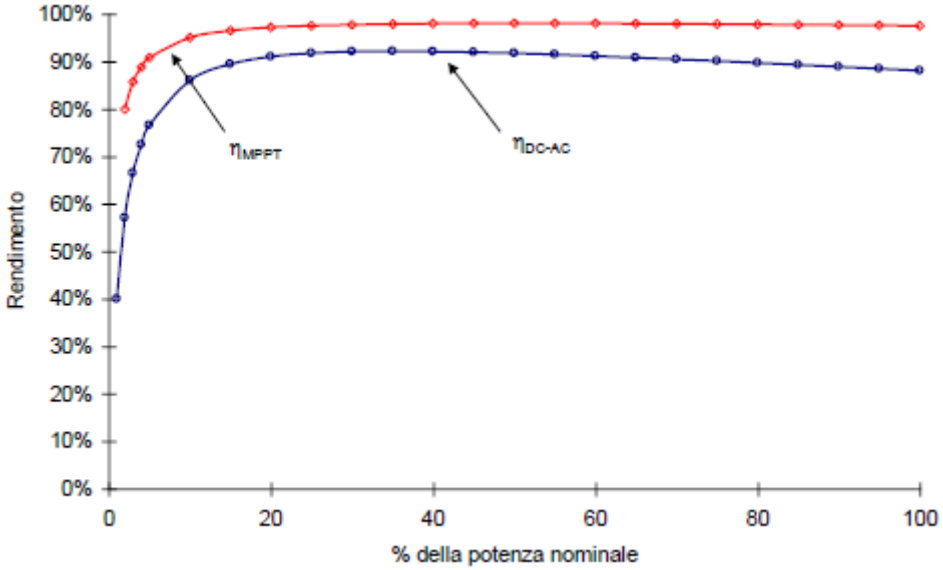

Figura 3.19 – Rendimenti costituenti il rendimento complessivo del convertitore [23]

I rendimenti assumono un andamento quasi lineare per potenze superiori al 20% della potenza nominale.

Nel lavoro di tesi viene utilizzato un unico rendimento. La modellistica dell'intero convertitore è di tipo "quadratico" ed è accettabile per una analisi semplificata. Dai due rendimenti del convertitore, si osserva che un modello quadratico è più rappresentativo per l'inverter che per l'MPPT. Pertanto in questa analisi, i termini convertitore e inverter sono tra loro "confondibili" a causa degli elevati rendimenti del convertitore con MPPT che raggiunge rendimenti anche oltre il 99%.

3.7.1 Modello quadratico del convertitore

Si definisce il rendimento del convertitore con la seguente espressione:

$$\eta_{CONV} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{P_{AC}}{P_{AC} + P_{AC,loss}} \tag{3.35}$$

La potenza in ingresso è la P_{DC}, cioè quella prodotta dall'impianto dal lato DC di ingresso all'MPPT. Sviluppando le perdite interne $P_{AC,loss}$ del convertitore, si descrive il modello quadratico come segue:

$$\eta_{CONV} = \frac{P_{AC}}{P_{AC} + P_O + P_L \cdot P_{AC} + P_Q \cdot {P_{AC}}^2} \tag{3.36}$$

Si definiscono i singoli termini di perdita, assegnando valori convenzionali, dedotti da prove sperimentali [35]:

- P_O : sono le *perdite a vuoto*, che sono indipendenti dalla produzione. Il valore è calcolato come una percentuale fissa $x_{\%}$ della potenza nominale:

$$P_O = x_{\%} \cdot P_{CONV,nom} \quad , \qquad x_{\%} = 0.7\% \tag{3.37}$$

- P_L : è il *fattore di perdite lineari*, associato alle perdite che sono dipendenti linearmente dalla produzione. Il valore costante è ipotizzato pari a:

$$P_L = P_O / P_{CONV,nom} \tag{3.38}$$

- P_Q : è il *fattore di perdite quadratiche*, associato alle perdite che sono dipendenti in modo quadratico dalla produzione. Il valore costante è ipotizzato pari a:

$$P_Q = P_L / P_{CONV,nom} \tag{3.39}$$

Il problema pratico nel lavoro di tesi è il poter adattare questo modello a più impianti diversi, i quali hanno diverse potenze nominali.

Soprattutto per i grandi impianti, ci possono essere più convertitori in configurazione *string o multi-string inverter* ai fini della massimizzazione della potenza. Le produzioni sui lati DC possono essere diverse così come i rendimenti dei singoli convertitori. Pertanto, si fa l'ipotesi semplificativa che il modello quadratico proposto sia riferito ad un *convertitore equivalente* all'insieme di tutti i convertitori presenti nell'impianto.

La soluzione per adattare il modello quadratico a più impianti, richiede:

1. la *costruzione del modello* in termini di P_{DC} percentuale;
2. l'*utilizzo del modello* con il dato di input pari alla P_{DC} calcolata con il modello previsionale di produzione proposto.

3.7.2 Costruzione del modello quadratico in termini percentuali

La costruzione del modello è articolata nei seguenti passi:

1. si costruisce l'asse della $P_{AC,modello}$ su base percentuale, ovvero:

$$P_{AC,modello} = P_{AC,modello\%}$$

   - fissando la potenza nominale di un generico convertitore, attraverso una rappresentazione percentuale:

$$P_{CONV,nom\%} = 100\%$$

   - fissando il numero di punti del modello:

$$N_{punti,modello} = 100$$

     Con 100 punti si ottiene una buona rappresentazione. Un numero di punti più elevato porterebbe vantaggi, poco evidenti, solo nel tratto non lineare. Si è implementata la possibilità di variare questo parametro all'interno del modello quadratico implementato in Matlab.

   L'asse dei punti di potenza $P_{AC,modello}$ è dunque un vettore, con passo tra gli elementi pari a:

$$\Delta P_{AC\,,modello} = P_{CONV,nom\%}/N_{punti,modello} \tag{3.40}$$

2. Si calcola, per ogni punto, il rendimento del convertitore dal modello, avendo definito tutti i contributi di perdita:

$$\eta_{CONV,modello} = \frac{P_{AC,modello}}{P_{AC,modello} + P_O + P_L \cdot P_{AC,modello} + P_Q \cdot {P_{AC,modello}}^2} \tag{3.41}$$

3. In realtà, l'effettivo rendimento del convertitore dipende dalla P_{DC} di funzionamento dell'impianto, calcolata attraverso il modello di produzione, pertanto:
   - si genera l'asse della $P_{DC,modello}$ in termini percentuali:

$$P_{DC\%,modello} = \frac{P_{AC,modello}}{\eta_{CONV,modello} \cdot P_{CONV,nom\%}} \cdot 100 \tag{3.42}$$

Partendo dalle variabili ($\eta_{CONV,modello}$, $P_{AC,modello}$) e attraverso i passi descritti si giunge alle variabili ($\eta_{CONV,modello}$, $P_{DC\%,modello}$) rappresentate sugli assi di Figura 3.20.

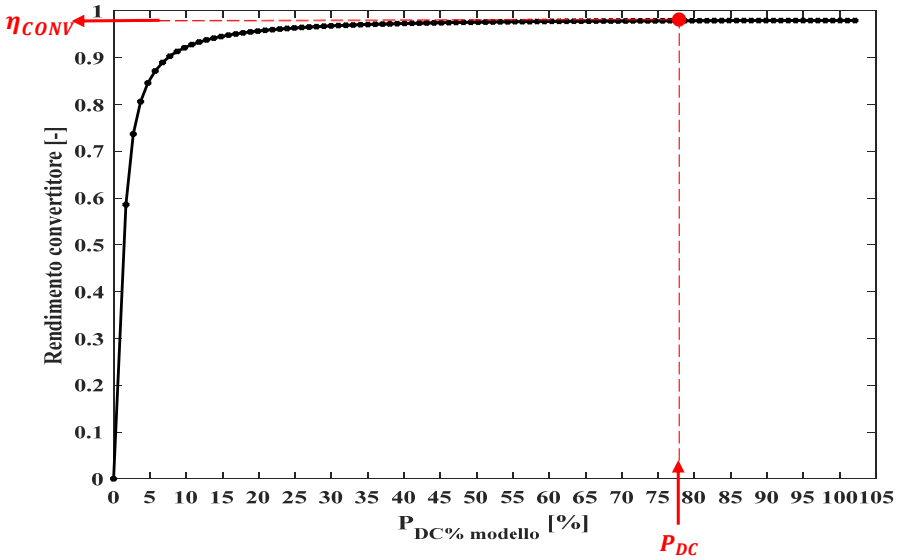

Figura 3.20 – Costruzione ed utilizzo del modello quadratico dell'inverter

Questo diventa un modello applicabile per un impianto con qualsiasi potenza nominale. La potenza nominale dell'inverter è definita come la sua massima potenza erogabile, pertanto l'inverter limita la potenza producibile dall'impianto fotovoltaico.

Il modello quadratico realizzato ha un:

$$\eta_{CONV,MAX} = 0.979$$

quando la potenza in uscita dal convertitore è la sua potenza nominale. Questa condizione si realizza quando sul lato DC viene prodotta la *potenza massima accettabile* dal convertitore, ovvero:

$$P_{DC,MAX} = \frac{P_{CONV,nom}}{\eta_{CONV,MAX}} \cong 1.02 \cdot P_{STC} \tag{3.43}$$

Il rendimento massimo di un convertitore reale non si ha per la sua potenza nominale ma generalmente nell'intorno del (50 ÷ 60) %.

Gli inverter si possono dunque scegliere con una potenza nominale funzione della loro efficienza e della potenza dell'impianto. Tuttavia occorre considerare che le condizioni in cui l'impianto produce la sua potenza nominale in condizioni STC sono rare, pertanto spesso si può scegliere un inverter con potenza prossima a quella dell'impianto.

La produzione dell'impianto, stimata attraverso il modello previsionale, deve risultare inferiore o uguale al valore $P_{DC,MAX}$ affinché sia compatibile con il modello utilizzato per il convertitore. Se il valore calcolato supera il limite accettabile dall'inverter lo si "satura" ponendolo al valore massimo.

3.7.3 Utilizzo del modello quadratico

Per un singolo impianto, per calcolare il rendimento del convertitore in un dato istante di calcolo del modello previsionale, occorrono i seguenti passi:

1. nota la potenza nominale dell'impianto P_{STC}, si può esprimere l'asse percentuale del modello quadratico in termini assoluti:

$$P_{DC,modello} = \frac{P_{DC\%,modello}}{100} \cdot P_{STC} \tag{3.44}$$

2. si effettua una interpolazione lineare delle variabili $(\eta_{CONV,modello},\ P_{DC,modello})$ costruite attraverso il modello quadratico. Si ricava il valore del rendimento con la funzione di interpolazione "interp1" disponibile in Matlab:

$$\eta_{CONV} = \text{interpolazione}(P_{DC,modello}, \eta_{CONV,modello}, P_{DC}) \tag{3.45}$$

entrando con il dato di potenza calcolata sul lato DC attraverso il modello previsionale come mostrato in Figura 3.20, ma con l'asse riportato alla potenza nominale:

$$P_{DC} = P_{STC} \cdot \frac{G - G_0}{G_{STC}} \cdot \eta_T \cdot \eta_G \cdot C_A \tag{3.46}$$

3. Infine, si ricava la potenza in uscita dal lato AC del convertitore:

$$P_{AC} = P_{DC} \cdot \eta_{CONV} \tag{3.47}$$

I calcoli di potenza attraverso il modello previsionale di produzione sono realizzati con passo orario.

3.8 Rendimento del trasformatore

Prima dell'entrata in vigore della *Norma CEI 0-21* [36], secondo la *Norma Enel DK5940* [38], gli impianti fotovoltaici con potenza nominale:

$$P_{STC} \leq 20 \text{ [kWp]}$$

potevano essere collegati al punto di consegna senza l'ausilio di trasformatori utili a prevenire l'immissione di *componenti continue*. Era sufficiente un dispositivo di protezione, installato anche all'interno del convertitore, agente sui dispositivi di generatore e interfaccia, tale da distaccare il generatore quando la componente continua superava allo 0.5% della potenza nominale.

Per gli impianti con potenza nominale:

$$P_{STC} > 20 \text{ [kWp]}$$

era invece obbligatorio installare un opportuno *trasformatore di isolamento* a frequenza industriale tra l'impianto e il punto di consegna.

Attualmente, la Norma CEI 0-21 non contiene più tale vincolo, pertanto è sufficiente un dispositivo di protezione adeguato.

Per impianti entrati in esercizio prima del 2012 sarebbe dunque opportuno tener conto del rendimento del trasformatore di isolamento, ipotizzabile pari a:

$$\eta_{TRASF,ISO} = (0.97 \div 0.98)$$

Per impianti con potenze nominali pari a:

$$P_{STC} = (100 \div 200) \text{ [kWp]}$$

la connessione al punto di consegna può già avvenire con un *trasformatore BT/MT*, il quale svolge per sua natura la funzione di isolamento da componenti continue ed ha rendimenti elevati:

$$\eta_{TRASF,BT/MT} = (0.98 \div 0.99)$$

Nel calcolo della produzione nel modello previsionale sarebbe opportuno tener conto di questi aspetti, in quanto si vuole stimare la produzione immessa in rete.

La misura dell'energia elettrica scambiata con la rete, secondo gli schemi contenuti nella *Norma CEI 0-21* (BT) e nella *Norma CEI 0-16* (MT e AT) [37], avviene subito a monte del punto di consegna e le perdite dei sistemi di trasformazione sono a carico dell'utente, pertanto l'effettiva potenza prodotta dall'impianto è ridotta rispetto a quella in uscita dall'inverter.

Nel lavoro di tesi, si ipotizza per semplicità un rendimento elevato dei sistemi di trasformazione, pari a:

$$\eta_{TRASF} = 0.99$$

uguale per tutti gli impianti, qualunque sia il tipo di trasformatore, la potenza nominale e la data di entrata in esercizio. Tuttavia sarebbe possibile replicare il modello quadratico del convertitore anche per il trasformatore BT/MT.

3.9 Modello NOCT

Come descritto in occasione del fattore termico di perdita, le prime due configurazioni del modello previsionale proposto differiscono solo per il modo in cui si calcola la temperatura dell'impianto, assunta per ipotesi come quella di una cella di un generico modulo dell'impianto.

Per la configurazione *Modello NOCT* si calcola la temperatura con la seguente funzione:

$$T = T_a + \frac{NOCT - T_{NOCT}}{G_{NOCT}} \cdot G \tag{3.48}$$

È un calcolo indiretto basato sui dati di:

- T_a : temperatura dell'aria rilevata nel luogo di installazione dell'impianto;
- G : l'irradianza incidente sui moduli.

Si definisce:

- $NOCT$: temperatura di cella in riferimento alle seguenti condizioni *Nominal operating cell temperature* (NOCT):
  - modulo inclinato con angolo di tilt 45°;
  - G_{NOCT} = 800 W/m^2, irradianza incidente sul modulo;
  - T_{NOCT} = 20 °C, temperatura aria ambiente;
  - velocità del vento pari ad 1 m/s;
  - condizioni stabili di circuito aperto.

La modellistica è di tipo *lineare*. Si assume infatti che la differenza di temperatura tra la cella e l'aria ambiente, in qualsiasi istante, dipenda linearmente dall'irradianza.

L'unico parametro che può variare il coefficiente angolare è la temperatura *NOCT*, compresa nell'intervallo (42 ÷ 50) °C a seconda di:

- tecnologia, dimensione, potenza e condizioni installative dei moduli;

- condizioni del carico;
- condizioni di misura.

Come deducibile dagli articoli [33] [34] il valore medio di *NOCT* per la tecnologia policristallino (p-Si) è prossimo a:

$$NOCT = 47\ [°C]$$

ed è il valore che si utilizza nel lavoro di tesi. La sua variazione in funzione delle altre variabili elencate è davvero poco influente.

3.10 Modello con velocità vento

3.10.1 Cenni sui sistemi di raffreddamento per sistemi fotovoltaici

Ai fini di migliorare il fattore termico di perdita e dunque l'efficienza della conversione fotovoltaica, si potrebbero utilizzare *sistemi di raffreddamento*.

Generalmente i sistemi di raffreddamento si dividono in:

- *attivi*: cioè con consumo di energia elettrica, che migliora comunque l'efficienza complessiva del sistema. Esistono anche applicazioni con sistemi di circolazione con cui è possibile recuperare il calore smaltito e utilizzarlo per altri scopi;
- *passivi*: cioè senza consumo di energia elettrica. Sono utilizzati spesso come confronto per i sistemi attivi.

Disporre di sistemi di raffreddamento attivi con aria forzata, ad acqua, con essiccanti o altri sistemi, è più costoso rispetto a quelli passivi come l'uso gratuito dell'aria o di materiali a regolazione termica (PCM) [35] [36].

La tecnica di raffreddamento più utilizzata per i moduli fotovoltaici più utilizzata resta infatti quella aria naturale, in quanto il costo associato al raffreddamento è intrinseco alla tecnologia costruttiva del modulo.

Occorrerebbe realizzare in sede progettuale un'analisi costi-benefici che tenga conto dell'incremento di produzione generato dalla migliore efficienza termica e del costo iniziale di investimento.

3.10.2 Calcolo della temperatura di cella

Vista la netta prevalenza di impianti con raffreddamento passivo ad aria naturale, ha senso valutare l'effetto della velocità del vento nel modello previsionale di produzione.

Per la configurazione *Modello con velocità vento* si calcola la temperatura con la seguente funzione:

$$T = a \cdot T_a + b \cdot G - c \cdot v + d \tag{3.49}$$

con i seguenti coefficienti:

$$a = 0.943\,, \qquad b = 0.028\left[\frac{°\mathrm{Cm}^2}{\mathrm{W}}\right], \qquad c = 1.528\left[\frac{°\mathrm{Cs}}{\mathrm{m}}\right], \qquad d = 4.3\ [°\mathrm{C}]$$

È una funzione empirica dedotta da analisi sperimentali realizzate su moduli di diversa tecnologia, in due diverse località (USA) e monitorando i dati per due anni consecutivi [37]. I dati sono stati successivamente elaborati attraverso metodi con reti neurali. L'Equazione 3.49 è funzione di tre parametri indipendenti, ma tiene conto anche di un termine costante che dipende dall'umidità relativa e dalla direzione del vento.

3.11 Origine ed elaborazione dei dati meteorologici

Il modello previsionale richiede la conoscenza dei seguenti dati meteo:

1. componenti di irradianza sul piano orizzontale;
2. temperatura dell'aria;
3. velocità del vento.

La ricerca dei dati tra i vari *database* disponibili si basa sui seguenti *requisiti di selezione*:

- attendibilità delle fonti di dati;
- disponibilità di dati all'interno del database per l'anno di analisi 2018 e per il territorio italiano;
- disponibilità di dati per le variabili metereologiche di interesse;
- possibilità di scaricare dati in grandi quantità.

mentre la procedura di scaricamento dei dati può avvenire in due modi differenti:

1. *manuale*: occorre accedere al database online e scrivere i dati di ingresso necessari allo scaricamento dei dati. È efficace quando si devono scaricare dati per pochi impianti, ad esempio in fase di sviluppo del modello;
2. *semiautomatica*: occorre iscriversi al servizio online e seguire le procedure descritte nelle guide. È particolarmente utile quando si devono scaricare dati in modo massivo per molti impianti.

Nel lavoro di tesi sono state utilizzate entrambe.

Per tutti i dati metereologici, così come nel riporto dell'irradianza sul piano inclinato, si necessita dei dati di riferimento geografici, ovvero:

- latitudine;
- longitudine.

L'*altitudine* non è un parametro di interesse ai fini dei calcoli ma influenza ovviamente i dati meteo. É automaticamente individuata dal database una volta note le coordinate geografiche della località.

Purtroppo il database dell'anagrafica fornito da Terna non contiene latitudine e longitudine per tutti gli impianti. Le informazioni completamente a disposizione sono: Provincia, Comune, Indirizzo e Numero Civico. Partendo da questi dati si è cercato di ricostruire le coordinate geografiche, è stata dunque realizzata la cosiddetta operazione di *geo-localizzazione*, o geocoding.

3.11.1 Geo-localizzazione degli impianti

Questa operazione è:

- inutile, quando si devono scaricare dati in modalità manuale per pochi impianti;
- utile, quando si devono scaricare dati in modalità semiautomatica.
  In realtà l'applicazione del modello su molti impianti richiederebbe la verifica degli angoli di orientazione per ogni impianto ai fini:
  - del riporto dell'irradianza sul piano inclinato;
  - di aumentare l'accuratezza del modello verificando condizioni di installazione non idonee per la validazione del modello.

  Questo implica che la procedura di scaricamento semiautomatico dei dati diventi:
  - parzialmente utile. Infatti lo scaricamento dei dati semplifica notevolmente l'aggregazione dei dati necessaria per l'elaborazione, ma si necessita comunque di verificare l'orientazione per il singolo impianto.

Si è utilizzato un foglio Excel gratuito [38] che utilizza delle funzioni macro realizzate in *Visual Basic*, che creano un accesso automatico (con API Key) dal sito di mappe satellitari *Bing Maps* [39]. Una volta aperto il foglio di calcolo occorre:

- *registrars*i al sito per ricevere l'API Key gratuitamente;
- *inserire il codice* nell'apposito campo del foglio di calcolo;
- *inserire gli indirizzi* e utilizzare l'applicativo.

È possibile anche creare da zero delle funzioni in Visual Basic che realizzino questa funzionalità, seguendo delle guide online e scaricando l'API Key da altri siti, ad esempio *Google*, dove il servizio a lungo termine è a pagamento. Un'altra soluzione sarebbe utilizzare Matlab, ma si necessita comunque del codice di accesso e di creare un apposito algoritmo. Si è preferito utilizzare il foglio di calcolo già disponibile.

Il processo di ricerca delle coordinate geografiche avviene partendo dagli indirizzi inseriti, come riportato in Figura 3.21.

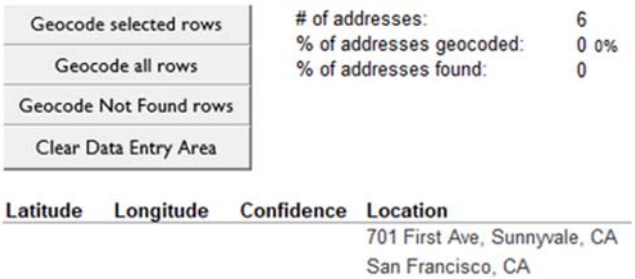

Figura 3.21 – Utilizzato dello strumento di geo-localizzazione

L'inaccuratezza dei risultati dipende esclusivamente da come sono scritti gli indirizzi originali forniti da Terna. Ai fini di migliorare la ricerca si sono concatenate più informazioni geografiche migliorando l'attendibilità dei risultati complessivi.

Nel lavoro di tesi il numero di impianti su cui realizzare le simulazioni non è esorbitante ed è comunque opportuno ricercare singolarmente le coordinate per avere maggiore precisione dei dati scaricati.

Si sono comunque geo-localizzati tutti i 54,323 impianti. Il sito rende disponibile solo un certo numero di accessi. Un account di registrazione per un numero superiore di impianti può risultare insufficiente.

Note tutte le coordinate geografiche si può procedere al loro utilizzo per lo scaricamento dei dati e per il successivo riporto sul piano inclinato.

Complessivamente questo strumento potrà essere migliorato o sostituito per una sperimentazione più ampia del modello. Per fare previsioni di produzione di impianti fotovoltaici su larga scala, il censimento corretto e completo delle coordinate geografiche, di tilt e azimut per ogni impianto, sarebbe opportuno e fondamentale.

3.11.2 Dati di irradianza – Database SoDa-CAMS

I dati di irradianza sono scaricati dal database online *Solar radiation data* (SoDa) [41] che offre servizi sia gratuiti che a pagamento.

Tra i servizi disponibili si utilizza il *Copernicus atmosphere monitoring service* (CAMS). I dati sono di origine satellitare, provenienti dalla costellazione di satelliti *Meteosat* gestita dall' *European organisation for the exploitation of meteorological satellites* (EUMETSAT) [42] che copre gran parte del territorio mondiale.

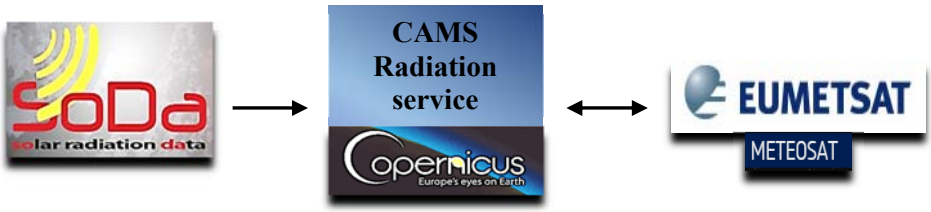

Figura 3.22 – Origine dei dati di irradianza

Le caratteristiche principali dei dati di irradianza, scaricabili dal servizio CAMS, sono riassunte nella Tabella 3.7.

Tabella 3.7 – Caratteristiche principali dei dati di irradianza, fonte SoDa-CAMS

Irradianza [W/m²]	Intervallo temporale	Risoluzione temporale	Risoluzione spaziale
varie componenti	anno 2004 ÷ fino a 2 giorni prima della ricerca	1 min ÷ 1 mese	circa 5 km interpolazione coordinate automatica

L'accesso al servizio è gratuito ed è necessaria la *registrazione*. Lo scaricamento dei dati può avvenire sia manualmente che in modalità semiautomatica. Per date coordinate geografiche inserite, i risultati in uscita sono automaticamente interpolati dal servizio.

Nel caso di scaricamento semiautomatico dei dati è fissato il limite di 75 download al giorno. Esistono vari metodi per lo scaricamento automatico, descritti in apposite procedure [43]. Nel lavoro di tesi si utilizza lo script Matlab `Input_data_CAMS_Radiation.m`, fornito dal sito nella

versione base e successivamente adattato per più località geografiche corrispondenti agli impianti in analisi, come riportato in Figura 3.23.

Essendoci il limite massimo giornaliero di download è necessario salvare i dati giornalieri delle componenti di irradianza. L'aggregazione dei dati giornalieri avviene attraverso lo script Matlab `Script_unione_matrici.m` come riportato in Figura 3.24.

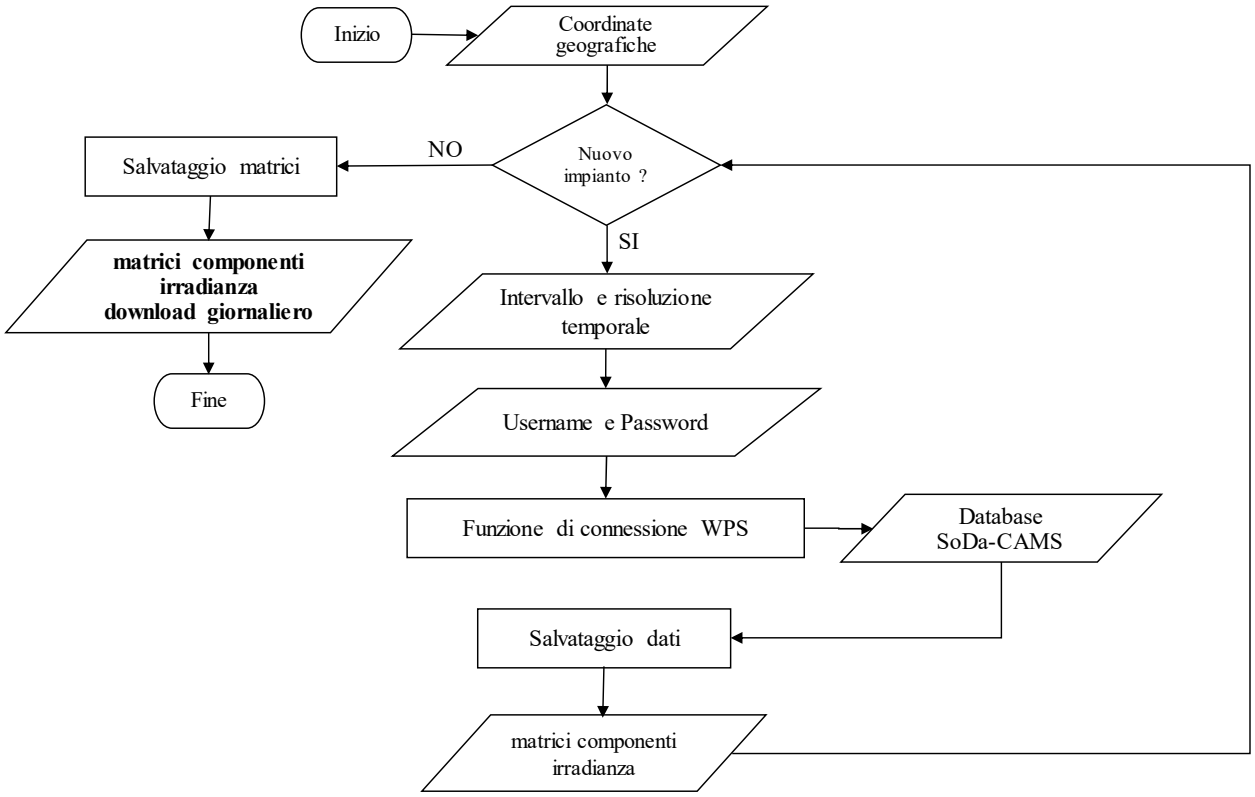

Figura 3.23 – Flowchart dello script: scaricamento semiautomatico dei dati di irradianza

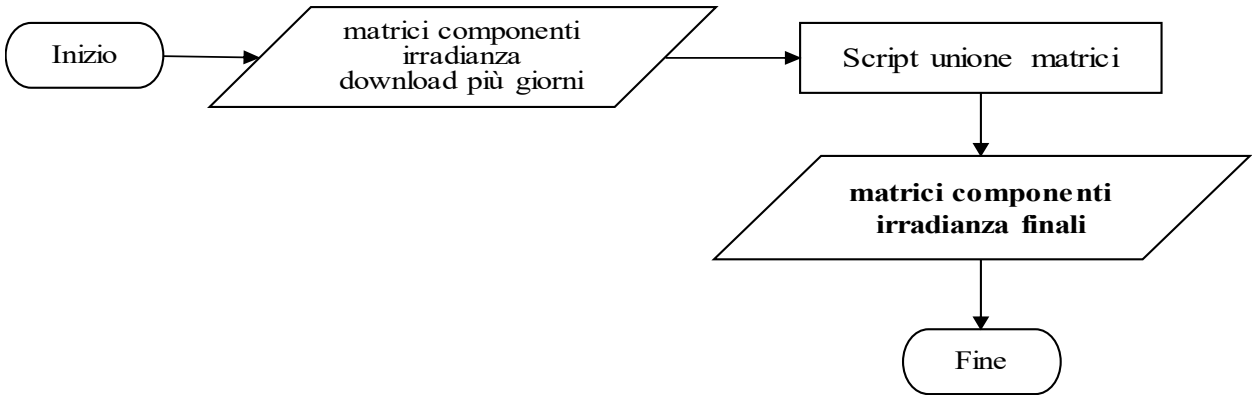

Figura 3.24 – Flowchart dello script: aggregazione delle matrici delle componenti di irradianza

Al termine di queste procedure si dispone delle matrici di irradianza seguenti:

- **`GHI, BHI, DHI e BNI`**;

aventi dimensione 8760 righe e numero di colonne pari al numero di impianti. Queste matrici sono necessarie per l'implementazione nell'algoritmo di calcolo dell'irradianza su un piano inclinato.

I dati di temperatura dell'aria e della velocità del vento sono disponibili nel database SoDa, ma il servizio di automatizzazione dei download è a pagamento e si preferisce utilizzare il database originario NASA da cui provengono gli stessi dati.

3.11.3 Dati di temperatura dell'aria e della velocità del vento – Database NASA

Nel lavoro di tesi si è interessati ai dati di temperatura dell'aria e della velocità del vento per le località considerate, ai fini del calcolo della temperatura di cella e del fattore termico di perdita dell'impianto, a seconda della configurazione del modello.

I dati di temperatura dell'aria e della velocità del vento sono scaricati dal database online del *National aeronautics and space administration* (NASA) [1] che offre un servizio gratuito per svariati settori di interesse scientifico. Tra i servizi disponibili si utilizza il *Goddard earth sciences data and information service center* (GES DISC) [44], che contiene database relativi alla composizione atmosferica, delle acque e del clima.

Nel caso della temperatura dell'aria e della velocità del vento si fa riferimento a delle variabili stimate attraverso il *Modern-era retrospective analysis for research and applications version 2* (MERRA-2) [45], come riassunto in Figura 3.25.

Figura 3.25 – Origine dei dati di temperatura dell'aria e della velocità del vento

Le variabili di interesse sono elaborate da *modelli di rianalisi*, ovvero modelli predittivi basati sulle reti neurali (NWP) che hanno come ingresso sia dati storici che dati acquisiti da strumenti satellitari o terrestri.

Le caratteristiche principali dei dati, scaricabili dal servizio NASA, sono riassunte nella Tabella 3.7.

Tabella 3.8 – Caratteristiche principali dei dati di temperatura e velocità del vento, fonte NASA-MERRA-2

Temperatura aria [K]	Velocità vento [m/s]	Intervallo temporale	Risoluzione temporale	Risoluzione spaziale
suolo 2m 10m	suolo	anno 1980 ÷ fino a circa 1 mese prima della ricerca	1 ora ÷ 1 mese	0.5° (lat.) x 0.625° (lon.) interpolazione coordinate non realizzata

I dati di interesse e le caratteristiche del download si impostano direttamente dal sito della NASA, attraverso l'interfaccia riportata in Figura 3.26. È necessario *registrarsi* e personalizzare il proprio profilo per poter accedere ai servizi desiderati.

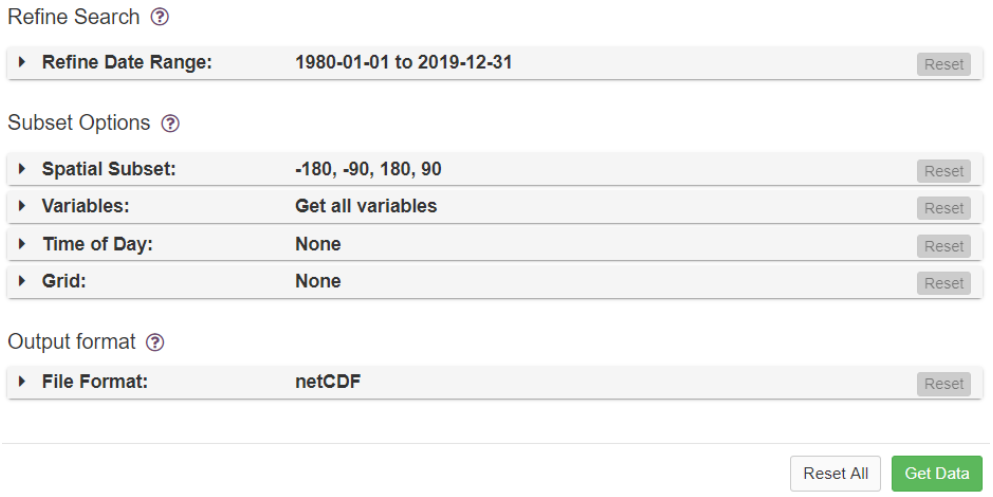

Figura 3.26 – Impostazioni per lo scaricamento dei dati di temperatura dell'aria e della velocità del vento

Selezionando lo spazio territoriale della regione Lazio, l'anno 2018, le variabili di interesse e il formato dei dati di uscita, il database fornisce una lista di link, definito *Subset data*. I link totali sono 365, uno per ogni giorno.

Partendo dal Subset data, importato in Matlab ed utilizzato in formato `.netCDF` (`.nc4`) attraverso lo script Matlab `Script_dati_NASA.m` si crea un accesso automatico tramite HTTPS con il database e si salvano i dati di 365 matrici. Successivamente:

- per *ogni variabile* di interesse, si crea un'unica matrice che aggrega le 365 matrici contenenti i dati di un giorno;
- a loro volta, i *dati di un giorno* sono organizzati in 24 matrici, dove ogni matrice è un'ora;
- per *ogni ora*, i dati sono organizzati in matrici di dimensione pari ai vettori di latitudine e longitudine di riferimento (lon.) 8 x 6 (lat.), in relazione al territorio selezionato. Valori

successivi all'interno di ogni singola matrice oraria sono associati a due coordinate differenti dei *vettori di riferimento*, pari al passo di risoluzione spaziale.

Complessivamente si ottengono delle *matrici annuali* aventi un numero di righe pari a:

365 (giorni) x 8 (lon.) x 24 (ore) = 70080

e un numero di colonne pari a 6 (lat.).

Tali matrici annuali vengono ordinate in modo opportuno, creando lo script Matlab `Script_estrazione_matrici_TEMP_VEL.m`, in cui:

- si generano dei vettori pari alla *differenza* tra le coordinate dell'impianto in analisi e i vettori di riferimento;
- si identificano i *valori minimi* all'interno dei vettori creati;
- si rileva la *posizione* del primo valore da estrarre all'interno della matrice annuale;
- si *estraggono* tutti i valori successivi, con un passo definito dalla conformazione della matrice annuale aggregata derivante dallo script precedente.

In uscita, per ogni impianto, si ottiene un vettore colonna di 8760 righe che contiene i dati di interesse.

I dati di *temperatura dell'aria* sono riferiti ad una certa altezza dal suolo e per scegliere quali utilizzare si confrontano dati a diverse altezze. Per un generico impianto nella regione Lazio, i profili annuali di temperatura dell'aria a varie altezze, sono riportati in Figura 3.27.

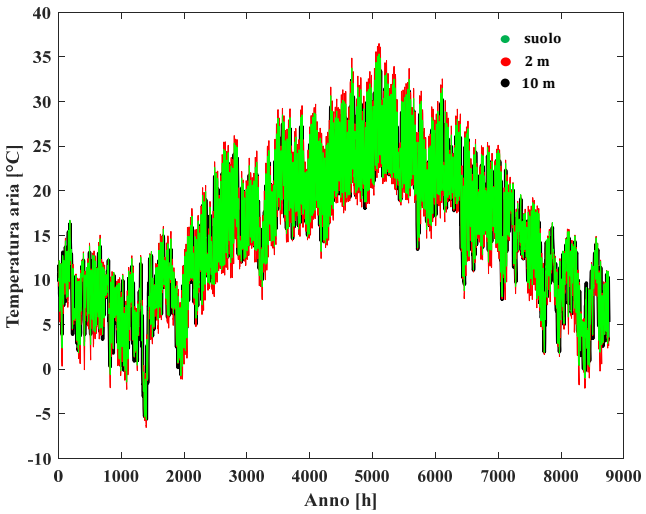

Figura 3.27 – Profili di temperatura dell'aria a diverse altezze, in una data località del Lazio

Come atteso, la temperatura dell'aria è circa costante al variare dell'altezza dal suolo, la massima differenza tra i profili è intono ad 1 °C, pertanto scegliere l'una o l'altra è indifferente. Si sceglie la *temperatura al suolo*.

La temperatura al suolo varia nel corso dell'anno nell'intervallo (-7 ÷ 35) °C.

I dati di *velocità del vento* sono riferiti al suolo e, per una generica località, seguono il profilo annuale in Figura 3.28.

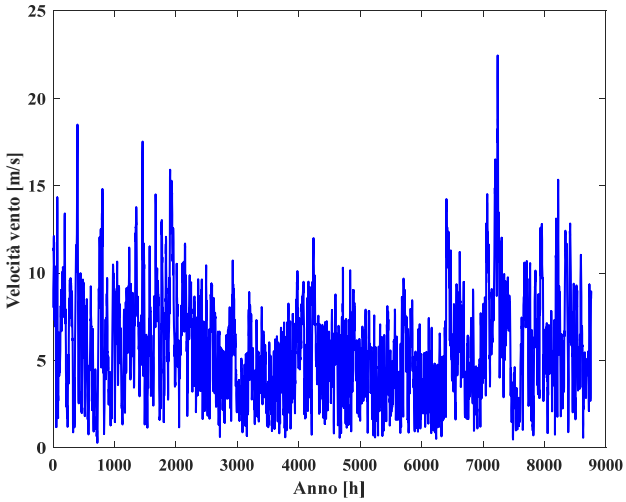

Figura 3.28 – Profili di velocità del vento al suolo, in una data località del Lazio

La velocità del vento annuale varia nell'intervallo (0.2 ÷ 22) m/s.

Sia i valori di temperatura che della velocità del vento sono variabili rispetto alle *coordinate di riferimento*, come riportato in Figura 3.29 per tutti gli 85 impianti filtrati per la giornata del 1 gennaio 2018.

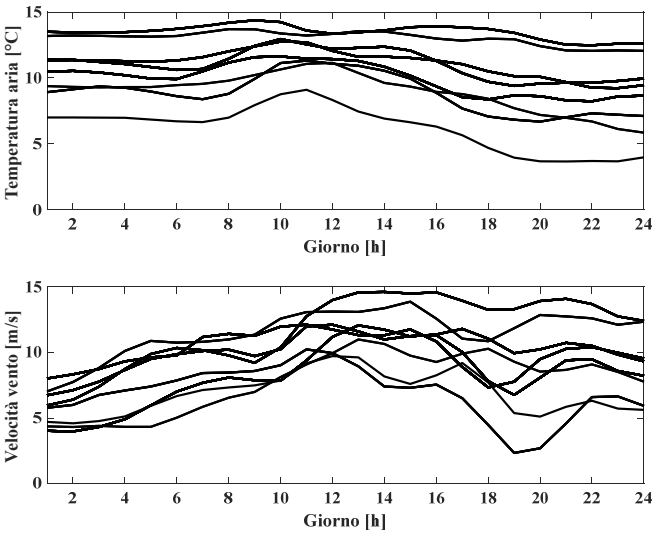

Figura 3.29 – Profili giornalieri di temperatura dell'aria e della velocità del vento al suolo, per le località della regione Lazio

Nel lavoro di tesi, interpolare i dati per coordinate geografiche intermedie a quelle di riferimento non avrebbe senso. Infatti i dati di temperatura dell'aria e velocità del vento:

- non variano eccessivamente;
- impattano poco sul calcolo della produzione rispetto all'irradianza.

La mancata interpolazione dei dati introduce comunque un errore, ma è accettabile nel modello previsionale di produzione. Qualunque sia il numero degli impianti da analizzare, i profili annuali delle variabili saranno in numero limitato, in base alle latitudini e longitudini di riferimento selezionate nel processo di estrazione dei dati.

3.12 Ottimizzazione del modello previsionale

Il modello previsionale proposto e descritto nei paragrafi precedenti, utilizza parametri derivanti dall'esperienza in riferimento a moduli in silicio policristallino (p-Si). Tuttavia, impianti soggetti per ipotesi alle stesse condizioni metereologiche, si possono comportare in modo differente tra loro, a causa delle anche minime differenze costruttive tra componenti dell'impianto.

Utilizzare parametri generali per il calcolo della produzione di un impianto fotovoltaico è un'ipotesi semplificativa ma che porta a *imprecisione dei risultati*. È opportuno quindi utilizzare un metodo indiretto che sia in grado di stimare i "reali" parametri dell'impianto basandosi sui dati di produzione noti, ad esempio attraverso un *problema di ottimizzazione*, ai fini di migliorare la precisione del modello previsionale.

3.12.1 Utilità pratica del processo di ottimizzazione

Per stimare adeguatamente i parametri reali dell'impianto sarebbe opportuno realizzare il processo di ottimizzazione confrontando i profili anno per anno, per più anni diversi. In questo modo si potrebbero estrarre parametri più precisi dalla loro tendenza media nel tempo.

Al termine delle analisi i parametri potranno essere utilizzati per:

- *previsioni future*: ad esempio, avendo estratto dei parametri dall'analisi di ottimizzazione per cinque anni successivi di cui l'ultimo è il 2020, si potranno implementare i parametri per le previsioni del 2021;
- *aggiornamenti dei parametri* nel corso del tempo: ad esempio, al termine dell'anno 2021 in previsione si potranno aggiornare i parametri basandosi su sei anni piuttosto che su cinque, migliorando ulteriormente la precisione per le previsioni del 2022.

Nel lavoro di tesi l'anno di analisi è solo il 2018, quindi dal processo di ottimizzazione si ottiene un solo set di parametri. Il concetto di precisione è dunque "relativo" ai soli risultati dell'anno in analisi.

Tuttavia, realizzare analisi su più anni può confermare la precisione sulla stima dei parametri, se risulta che la variabilità interannuale dei parametri è molto bassa.

3.12.2 Definizione della funzione obiettivo

Il processo di ottimizzazione nel lavoro di tesi è un problema di ottimizzazione *non lineare multivariabile* con vincoli di disuguaglianza, del tipo:

$$\begin{gathered} \min_{\boldsymbol{x}} f(\boldsymbol{x}) \\ s.t: \ \boldsymbol{lb} \leq \boldsymbol{x} \leq \boldsymbol{ub} \end{gathered} \tag{3.50}$$

con:

- $\boldsymbol{x}$: vettore delle *variabili* del problema, ovvero dei parametri incogniti che minimizzano la funzione obiettivo in caso di convergenza;
- $\boldsymbol{lb}$: vettore dei vincoli di disuguaglianza, *limiti inferiori* (*low bounds*);
- $\boldsymbol{ub}$: vettore dei vincoli di disuguaglianza, *limiti superiori* (*upper bounds*);
- $f(\boldsymbol{x})$: funzione obiettivo non lineare da minimizzare, cioè lo scarto tra i profili misurati e previsti con il modello.

Ipotizzando di disporre dei profili di energia oraria per l'intero anno, si può definire lo *scarto* in funzione:

1. della *precisione* con cui si desidera ricostruire i profili reali attraverso il modello;
2. dell'*orizzonte temporale* su cui si vuole realizzare la stima dei parametri.

Questi due aspetti sono tra loro correlati. Infatti, per avere maggiore precisione si dovrebbe definire un orizzonte temporale breve, ad esempio utilizzando lo *scarto orario*:

$$f(\boldsymbol{x}) = \frac{\left|P_{AC,prevista} - P_{misurata}\right|}{P_{STC}} \tag{3.51}$$

È la differenza assoluta, ora per ora, tra l'energia oraria misurata da Terna e quella prevista attraverso il modello previsionale, rapportata alla potenza nominale dell'impianto. Definire la funzione obiettivo in termini adimensionali attraverso un denominatore costante è una pratica usuale nei problemi di ottimizzazione.

La soluzione, se esiste, sarà costituita da 8760 valori per ogni variabile del problema. Utilizzare l'Equazione 3.51 è assolutamente inopportuno, sia per l'elevato costo computazionale che soprattutto per il significato dell'ottimizzazione nel lavoro di tesi, dove:

- i parametri variabili d'impianto su cui ottimizzare sono legati soprattutto alla *tecnologia*. Pertanto, ottenere molti valori al termine dell'ottimizzazione ha poco significato pratico e fisico, in quanto ci si aspetta, e si desidera, poca variabilità dei parametri nel tempo.

La definizione dello stesso scarto potrebbe dunque avvenire su un orizzonte temporale più ampio:

$$f(\boldsymbol{x}) = \frac{\left|\sum_{i=1}^{T} P_{AC,prevista,i} - \sum_{i=1}^{T} P_{misurata,i}\right|}{P_{STC}} \tag{3.52}$$

con T espresso in ore. Con questa definizione si otterrebbe un numero inferiore di valori con maggiore significato pratico ma che portano a minore precisione sulla stima della produzione.

Nel caso di $T = 8760$ si ottiene solo un valore per ogni parametro.

Tuttavia, utilizzare l'Equazione 3.52 non è comunque opportuno, in quanto:

- definire lo scarto sul totale delle energie può portare ad elevata variabilità dei profili di produzione nel breve termine.

Pertanto, la definizione più opportuna può essere uno scarto quadratico del tipo:

$$f(\boldsymbol{x}) = \frac{\sqrt{\frac{1}{T}\sum_{i=1}^{T}(P_{AC,prevista,i} - P_{misurata,i})^2}}{P_{STC}} \tag{3.53}$$

Utilizzare termini quadratici piuttosto che assoluti non porta a grandi differenze, ma in questo modo si attribuisce peso maggiore agli scarti orari superiori all'unità. Inoltre, rispetto alla definizione di un generico scarto quadratico medio, non si assume come riferimento la media degli scarti annuali, bensì il profilo di produzione misurato. Infatti, a causa della presenza di molti valori orari nulli, sarebbe opportuna una normalizzazione dei profili ai fini di rendere la loro media utilizzabile come riferimento.

Nel lavoro di tesi si ritiene l'Equazione 3.53 soddisfacente, migliorando la precisione sulla stima di produzione anche nel breve termine utilizzando come arco temporale di riferimento:

$$T = 8760$$

In realtà, la *funzione obiettivo* che si implementa per l'algoritmo di ottimizzazione è la seguente:

$$f(\boldsymbol{x}) = \sum_{j=1}^{J} \frac{\sqrt{\frac{1}{T}\sum_{i=1}^{T}(P_{AC,prevista,i} - P_{misurata,i})^2}}{P_{STC,j}} \tag{3.54}$$

con J pari al numero di elementi in un gruppo di impianti. È quindi una funzione obiettivo adimensionale costituita da J scarti pesati con le potenze nominali degli impianti.

Questo significa poter ricercare parametri comuni per impianti con una tecnologia simile, ottenendo:

- maggiore velocità dell'algoritmo di ottimizzazione;
- maggiore significato fisico. Infatti, ai fini di realizzare previsioni su larga scala, interessano soprattutto le caratteristiche di aggregati di impianti fotovoltaici, piuttosto che il singolo impianto. In particolare, si farà riferimento ad impianti appartenenti a classi di potenza opportunamente definite in funzione di considerazioni statistiche.

3.13 Definizione delle variabili

Osservando la funzione obiettivo dell'Equazione 3.54, le variabili del problema sono contenute all'interno della $P_{AC,prevista}$ dal modello, ovvero nell'Equazione 3.1, che può essere utilizzata anche per l'ottimizzazione, potendo derivare le ultime tre configurazioni del modello proposto:

3. *Modello NOCT ottimizzato a 3 parametri;*
4. *Modello con velocità del vento ottimizzato a 3 parametri;*
5. *Modello NOCT ottimizzato a 4 parametri.*

Il vettore delle variabili del problema, nonché delle soluzioni, è costituito al massimo da quattro parametri d'impianto:

$$\boldsymbol{x} = [\gamma_{T\,\%}, G_0, C_A, NOCT] \tag{3.55}$$

Per le prime due configurazioni, si utilizzano solo i primi 3 parametri:

1. $\gamma_{T\,\%}$: coefficiente termico di potenza, che influenza linearmente la produzione attraverso il fattore termico di perdita;
2. G_0 : irradianza solare limite, che influenza non linearmente la produzione;
3. C_A : coefficiente di adattamento, che influenza linearmente la produzione;

mentre per l'ultima configurazione si considera anche:

4. $NOCT$: temperatura di cella nelle condizioni *NOCT*, che influenza linearmente la produzione attraverso il fattore termico di perdita.

Complessivamente il problema di ottimizzazione è quindi *non lineare*. Si osserva che, tranne il coefficiente C_A , i parametri dipendono principalmente dalla tecnologia costruttiva dei moduli.

Ovviamente non avrebbe senso comprendere nell'ottimizzazione le variabili metereologiche, in quanto si altererebbe la realtà.

3.13.1 Coefficiente di adattamento

Il coefficiente C_A , ipotizzato unitario nelle due configurazioni senza ottimizzazione, assume significato proprio nell'ottimizzazione. Infatti, aver ipotizzato solo tre parametri funzione della tecnologia, porta a dover utilizzare un unico coefficiente rappresentante di tutte le imprecisioni associate agli altri parametri del modello, come:

- *potenza nominale*: ogni costruttore definisce la potenza nominale dei moduli in condizioni STC con una certa tolleranza, solitamente entro il ±3%. In un impianto la tolleranza complessiva dipende dalla somma algebrica delle singole tolleranze dei moduli, può dunque capitare che la reale potenza sia superiore, inferiore o coincidente con quella reale;
- *rendimento globale*: prodotto di parametri fissati dall'esperienza. Può dunque capitare che in realtà sia molto diverso a causa di condizioni tecnologiche e di esercizio più o meno favorevoli;
- *rendimento del convertitore e del trasformatore*: così come per il rendimento globale, entrambi i rendimenti sono stati ipotizzati dall'esperienza.

Tra le imprecisioni appena citate risulta difficile andare a verificare quantitativamente quale sia quella maggiormente influente. Tuttavia, dal punto di vista qualitativo, si può intuire che la maggiore incertezza si ha sulla potenza nominale e sul rendimento globale. Infatti, per i rendimenti del convertitore e del trasformatore si tratterebbe comunque di valori abbastanza elevati in condizioni di linearità, anche in presenza di incertezze.

In base a queste osservazioni, ci si aspetta che questo parametro sia più variabile rispetto agli altri.

3.14 Definizione dei vincoli di disuguaglianza

Il problema di ottimizzazione fornisce i risultati stimati dei parametri se si ha convergenza. La funzione obiettivo viene calcolata la prima volta con i *valori iniziali*:

$$\boldsymbol{x_0} = [\gamma_{T\,\%,0}\,, G_{0,0}\,, C_{A,0}\,, NOCT_0] \tag{3.56}$$

Successivamente l'algoritmo di ottimizzazione ricerca il minimo della funzione obiettivo attraverso un processo iterativo, rispettando i vincoli imposti.

Nel problema definito per il lavoro di tesi dall'Equazione 3.50, ci sono solo *vincoli di disuguaglianza*, con i seguenti limiti inferiori e superiori:

$$\boldsymbol{lb} = [\gamma_{T\,\%}\,, G_0\,, C_A\,, NOCT]_{lb} \tag{3.57}$$

$$\boldsymbol{ub} = [\gamma_{T\,\%}\,, G_0\,, C_A\,, NOCT]_{ub} \tag{3.58}$$

3.15 Implementazione dell'algoritmo di ottimizzazione

La risoluzione di problemi non lineari può avvenire con diversi algoritmi, tra cui anche euristici. Nel lavoro di tesi si utilizza uno dei metodi classici, noto come *interior-point* [51].

L'implementazione avviene in Matlab attraverso la funzione `fmincon` ed è adatta a problemi non lineari con vincoli che possono essere risolti con vari metodi settabili nelle opzioni della funzione. Con il metodo di default interior-point si trasforma la funzione obiettivo con una nuova funzione, che utilizza variabili slack per risolvere il problema con vincoli di uguaglianza invece che di disuguaglianza.

La ricerca delle soluzioni approssimate avviene con un *processo iterativo* che può utilizzare, in base all'evoluzione del processo di calcolo, due tipi di incrementi sulle variabili del problema ad ogni iterazione:

- *Newton step*: utile a risolvere le equazioni *Karush–Kuhn–Tucker* (KKT) alle derivate prime;
- *Coniugate gradient step* (CG): utile alla esplorazione delle soluzioni in un certo spazio definito "trust-region" attraverso la variazione del gradiente (*matrice Hessiana*) alle derivate seconde.

Ogni variazione simultanea delle variabili provoca una variazione del valore della funzione obiettivo. Dunque, il processo iterativo si arresta quando le variazioni della funzione obiettivo sono inferiori ad un certo valore di *tolleranza* fissato.

La funzione di ottimizzazione implementata per ogni configurazione, non è altro che la funzione di calcolo del modello previsionale senza ottimizzazione, ma con le variabili incognite $\boldsymbol{x}$ piuttosto che quelle iniziali $\boldsymbol{x_0}$.

3.15.1 Test di risposta dell'algoritmo alle non linearità

Per verificare la risposta dell'algoritmo, con tutte le impostazioni di default, si sono effettuati più test di prova sia su un *gruppo di 4 impianti*, aventi circa la stessa potenza nominale, utilizzando la funzione obiettivo dell'Equazione 3.54 e sia su un *singolo impianto*:

- *Test-1*: realizzato su un singolo impianto, con valori iniziali e vincoli coerenti al significato fisico e ai riferimenti bibliografici;
- *Test*-2: realizzato su un gruppo di impianti, con valori iniziali e vincoli coerenti al significato fisico e ai riferimenti bibliografici;
- *Test*-3 e *Test*-4: realizzati su un gruppo di impianti, con diversi valori di irradianza limite e dei vincoli.

Per ogni configurazione del modello, al termine del processo iterativo si sono ottenute le variabili del problema contenute in Tabella 3.9, in cui si riportano solo le cifre più significative.

Si osserva che:

- il *Test-1* fornisce risultati che possono avere un significato fisico accettabile, infatti i valori sono coerenti con i vincoli imposti;
- con il *Test-2* ci si aspetta che i risultati siano simili a quelli del Test-1, cosa che invece non accade. Si osserva che l'irradianza limite segue il valore iniziale, mentre il coefficiente termico segue il vincolo superiore. Entrambi gli effetti possono compromettere l'affidabilità dell'algoritmo;
- i *Test-3 Test-4* confermano i risultati qualitativi del test precedente. In particolare, con il Test-4 si realizza uno "stress-test", che evidenzia il problema di convergenza delle soluzioni.

  Per evitare di influenzare la ricerca delle soluzioni, si "rilassa" abbondantemente il vincolo sul coefficiente di adattamento; teoricamente dovrebbe essere un vincolo totalmente libero tra zero e infinito. Infatti vincolare questa variabile significherebbe rendere priva di

significato pratico la definizione di questo coefficiente, che deve essere un "compensatore".

Tabella 3.9 – Risultati del processo di ottimizzazione su un gruppo di 4 impianti per vari test

Test	Valori iniziali e vincoli	Configurazione	$x = [\gamma_{T\%}, G_0, C_A, NOCT]$
1	$x_0 = [-0.5, 17.7, 1, 47]$	NOCT 3 parametri	$[-0.44, 17.7, 0.997, -]$
	$lb = [-0.61, 10, 0.7, 43]$	VENTO 3 parametri	$[-0.44, 17.7, 0.958, -]$
	$ub = [-0.30, 50, 1.1, 50]$	NOCT 4 parametri	$[-0.44, 17.7, 0.997, 47]$
2	$x_0 = [-0.5, 17.7, 1, 47]$	NOCT 3 parametri	$[-0.30, 17.7, 0.971, -]$
	$lb = [-0.61, 10, 0.7, 43]$	VENTO 3 parametri	$[-0.48, 17.7, 1.05, -]$
	$ub = [-0.30, 50, 1.1, 50]$	NOCT 4 parametri	$[-0.31, 17.7, 0.944, 47]$
3	$x_0 = [-0.5, 35, 1, 47]$	NOCT 3 parametri	$[-0.17, 35, 0.988, -]$
	$lb = [-0.61, 10, 0.01, 43]$	VENTO 3 parametri	$[-0.16, 35, 0.972, -]$
	$ub = [-0.10, 50, 10, 50]$	NOCT 4 parametri	$[-0.12, 35, 0.985, 47]$
4	$x_0 = [-0.5, 35, 1, 47]$	NOCT 3 parametri	$[0.49, 35, 0.883, -]$
	$lb = [-0.61, 10, 0.01, 43]$	VENTO 3 parametri	$[0.45, 35, 0.899, -]$
	$ub = [0.50, 50, 10, 50]$	NOCT 4 parametri	$[0.11, 35, 0.940, 47.1]$

Tra tutti gli infiniti test realizzabili, questi quattro mettono già in mostra i problemi di convergenza tipici dei problemi di ottimizzazione non lineare. Tuttavia, questi non si presentano nel caso di ottimizzazione su un *singolo impianto*, che non è il criterio di ottimizzazione utilizzato nel lavoro di tesi.

Si osserva che il parametro che domina il processo di convergenza è l'irradianza limite, lo si può pertanto definire come parametro "critico".

Ha senso dunque valutare quale è la tendenza delle soluzioni al variare del parametro di irradianza limite, realizzando un'*analisi a gruppi* (*Clustering*).

3.15.2 Clustering delle soluzioni

In base alle considerazioni sulle non linearità osservate dai test, si decide di realizzare una analisi a gruppi, che vengono definiti *cluster* e che in questo caso sono le:

- soluzioni del *Modello NOCT a 3 parametri*;
- soluzioni del *Modello con velocità del vento a 3 parametri*;
- soluzioni del *Modello NOCT a 4 parametri*.

Per ogni cluster, si realizzano le seguenti analisi:

1. osservazione della *convergenza delle soluzioni* al variare dell'irradianza limite nell'intervallo definito dal vincolo:

$$G_{0,0} = \left(G_{0_{lb}} \div G_{0_{ub}}\right) = (10 \div 50) \qquad [\mathrm{W/m^2}]$$

2. verifica dello *spostamento delle soluzioni* del coefficiente termico al variare del limite superiore del vincolo:

$$\gamma_{T\,\%_{ub}} = \left({\gamma_{T\,\%_{ub}}}^{MAX} \div {\gamma_{T\,\%_{ub}}}^{min}\right) = -(0.05 \div 0.30) \qquad [\%/°\mathrm{C}]$$

con vincolo inferiore:

$$\gamma_{T\,\%_{lb}} = -0.61\ [\%/°\mathrm{C}]$$

Si riportano entrambe le analisi in Figura 3.30. Ai fini di rendere il grafico leggibile, si riportano solo le soluzioni del *Modello NOCT ottimizzato a 3 parametri*.

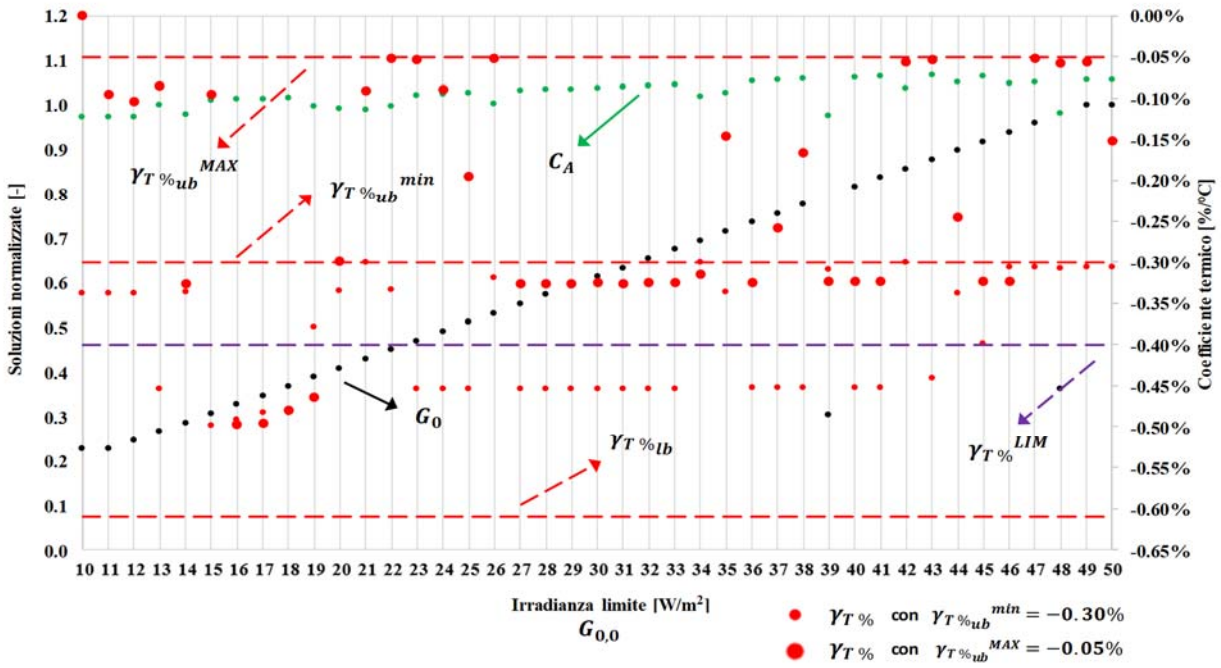

Figura 3.30 – Analisi delle soluzioni del problema di ottimizzazione per il Modello NOCT a 3 parametri, per un gruppo di impianti

Dalla prima analisi si osserva che per dati valori di riferimento dell'irradianza limite:

- la risposta dell'*irradianza limite* all'algoritmo è circa lineare e ci sono pochi punti lontani dalla linearità;
- la risposta del *coefficiente di adattamento* è fortemente correlata a quella dell'irradianza limite, ma i valori sono molto vicini all'unità come atteso;
- la risposta del *coefficiente termico* è aleatoria ed è approfondita nella seconda analisi.

Dalla seconda analisi si osserva che, mantenendo invariato il limite inferiore, le soluzioni del coefficiente termico:

- sono addensate intorno al limite superiore fissato dal vincolo e al valore -0.45 %/°C. Questo significa che al variare dell'irradianza limite di riferimento si ottengono due famiglie di soluzioni. In particolare si osserva che variando il limite superiore a valori prossimi allo zero, il fenomeno persiste, come riscontrato anche in Tabella 3.9.

A seguito di queste analisi si decide di realizzare un "filtraggio" delle soluzioni ottenute, ovvero:

- eliminare tutti i valori di irradianza limite di riferimento per cui non si ottengono soluzioni fisicamente accettabili.

I *criteri di filtraggio* adottati sono due:

1. eliminazione delle soluzioni del coefficiente termico che superano un *limite convenzionale* per cui si rischia di perdere il senso fisico dell'ottimizzazione, fissato al valore:
$$\gamma_{T\,\%}{}^{LIM} = -0.4\ [\%/°\mathrm{C}]$$
Questo non è un vincolo del problema, ma contenendo le soluzioni si comporta in modo simile, evitando l'addensamento delle soluzioni intorno al vincolo reale.
2. eliminazione delle soluzioni dell'irradianza limite che sono *lontani dalla linearità* rispetto ai valori di riferimento. Questo criterio può essere ambiguo, nel senso che i valori fuori dalla linearità possono risultare i più rappresentativi o viceversa. Si decide di eliminarli in quanto si può osservare che in corrispondenza di questi punti si verificano anomalie anche sul coefficiente termico. Sarebbe dunque un criterio inutile, ma si utilizza comunque per discriminare gli effetti.

Entrambi i criteri sono applicati *per ogni singolo modello*. Pertanto, se c'è anche per un solo modello, una soluzione del coefficiente termico oltre il limite accettabile fissato, si eliminano comunque le soluzioni di tutti i modelli associate alla specifica irradianza limite di riferimento. Questo spiega la scarsità di soluzioni visibile in Figura 3.31.

Un'alternativa sarebbe eliminare le soluzioni per il solo modello per cui non si rispetta il limite. Quest'ultima non viene utilizzata, in quanto non sarebbe rappresentativa della realtà fisica. Infatti, un certo numero di impianti ha un coefficiente termico indipendente dalla configurazione di modello utilizzata per la stima della produzione.

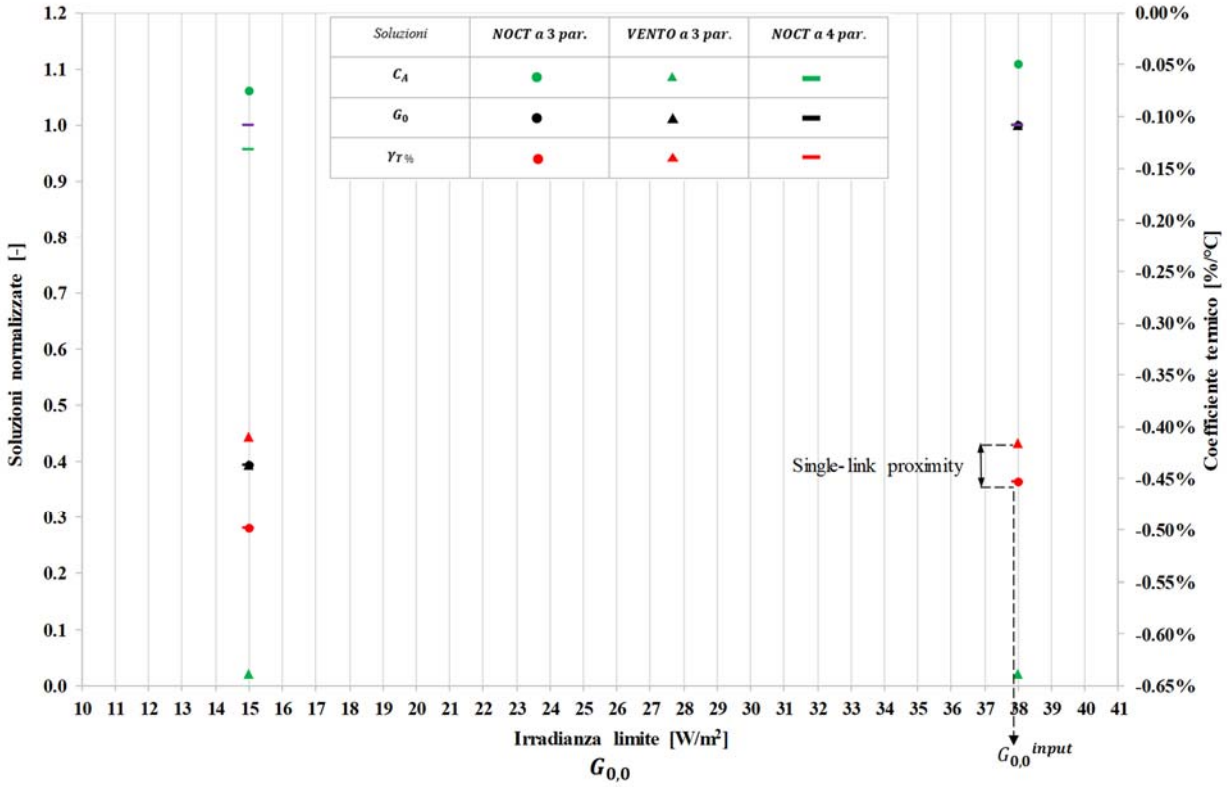

Figura 3.31 – Filtraggio delle soluzioni del problema di ottimizzazione, per tutte le configurazioni del modello e per un gruppo di impianti

Essendo il coefficiente termico il parametro tecnologico più sensibile alle variazioni dell'irradianza limite, si utilizzano le relative soluzioni come riferimento per l'estrazione dell'*irradianza limite di riferimento* $G_{0,0}{}^{input}$.

$G_{0,0}{}^{input} = G_{0,0}$ si deve quindi utilizzare come input nell'analisi definitiva del modello previsionale, ai fini di garantire coerenza fisica dei risultati dell'ottimizzazione.

L'estrazione avviene con il metodo:

- *single-link proximity*: si rileva il dato in corrispondenza della minima distanza tra due elementi di gruppi diversi. In questo caso, trattandosi di tre gruppi, la distanza è quella assoluta, come mostrato in Figura 3.31.

Una volta estratto il parametro questo dovrà essere utilizzato per tutte le configurazioni di modello.

L'implementazione della procedura di clustering si realizza con lo script Matlab `Modello_ottimizzazione_Clustering.m`, al cui interno sono implementate le sole funzioni di ottimizzazione.

3.16 Implementazione del modello previsionale di produzione

Per permettere l'applicazione del modello previsionale su larga scala si necessita di definire delle *classi di potenza*, ovvero gruppi di impianti. I criteri con cui si creano le classi sono descritti nel Capitolo 5. L'implementazione deve quindi avvenire in modo flessibile, ovvero si deve avere la possibilità di selezionare un singolo impianto, una classe o tutte le classi per la simulazione.

Tutte le configurazioni di modello sono state implementate all'interno del singolo script `MAIN_Modello_produzione_ottimizzazione.m`, il cui diagramma di flusso è riportato in Figura 3.32.

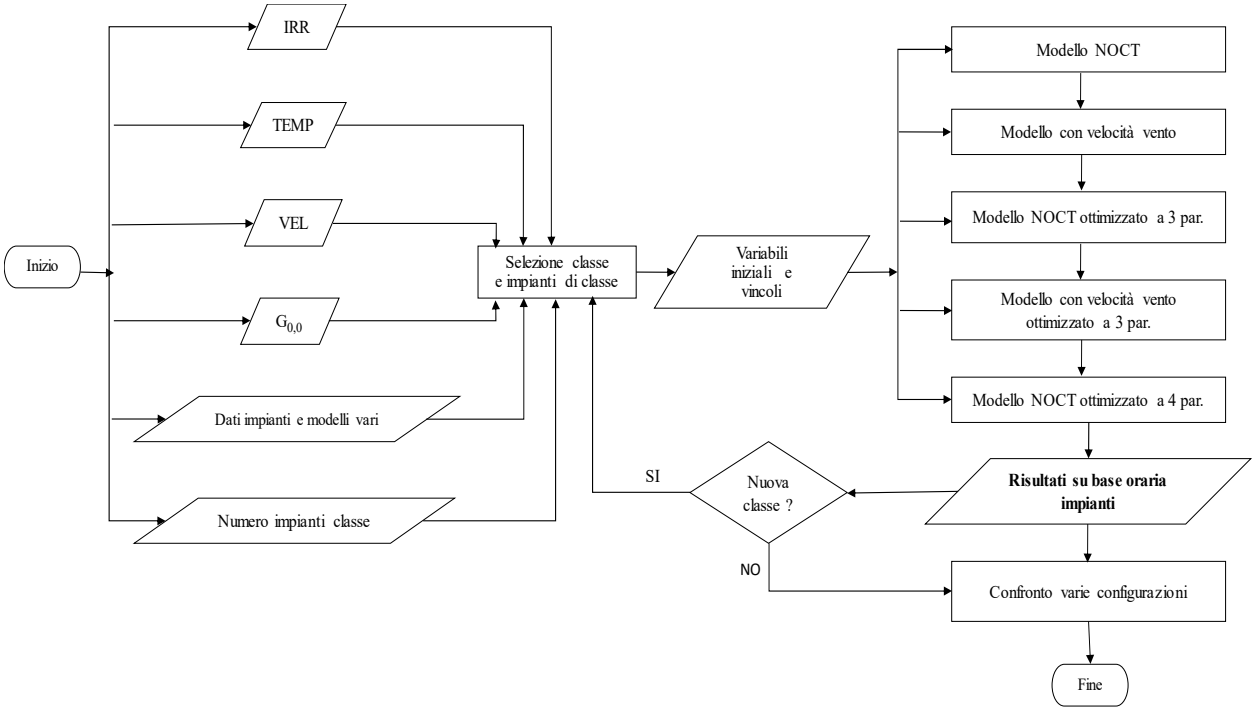

Figura 3.32 – Flowchart dello script: modello previsionale di produzione

I *dati di ingresso* dell'algoritmo sono:

- **`IRR`**: è la matrice dei dati di irradianza utile per tutte le configurazioni del modello. Confrontando i profili di irradianza provenienti dall'algoritmo di riporto sul piano inclinato con quelli misurati da Terna, ci si è accorti che i dati di irradianza erano in ritardo di un'ora, per tutti i mesi dell'anno tranne che per novembre e dicembre. Questo può essere causato dallo sfasamento dell'istante di rilievo dei dati all'interno dell'ora. Attraverso quindi lo

script Matlab `traslazione_orario.m`, si traslano in avanti i dati di irradianza provenienti dall'algoritmo di riporto. L'operazione di traslazione è fondamentale per evitare di compromettere i risultati dell'ottimizzazione. Occorre quindi verificare mese per mese le relazioni di fase tra i profili;

- **`TEMP`**: è la matrice dei dati di temperatura utile per le configurazioni NOCT;
- **`VEL`**: è la matrice dei dati della velocità del vento utile per le configurazioni con la velocità del vento;
- $G_{0,0}$: è il vettore contenente i valori dell'irradianza limite di riferimento, derivanti dalla procedura di clustering, per ogni classe di impianti. Un singolo valore si utilizza quindi per tutti gli impianti di una classe;
- `dati di impianti e modelli vari`: sono i dati generali dell'anagrafica in riferimento agli impianti utilizzati nella simulazione. Si definiscono anche i parametri dei vari modelli: del convertitore, del trasformatore e dell'impianto fotovoltaico;
- `Numero_impianti_classe`: è il vettore contenente il numero di impianti di ogni classe su cui si vuole realizzare la simulazione, garantisce quindi flessibilità dell'algoritmo.

Per ogni configurazione di modello, i calcoli vengono realizzati su tutti gli impianti selezionati attraverso delle `function.m`. Si tratta di parti di codice personalizzate che vengono richiamate all'occorrenza durante l'esecuzione dello script principale. Ogni funzione rileva i dati di ingresso e fornisce i risultati di uscita in modo:

- indipendente dalle definizioni delle variabili;
- dipendente dalla posizione delle variabili.

I *risultati di uscita* dell'algoritmo sono i:

- `risultati di produzione`: su base oraria e per tutti gli impianti selezionati. Si ottengono quindi delle matrici di produzione dove ogni colonna rappresenta un impianto. Oltre ai dati di produzione sono monitorati i vari rendimenti e la temperatura di cella.

Al termine della simulazione si realizzano dei confronti tra i vari modelli attraverso grafici e tabelle riassuntive.

Gli impianti su cui realizzare i calcoli possono essere:

- *impianti filtrati*, per tutte le configurazioni del modello;
- *tutti gli impianti* dell'anagrafica, per le sole configurazioni senza ottimizzazione.

4 Applicazione del modello previsionale su un singolo impianto

In questo capitolo si descrive un esempio applicativo del modello previsionale descritto nel Capitolo 3, evidenziando le differenze tra le varie configurazioni. Le considerazioni sono realizzate su un *singolo impianto*, pertanto i risultati non sono generalizzabili ma sono utili a osservare la risposta del modello su vari archi temporali di analisi.

4.1 Caratteristiche principali dell'impianto

L'impianto scelto per l'esempio è uno degli 85 impianti filtrati avente i seguenti dati principali:

Tabella 4.1 – Caratteristiche principali dell'impianto in analisi

Località geografica	Orientazione moduli	Potenza nominale P_{STC} [kWp]	Tecnologia	Data di esercizio
Regione: Lazio Latitudine: 41.76° Longitudine: 13.02°	Tilt: 30° Azimut: 0° Sud	4997	Silicio policristallino p-Si Senza inseguimento e senza concentratori	01/08/2011

In Figura 4.1 si riporta l'immagine satellitare dell'impianto.

Figura 4.1 – Immagine satellitare dell'impianto in analisi

4.2 Dati in ingresso

Per questo esempio, i dati principali che vengono utilizzati nel modello previsionale sono riepilogati in Tabella 4.2.

Tabella 4.2 – Riepilogo dei dati di input utilizzati nel modello previsionale

Dati di ingresso al modello previsionale								
Risoluzione temporale	C_T	η_G					η_{TRASF}	η_{CONV}
1 ora	$f(TEMP, VEL)$	η_{life}	η_{dirt}	η_{mis}	η_{refl}	η_{cable}	0.99	$f(P_{DC})$
		0.915	0.976	0.97	0.973	0.99		

Il fattore termico di perdita e quello del convertitore sono delle funzioni implementate come descritto nel Capitolo 3.

In Tabella 4.3 si riportano invece i dati relativi all'ottimizzazione. Si possono realizzare due tipi di *ottimizzazione*:

- sull'*intera classe*;
- sul *singolo impianto*;

I valori iniziali delle variabili e dei vincoli di disuguaglianza si mantengono costanti in entrambi i tipi di ottimizzazione. L'unica differenza è nell'utilizzare 3 o 4 parametri a seconda della configurazione. Il valore dell'irradianza limite proviene dalla procedura di clustering.

Tabella 4.3 – Riepilogo dei dati di input utilizzati nel modello previsionale ottimizzato

Tipo ottimizzazione	Dati di ingresso all'algoritmo di ottimizzazione		
	$\boldsymbol{x_0} = [\gamma_{T\,\%,0}, G_{0,0}, C_{A,0}, NOCT_0]$	$\boldsymbol{lb} = [\gamma_{T\,\%}, G_0, C_A, NOCT]_{lb}$	$\boldsymbol{ub} = [\gamma_{T\,\%}, G_0, C_A, NOCT]_{ub}$
Singolo impianto	$[-0.5, 26, 1, 47]$	$[-0.61, 10, 0.01, 43]$	$[-0.30, 50, 10, 50]$
Intera classe			

4.3 Risultati con ottimizzazione sul singolo impianto

Si riportano i risultati in uscita del modello previsionale con ottimizzazione sul singolo impianto appartenente, in questo esempio, ad una classe costituita da soli quattro impianti. In particolare, per ogni configurazione di modello si osservano i seguenti dati di uscita:

- *produzione dell'impianto*;
- *rendimento globale*, che è costante al variare delle configurazioni di modello ed è indipendente dal tipo di ottimizzazione. Si calcola dal prodotto dei rendimenti della Tabella 4.2, ed è pari a:

$$\eta_G = 0.834$$

L'ottimizzazione sul singolo impianto fornisce i risultati delle variabili del problema non lineare riportati in Tabella 4.4.

Tabella 4.4 – Risultati delle variabili nel problema di ottimizzazione sul singolo impianto

Configurazione	$x = [\gamma_{T\,\%}, G_0, C_A, NOCT]$	Numero iterazioni
NOCT 3 parametri	$[-0.46, 26, 1.037, -]$	16
VENTO 3 parametri	$[-0.46, 26, 1.01, -]$	13
NOCT 4 parametri	$[-0.46, 26, 1.037, 47]$	17

Si osserva che il parametro più variabile tra le configurazioni con e senza velocità del vento è il coefficiente di adattamento. Noti i risultati dell'ottimizzazione, si utilizzano come input per il calcolo della produzione per le tre configurazioni del modello ottimizzato.

4.3.1 Produzione dell'impianto

La simulazione avviene su base oraria, pertanto si possono osservare profili di potenza su varie basi temporali più ampie, semplicemente realizzando la somma delle energie orarie. I profili osservabili nel breve termine sono approssimati con la funzione di interpolazione automatica di Excel o Matlab, come discusso nel Capitolo 2.

Si preferisce non osservare il profilo annuale su base oraria, in quanto la sovrapposizione dei risultati delle varie configurazione renderebbe l'interpretazione insignificante.

Si può quindi realizzare il grafico a barre di Figura 4.2, che riassume i *profili mensili* dell'impianto per tutte le configurazioni del modello e la produzione misurata effettivamente da Terna.

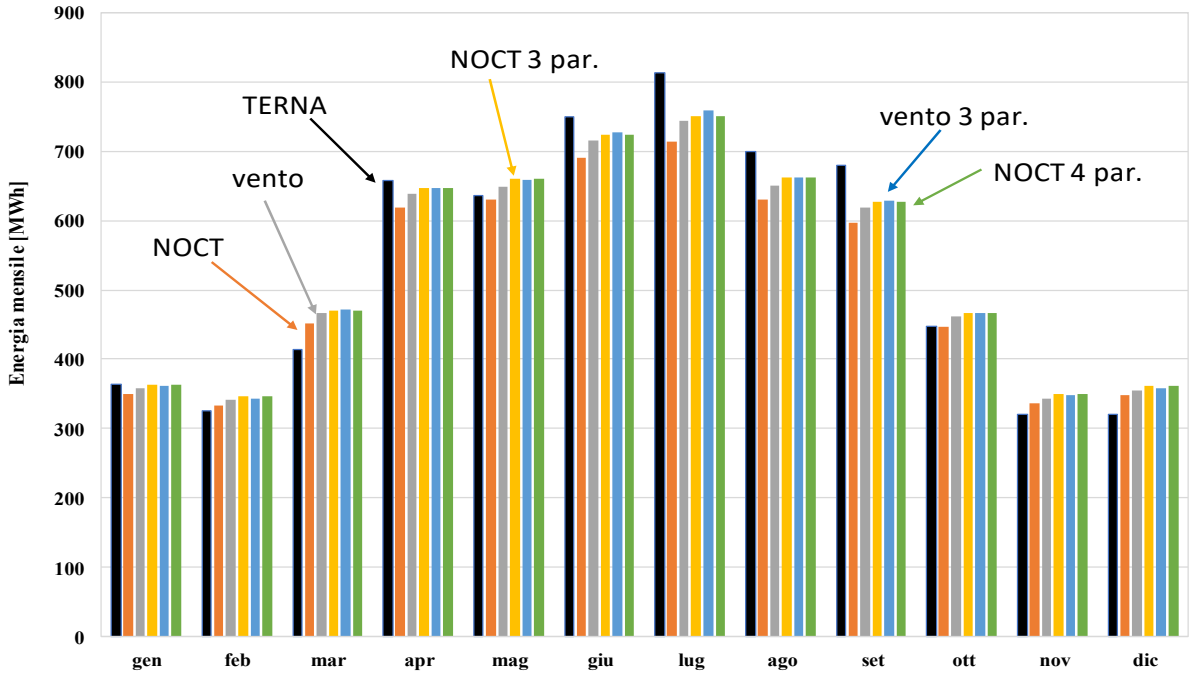

Figura 4.2 – Risultati di produzione mensile con ottimizzazione sul singolo impianto

Si effettuano i confronti tra i profili di Terna e quelli generati dalle varie configurazioni di modello, definendo gli *scarti percentuali*, rispetto alla produzione fornita da Terna:

$$S_{\%} = \frac{E - E_{Terna}}{E_{Terna}} \cdot 100 \tag{4.1}$$

con E che può essere:

- E_{NOCT} : l'energia ottenuta con il Modello NOCT;
- E_{vento} : l'energia ottenuta con il Modello con la velocità del vento;
- $E_{NOCT}{}^{OTT,3}$: l'energia ottenuta con il Modello NOCT ottimizzato a 3 parametri;
- $E_{vento}{}^{OTT,3}$: l'energia ottenuta con il Modello con la velocità del vento ottimizzato a 3 parametri;
- $E_{NOCT}{}^{OTT,4}$: l'energia ottenuta con il Modello NOCT ottimizzato a 4 parametri;

mentre si definisce:

- E_{Terna} : l'energia misurata da Terna e nota dalla matrice di produzione annuale filtrata.

In Figura 4.3 si riportano gli scarti percentuali per le configurazioni non ottimizzate, mentre in Figura 4.4 si riportano quelli per le configurazioni con ottimizzazione sul singolo impianto.

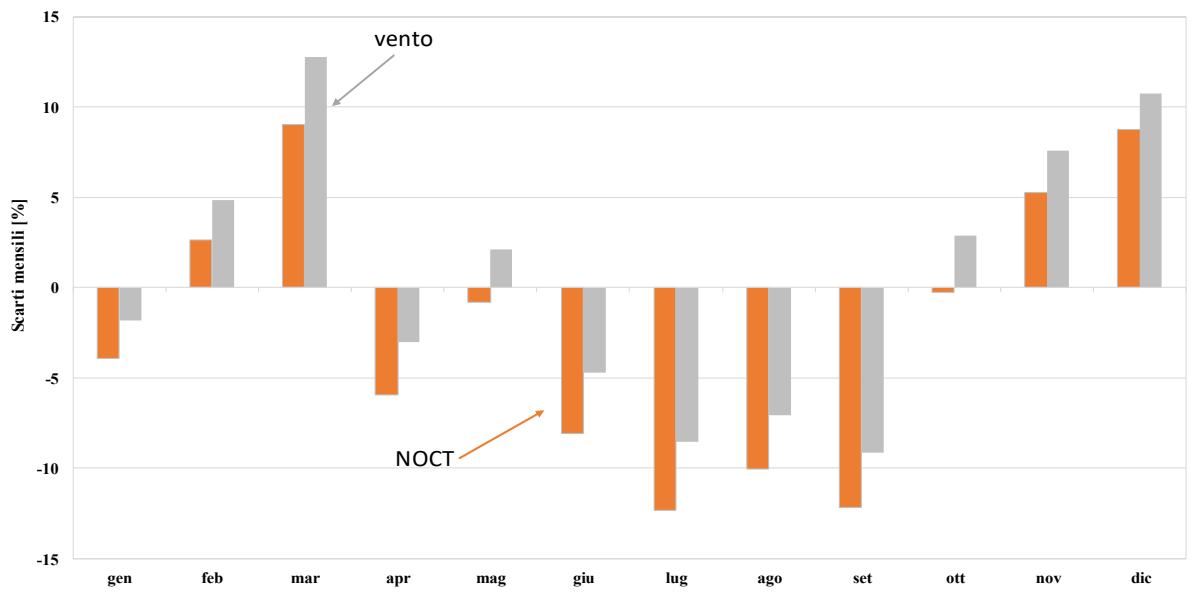

Figura 4.3 – Scarti percentuali sulla produzione mensile delle configurazioni non ottimizzate

Si osserva che:

- nei mesi centrali dell'anno (aprile ÷ settembre) la produzione è mediamente sottostimata, viceversa negli altri mesi;
- il Modello con la velocità del vento è più adatto nei mesi centrali dell'anno, mentre il Modello NOCT funziona meglio in quasi tutti gli altri mesi.

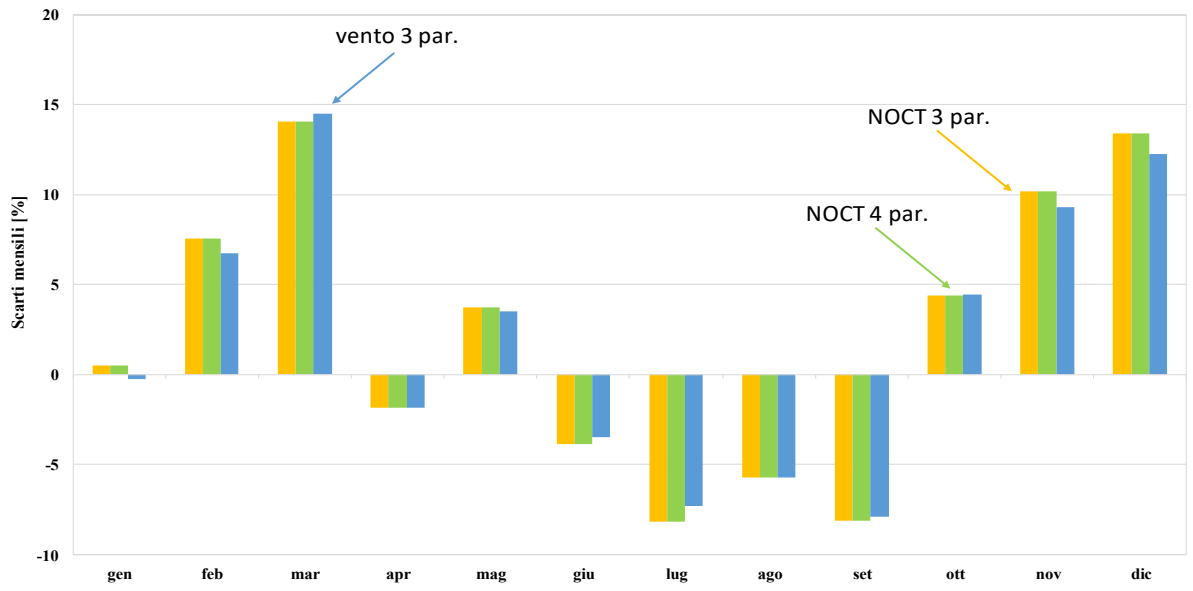

Figura 4.4 – Scarti percentuali sulla produzione mensile delle configurazioni ottimizzate sul singolo impianto

Si ripetono le stesse considerazioni della Figura 4.3. L'aspetto interessante è che questo tipo di ottimizzazione, rispetto alle configurazioni non ottimizzate:

- migliora nettamente il comportamento delle configurazioni nei mesi centrali dell'anno, mentre peggiora negli altri mesi;
- provoca l'inversione del segno degli scarti per alcuni mesi.

Complessivamente gli scarti percentuali mensili sono:

- sempre contenuti entro il 15%;
- più elevati nei mesi centrali dell'anno, se non si ottimizza;
- più elevati nei mesi non centrali dell'anno, se si ottimizza.

Nella Figura 4.5 si riportano i *profili mensili su base giornaliera* relativi ai quattro mesi dell'anno che definiscono le stagioni, per le sole configurazioni non ottimizzate.

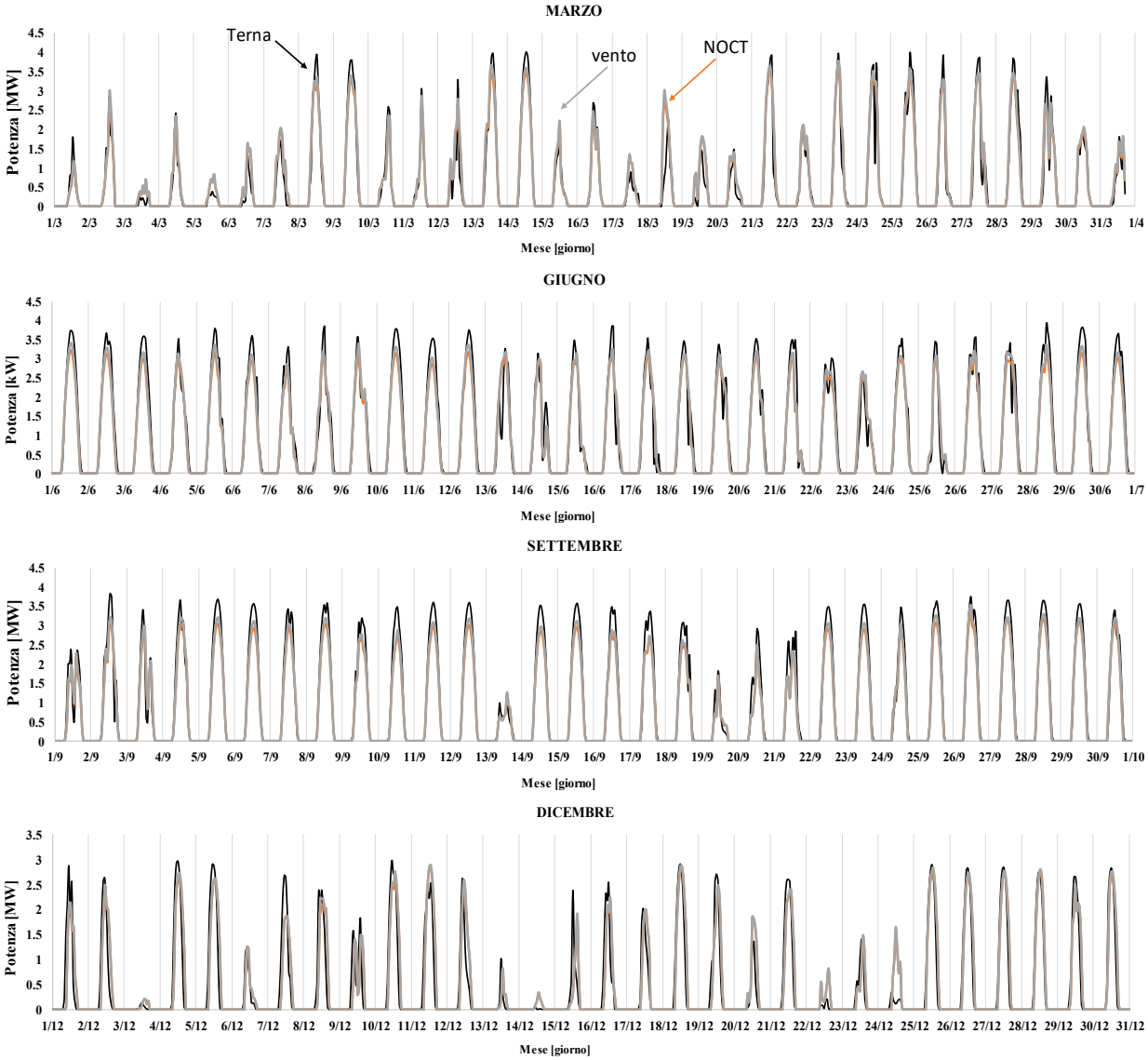

Figura 4.5 – Profili di produzione mensile delle configurazioni non ottimizzate, su base giornaliera

Si osserva che i valori massimi raggiunti si hanno nel mese di marzo, grazie a condizioni di irradianza e temperatura favorevoli. Tuttavia, il mese più produttivo è luglio, grazie a condizioni di irradianza favorevoli per la maggior parte delle giornate.

L'unico aspetto generalizzabile è una leggera sottostima dei profili giornalieri. Se la produzione fornita da Terna dovesse risultare sempre mediamente superiore in termini giornalieri si potrebbe pensare di realizzare una *analisi dei residui* dettagliata. Tuttavia, affinché risulti un'analisi significativa sarebbe opportuna realizzarla su molti impianti.

In Figura 4.6 si riportano invece i *profili giornalieri su base oraria*, ai fini di evidenziare meglio le differenze tra tutte le configurazioni di modello nel breve termine. Si sceglie una giornata per ognuno dei quattro mesi, serena per giugno e settembre e non serena per marzo e dicembre.

Dalle Figure 4.4 e 4.6 si osserva che il Modello NOCT ottimizzato a 4 parametri è praticamente "inutile", è infatti quasi uguale a quello ottimizzato con 3 parametri. Questo dipende dal fatto che la temperatura *NOCT* è un parametro poco influente sulla produzione e si mantiene sempre nell'intorno del valore iniziale.

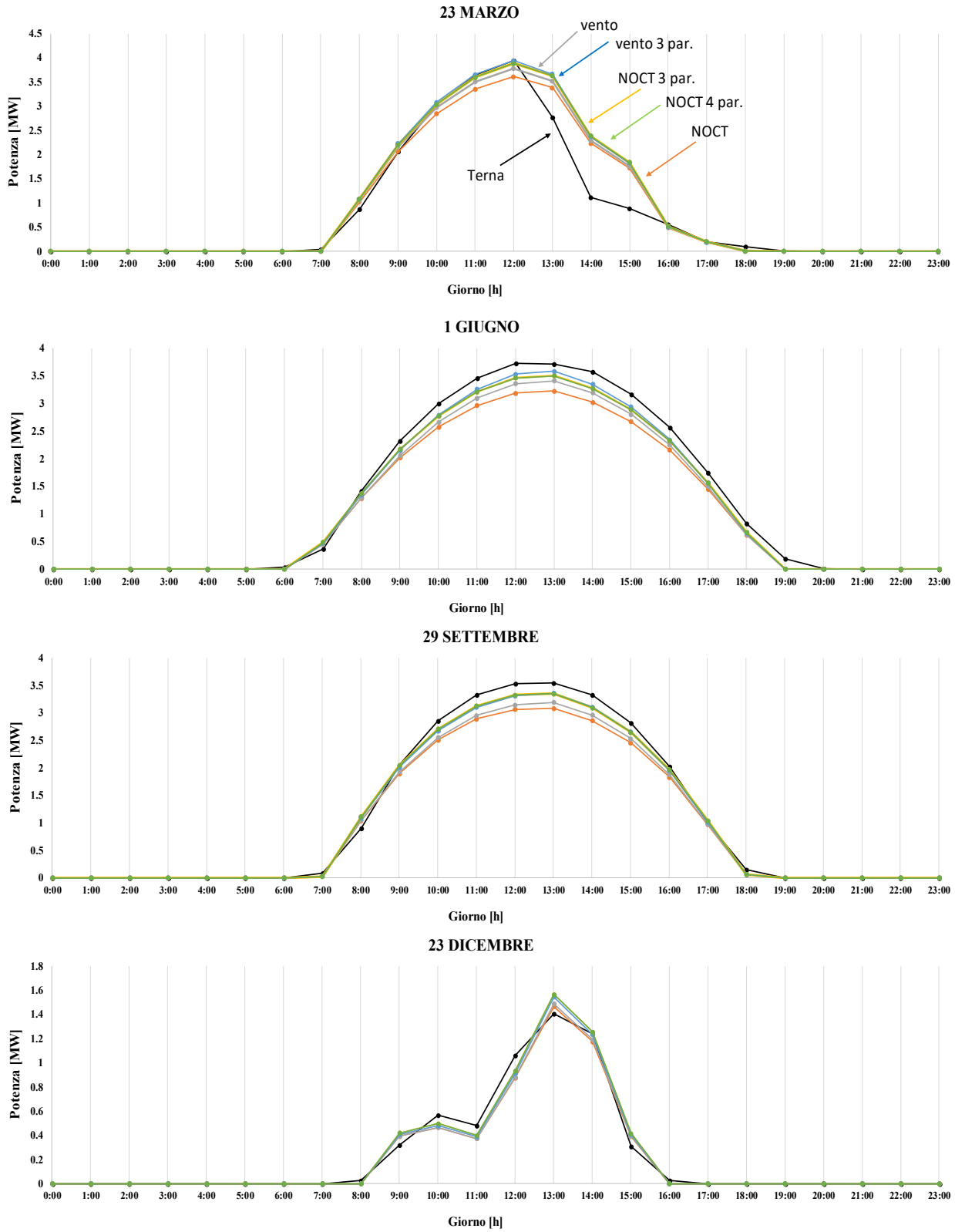

Figura 4.6 – Profili di produzione giornaliera su base oraria , con ottimizzazione sul singolo impianto

- Nelle *giornate serene* analizzate si osserva che il modello sottostima la produzione, i profili ottimizzati sono quindi i migliori, in quanto tendono al profilo reale. Le configurazioni di modello ottimizzate sono tra loro molto simili, a leggero vantaggio di quella con la velocità del vento;

- nelle *giornate non serene* si verificano sia sovrastima che sottostima. Pertanto, risulta difficile definire quale configurazione sia la migliore. Nel caso di sottostima i profili migliori sono sempre quelli ottimizzati, viceversa quando si verifica sovrastima.

Si conclude che, nel breve termine, i profili ottimizzati possono non sempre essere i migliori. Infatti questi risultano vantaggiosi solo nel caso di sottostima. Questo effetto dipende dal fatto che l'ottimizzazione avviene considerando gli scarti orari su base annua. Affinché i profili ottimizzati siano sempre i migliori, occorrerebbe ottimizzare per ogni ora, ma si perderebbe il significato fisico dell'ottimizzazione.

Grazie a queste considerazioni si riescono a spiegare le differenze tra la Figura 4.4 e la Figura 4.3, precedentemente esaminate. Infatti, nei mesi estremi dell'anno le giornate sono spesso non serene, e questo porta le configurazioni non ottimizzate a essere le migliori.

4.4 Risultati con ottimizzazione sull'intera classe

Si riportano i risultati in uscita del modello previsionale con ottimizzazione *sull'intera classe*, costituita in questo esempio da soli quattro impianti. In particolare, per ogni configurazione di modello si osservano i seguenti dati di produzione dell'impianto.

L'ottimizzazione sull'intera classe fornisce i risultati delle variabili del problema non lineare riportati in Tabella 4.5.

Tabella 4.5 – Risultati delle variabili nel problema di ottimizzazione sull'intera classe

Configurazione	$x = [\gamma_{T\,\%}, G_0, C_A, NOCT]$	Numero iterazioni
NOCT 3 parametri	$[-0.45, 26, 1.019, -]$	18
VENTO 3 parametri	$[-0.44, 26, 0.976, -]$	17
NOCT 4 parametri	$[-0.45, 26, 1.018, 46.98]$	15

Si osserva che rispetto all'ottimizzazione sul singolo impianto:

- il coefficiente di adattamento è più basso per ogni modello, così come il coefficiente termico. Grazie alla procedura di clustering delle soluzioni i valori delle variabili hanno un significato fisico accettabile. Questi risultati dell'ottimizzazione si utilizzano quindi come input per il calcolo della produzione per le tre configurazioni del modello ottimizzato;

- il numero di iterazioni necessario è leggermente superiore, a causa del maggior numero di impianti su cui realizzare i calcoli.

4.4.1 Produzione dell'impianto

In ipotesi di utilizzare lo stesso valore dell'irradianza limite iniziale, come riportato in Tabella 4.3, si rende la produzione delle configurazioni non ottimizzate indipendente dal tipo di ottimizzazione.

Il confronto in termini di produzione è dunque significativo solo per gli *scarti mensili* delle configurazioni con ottimizzazione. Si riportano i risultati in Figura 4.7.

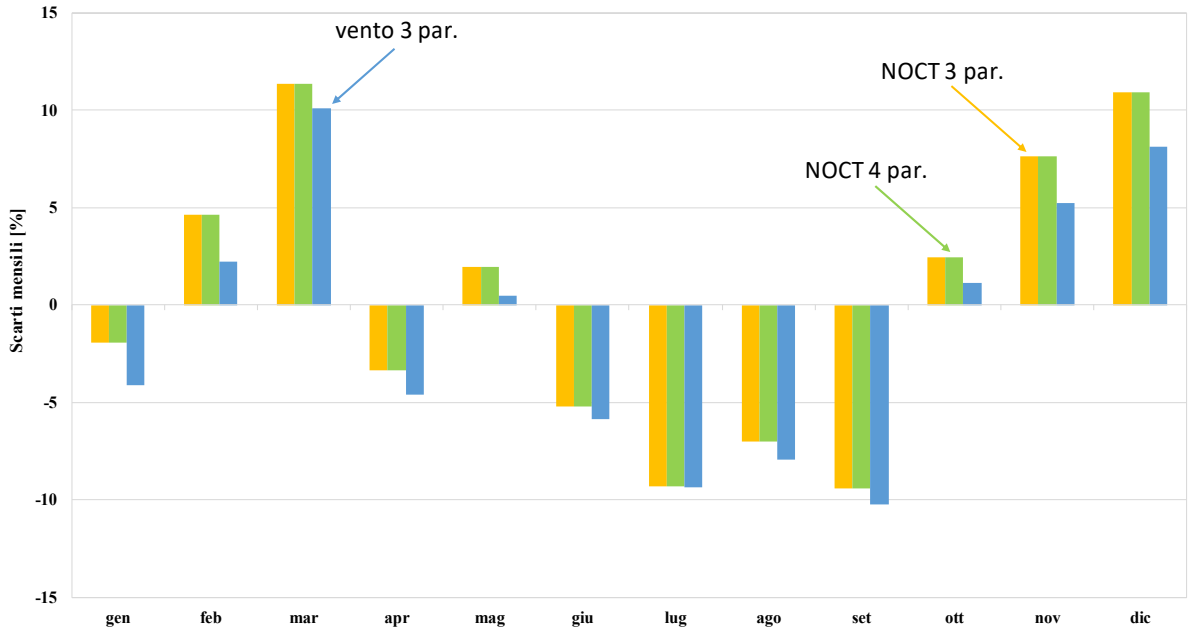

Figura 4.7 – Scarti percentuali sulla produzione mensile delle configurazioni ottimizzate sull'intera classe

Rispetto agli scarti mensili con ottimizzazione sul singolo impianto riportati in Figura 4.4, si osserva che l'ottimizzazione sull'intera classe:

- ha mediamente migliorato la situazione nei mesi estremi;
- ha peggiorato la situazione nei mesi centrali.

Si osservano i profili giornalieri in Figura 4.8.

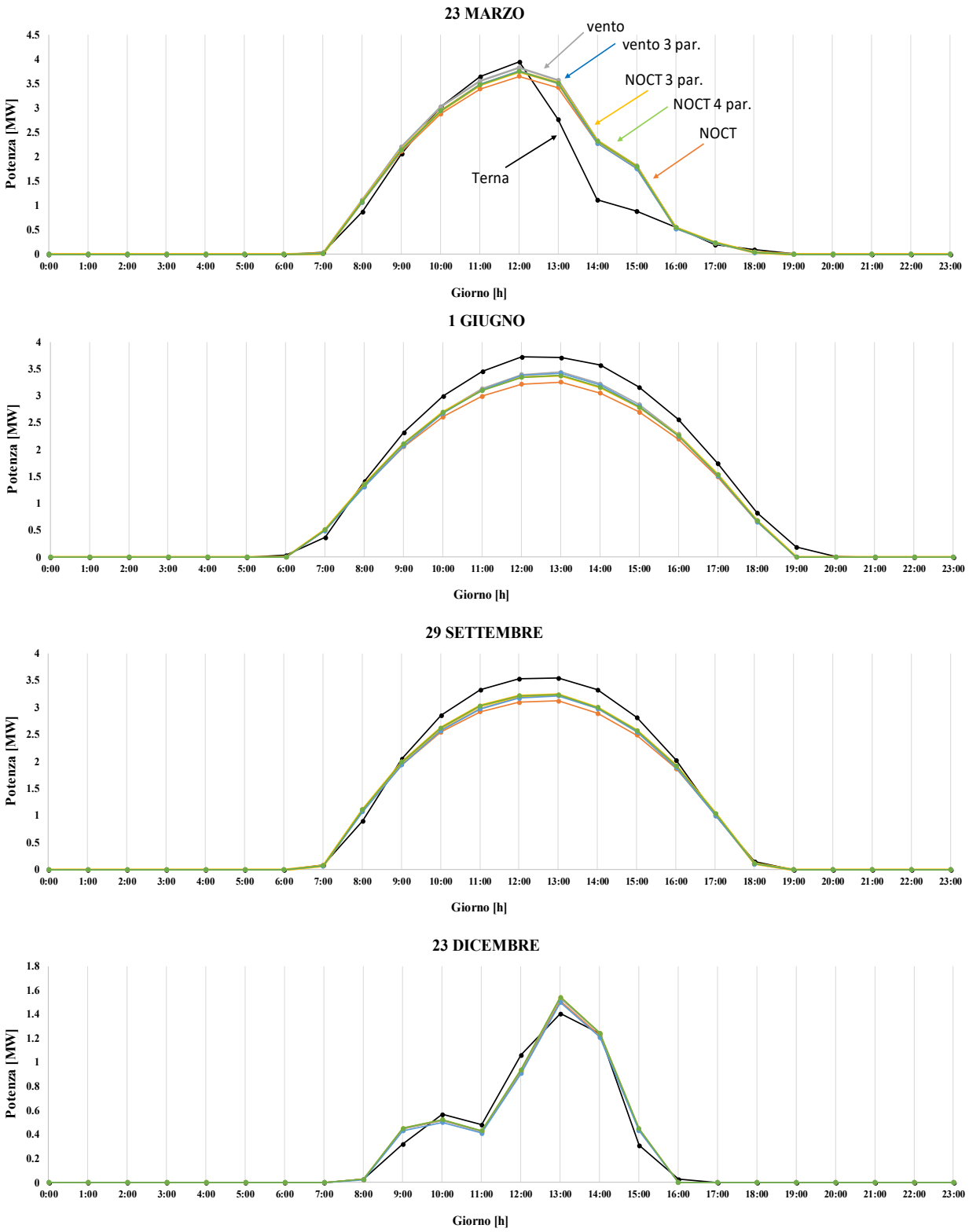

Figura 4.8 – Profili di produzione giornaliera su base oraria , con ottimizzazione sull'intera classe

Rispetto ai profili di Figura 4.6 si osserva che l'ottimizzazione sull'intera classe:

- ha lo stesso comportamento qualitativo;
- genera minor vantaggio nel breve termine, in quanto i parametri derivanti dall'ottimizzazione sono il risultato di un calcolo "mediato" su più impianti.

4.5 Confronto tra tipi di ottimizzazione

4.5.1 Produzione specifica, scarto annuale e scarti medi mensili

Per ogni configurazione di modello, si evidenziano in modo maggiormente significativo le differenze tra i due tipi di ottimizzazione esaminati nei precedenti paragrafi, realizzando un confronto d'insieme basato su:

- *produzione specifica*: calcolata come il rapporto tra l'energia annua e la potenza nominale dell'impianto. Il valore reale misurato è pari a 1287 [kWh/kWp];
- *scarto annuale*: calcolato con l'Equazione 4.1 rispetto alle misure note da Terna, e definito come $S_{\%}{}^{anno}$;
- *scarto medio mensile*: calcolato come la media degli scarti mensili assoluti dei 12 mesi dell'anno e definito come $\mu_{\%}{}^{mesi}$;
- *scarti medi semestrali:* sono definiti come la media degli scarti mensili assoluti di sei mesi dell'anno. In particolare si definiscono come:
    - $\mu_{\%}{}^{AS}$: per i *mesi centrali* dell'anno (aprile ÷ settembre);
    - $\mu_{\%}{}^{OM}$: per i *mesi estremi* dell'anno (ottobre ÷ marzo).

Si riportano i risultati in Tabella 4.6.

Tabella 4.6 – Confronto tra le configurazioni di modello in relazione al tipo di ottimizzazione

Tipo Ottimizzazione	Configurazione	Produzione specifica [kWh/kWp]	$S_{\%}{}^{anno}$	$\mu_{\%}{}^{mesi}$	$\mu_{\%}{}^{AS}$	$\mu_{\%}{}^{OM}$
-	NOCT	1230	-4.4	6.6	8.2	5.1
	VENTO	1269	-1.4	6.3	5.8	5.3
Singolo impianto	NOCT 3 parametri	1287	0.0	6.4	5.0	7.8
	VENTO 3 parametri	1287	0.0	6.1	4.7	7.5
	NOCT 4 parametri	1287	0.0	6.4	5.0	7.8
Intera classe	NOCT 3 parametri	1264	-1.7	6.3	6.0	6.5
	VENTO 3 parametri	1249	-3.0	5.8	6.4	5.2
	NOCT 4 parametri	1264	-1.7	6.3	6.0	6.5

Si deduce che, per l'impianto in analisi:

1. in *termini annuali*:
    - senza ottimizzazione, la configurazione con la velocità del vento è la migliore;
    - con l'ottimizzazione sul singolo impianto, si annulla ovviamente lo scarto annuo, per come si è scelta la funzione obiettivo;
    - con l'ottimizzazione sull'intera classe, la configurazione con *NOCT* è la migliore. Come mostrato nei paragrafi precedenti, ottimizzare con 4 parametri è inutile;
2. in *termini mensili*:
    - con e senza ottimizzazione, la configurazione con la velocità del vento è la migliore. In particolare, si osserva che l'ottimizzazione sull'intera classe fornisce i risultati migliori. Questo è causato dal bilancio positivo tra:
        - il miglioramento degli scarti nei mesi agli estremi dell'anno;
        - il peggioramento degli scarti nei mesi centrali dell'anno.

      Ottimizzare sull'intera classe rende infatti i profili nel breve termine più "rigidi" e questo porta a:
        - sottostimare di più la produzione nei mesi centrali, dove c'è maggior presenza di giornate serene;
        - sovrastimare di meno la produzione nei mesi estremi, dove c'è maggior presenza di giornate non serene.
3. In *termini semestrali*, per i *mesi centrali* dell'anno:
    - la configurazione con la velocità del vento ottimizzata a 3 parametri è la migliore, ottimizzando sul singolo impianto;
4. in *termini semestrali*, per i *mesi estremi* dell'anno:
    - la configurazione *NOCT* è la migliore.

Si conclude che, in base all'orizzonte temporale di analisi, utilizzare l'una o l'altra configurazione e diversi tipi di ottimizzazione, può portare a vantaggi sensibili pur mantenendo invariata la *funzione obiettivo*. Non è comunque detto che l'ottimizzazione sia sempre vantaggiosa.

Nel lavoro di tesi si utilizza l'ottimizzazione sull'intera classe, pertanto gli scarti di ogni singolo impianto saranno diversi tra loro e tanto inferiori quanto più coerenti sono i parametri reali dell'impianto rispetto ai parametri ottimizzati di classe.

4.5.2 Tempi di esecuzione del modello

È interessante monitorare i tempi di inizializzazione dell'algoritmo e i tempi di esecuzione di ogni configurazione di modello, riportando i risultati in Tabella 4.7.

Tabella 4.7 – Tempi di esecuzione dell'algoritmo del modello

Tipo Ottimizzazione	Configurazione	Tempi di esecuzione [secondi]
-	Inizializzazione	0.83
-	NOCT	0.04
	VENTO	0.02
Singolo impianto	NOCT 3 parametri	1.34
	VENTO 3 parametri	0.38
	NOCT 4 parametri	0.47
Intera classe	NOCT 3 parametri	1.30
	VENTO 3 parametri	0.75
	NOCT 4 parametri	0.61

Il *tempo totale* di esecuzione risulta di circa 3 s. Si osserva che i tempi per l'ottimizzazione su singolo impianto i tempi sono confrontabili con quelli dell'ottimizzazione sull'intera classe. Pertanto, la correlazione tra il numero di impianti in una classe e i tempi di esecuzione dell'algoritmo non è direttamente proporzionale. Lo stesso fenomeno si verifica se si aumenta il numero di classi.

Tuttavia, alla velocità di questo algoritmo non corrisponde quella delle altre fasi necessarie al reperimento dei dati di ingresso del modello, le quali possono essere davvero onerose in termini computazionali.

4.5.3 Risultati con irradianza limite nulla

Il modello proposto considera l'irradianza limite per rendere più realistico il comportamento dei moduli fotovoltaici al variare dell'irradianza incidente. Ha senso dunque valutare gli effetti sui risultati di produzione nel caso si ponesse perennemente a zero il valore dell'irradianza limite, che è una pratica riscontrata in vari *modelli tradizionali* utilizzati in ambito scientifico.

Si riportano i risultati in Tabella 4.8.

Tabella 4.8 – Confronto tra le configurazioni di modello con irradianza limite nulla

Tipo ottimizzazione	Configurazione	Produzione specifica [kWh/kWp]	$S_{\%}^{anno}$	$\mu_{\%}^{mesi}$	$\mu_{\%}^{AS}$	$\mu_{\%}^{OM}$
-	NOCT	1309	1.7	8.4	5.0	11.9
	VENTO	1350	4.9	9.1	3.6	14.7
Singolo impianto	NOCT 3 parametri	1287	0.0	7.5	5.7	7.8
	VENTO 3 parametri	1287	0.0	7.1	5.4	7.5
	NOCT 4 parametri	1287	0.0	7.5	5.7	7.8
Intera classe	NOCT 3 parametri	1265	-1.7	7.2	9.4	7.6
	VENTO 3 parametri	1249	-3.0	6.6	8.8	6.2
	NOCT 4 parametri	1264	-1.8	6.1	9.4	6.3

Confrontando questi risultati con quelli che considerano la presenza dell'irradianza limite, si rileva dalla Tabella 4.6 lo scarto minimo:

- in termini annuali, con un vantaggio dello 0.3%;
- in termini mensili, con un vantaggio dello 0.3%;
- semestrale dei mesi estremi, con un vantaggio dell'1.1%.

L'unico scarto a favore della Tabella 4.8 è quello semestrale dei mesi centrali dell'anno. La differenza massima riscontrata tra valori minimi per questo scarto, è pari all'1.1%.

Pertanto, se non si pongono restrizioni riguardo al tipo di ottimizzazione utilizzabile, dal confronto si osserva che complessivamente l'introduzione dell'irradianza limite nel modello può portare a effetti positivi sulle previsioni.

4.6 Fattore termico di perdita

Un ulteriore informazione quantitativa riguardo all'impatto dei parametri sul modello, può essere data dal monitoraggio del *fattore termico di perdita*. Si riportano in Figura 4.9 i profili del rendimento su base oraria annuale, per ogni configurazione di modello in ipotesi di ottimizzare sull'intera classe.

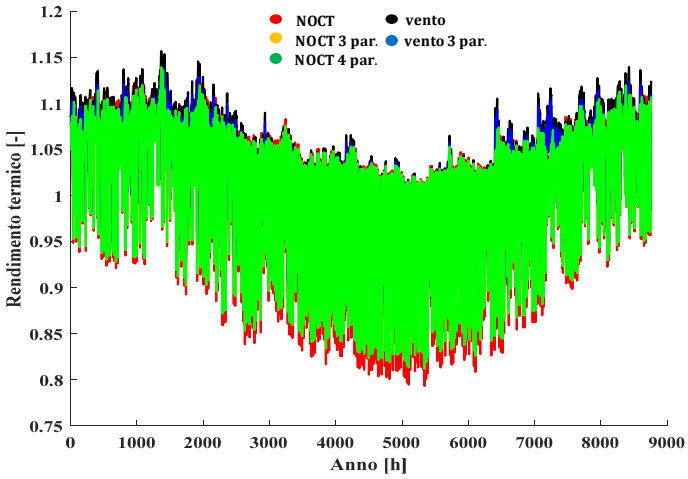

Figura 4.9 – Profili del fattore termico di perdita per varie configurazioni di modello, con ottimizzazione sull'intera classe

L'escursione dei valori è nell'intervallo (0.793 ÷ 1.16). L'inviluppo superiore è definito quasi completamente dalla configurazione con la velocità del vento senza ottimizzazione, mentre quello inferiore dalla configurazione con NOCT.

L'ottimizzazione realizza quindi generalmente un aumento del fattore termico di perdita causato dalla riduzione del coefficiente termico rispetto al valore iniziale.

5 Applicazione statistica del modello previsionale di produzione

Aver creato un modello previsionale di produzione per impianti fotovoltaici significa poterlo utilizzare, con una o più configurazioni selezionabili, per diverse applicazioni quali:

1. previsione della produzione di un *singolo impianto*;
2. previsione della produzione su *larga scala*.

Nel primo caso, il modello generale costruito può essere personalizzato in base ai dati dettagliati dei componenti dell'impianto, in modo migliorare la stima della produzione. Il risultato della previsione è utile al proprietario dell'impianto per poter ottimizzare l'utilizzo o la vendita di energia elettrica.

Nel secondo caso, il modello generale costruito può essere applicato su molti impianti di cui si vuole stimare la produzione. Il risultato della previsione è utile al gestore della rete elettrica e del mercato per poter gestire al meglio le risorse, come discusso nel primo capitolo.

5.1 Soluzioni per la previsione della produzione su larga scala

Per impianti fotovoltaici e non solo, si potrebbero adottare due metodi per la stima della produzione su larga scala:

- *decentralizzato*;
- *centralizzato*.

Il metodo decentralizzato richiederebbe l'implementazione del modello previsionale su ogni impianto costituente la popolazione in analisi. Questo significherebbe stimare la produzione totale come sommatoria delle singole produzioni.

Il vantaggio è sicuramente un migliore risultato della stima, mentre le difficoltà applicative riguardano i seguenti aspetti:

- necessità di installazione di *ulteriori dispositivi* nell'impianto: è necessario installare dei componenti in grado di contenere l'algoritmo del modello, di essere autonomi nel gestire i dati delle previsioni meteo e inviare i risultati di simulazione al gestore;

- necessità di un *sistema di comunicazione* affidabile e sicuro: ogni singolo risultato della simulazione deve essere inviato al centro di controllo. Questo significa dover utilizzare un sistema di comunicazione che sia affidabile e sicuro da attacchi informatici;
- necessità di importanti *investimenti*: l'installazione dei dispositivi su ogni singolo impianto richiederebbe costi associati ai componenti, alla installazione e alla manutenzione. L'interconnessione e la comunicazione dei dispositivi decentralizzati con il centro di controllo richiederebbe investimenti molto onerosi.

Si conclude che, a discapito della qualità della stima della produzione, sarebbe più idoneo l'utilizzo del metodo centralizzato. Questo metodo è basato sulla *statistica*, nel lavoro di tesi in particolare si propone un metodo utilizzato per le previsioni dei profili di carico nel settore elettrico, sondaggi e analisi scientifiche in generale: il *campionamento stratificato*.

5.2 Generalità sul campionamento stratificato

La teoria del campionamento stratificato è stata formulata da Jerzy Neyman nel 1934 [46]. Appartiene al campo della *statistica inferenziale*, ovvero l'insieme dei metodi che consentono di effettuare un'indagine su una popolazione basandosi sui soli risultati ottenuti da un *campione*.

Nella tecnica del campionamento stratificato le *fasi dell'indagine* sono le seguenti:

1. analisi delle *caratteristiche* della popolazione e dell'indagine da realizzare;
2. definizione di *classi* in cui dividere la popolazione e il campione;
3. dimensionamento del *campione*;
4. *ripartizione* del campione nelle classi definite;
5. *identificazione* degli elementi rappresentativi per ogni classe;
6. realizzazione dell'*indagine* attraverso il campione. Nel lavoro di tesi le indagini sono due:
    - *A*: *validazione* del modello previsionale;
    - *B*: *previsione* della produzione;

Nel caso B le ultime fasi da realizzare sono:

7. *estensione* dei risultati all'intera popolazione;
8. valutazione degli *errori* sulla stima;

mentre nel caso A è sufficiente solo l'ultima fase.

Si analizzano nel seguito le varie fasi particolarizzate per il lavoro di tesi.

5.3 Fase 1: analisi della popolazione e della variabile di indagine

Nel lavoro di tesi la popolazione è "finita" ed è composta dagli impianti fotovoltaici della regione Lazio. L'analisi della popolazione è stata affrontata nel Capitolo 2, riscontrando *scarsità di dati* disponibili. In particolare i seguenti dati non sono ben noti o sono incompleti:

- angoli di orientazione e coordinate geografiche per tutta la popolazione;
- profili di produzione per gran parte della popolazione.

Si definiscono:

- N : numero di elementi della *popolazione*;
- n : numero di elementi del *campione*;
- y : *variabile d'indagine*.

La variabile d'indagine è *l'energia prodotta* dagli impianti fotovoltaici in un certo intervallo di tempo. La stima dipende quindi dalla disponibilità di dati sugli impianti e dalla scelta degli elementi rappresentativi del campione.

5.4 Fase 2: definizione delle classi

Definire delle classi in cui dividere la popolazione e il campione è utile per migliorare il *grado di accuratezza* dell'indagine realizzata attraverso il campione.

Questa tecnica è molto efficace in tutti quei casi in cui la popolazione è divisibile in base alle caratteristiche degli elementi componenti. Ai fini di realizzare un'indagine accurata sull'intera popolazione è opportuno effettuare una ripartizione in classi "omogenee", ovvero in cui gli elementi costituenti ogni classe abbiano caratteristiche molto simili tra loro.

È intuibile che una ripartizione in classi omogenee renda con buona probabilità, ogni singolo elemento di una classe un suo potenziale rappresentante.

Si definiscono:

- H : *classi* o strati, indicando con $h = 1 \dots H$ la singola classe;
- N_h : numero di *elementi in una classe* della popolazione;
- n_h : numero di *elementi in una classe del campione*, derivanti dalla operazione di ripartizione del campione nelle classi definite.

La classificazione è molto importante e nel lavoro di tesi può essere realizzata in base alle seguenti caratteristiche degli impianti:

- *dislocazione territoriale*;
- *energia annua prodotta*;
- *potenze nominali*.

Definire le classi sulla base della *dislocazione territoriale* degli impianti significherebbe dover stimare la produzione totale dalla somma di produzioni da diversi territori, ognuno dei quali contenente un certo numero di impianti. Questo è un criterio di classificazione corretto, in quanto le *sottostazioni della rete elettrica* sono effettivamente collocate in modo da asservire utenti dislocati territorialmente.

Per la regione Lazio si potrebbe classificare, ad esempio, per province. Ipotizzando che il caso studio della regione Lazio sia parte di una classificazione principale regionale, si ipotizza di classificare in un altro modo. Infatti occorre comunque stabilire, per la stima della produzione, ulteriori criteri di selezione degli impianti all'interno delle classi.

Definire le classi sulla base dell'*energia prodotta* dagli impianti significherebbe fissare i limiti di ogni intervallo di classe. Questo richiederebbe la conoscenza di tutti i dati di produzione dei 54,323 impianti della regione Lazio. A causa della scarsità qualitativa e quantitativa dei dati di produzione, si intuisce che questa non è attualmente una strada percorribile. La classificazione per energia sarebbe idonea in futuro solo se:

- i dati di produzione fossero completi e corretti;
- i risultati del modello si ritengono davvero affidabili. Si potrebbe infatti utilizzare il modello previsionale per stimare la produzione di tutti gli impianti, ma con un costo computazionale elevato, e successivamente realizzare la classificazione. Tuttavia sarebbe necessario completare i dati dell'anagrafica.

Pertanto, definire le classi sulla base delle *potenze nominali* degli impianti piuttosto che sull'energia, può essere una scelta idonea a causa del legame tra le due variabili. Infatti, l'energia prodotta da un impianto è proporzionale alla sua potenza nominale. Tutti gli altri parametri e variabili influenzano la produzione in funzione delle caratteristiche dell'impianto e delle condizioni metereologiche.

In Figura 5.1 si riporta la *correlazione* tra le potenze nominali e l'energia annua prodotta dagli 85 impianti filtrati. Si osserva che la retta di regressione lineare, realizzata attraverso le funzioni Matlab `polyfit` e `polyval`, è praticamente una retta lineare passante per l'origine.

La *variabile di classificazione* è quindi la potenza nominale dell'impianto, legata con la *variabile d'indagine*, ovvero l'energia prodotta dall'impianto in un certo intervallo di tempo, attraverso la seguente espressione semplificata:

$$y = f(P_{STC}) \tag{5.1}$$

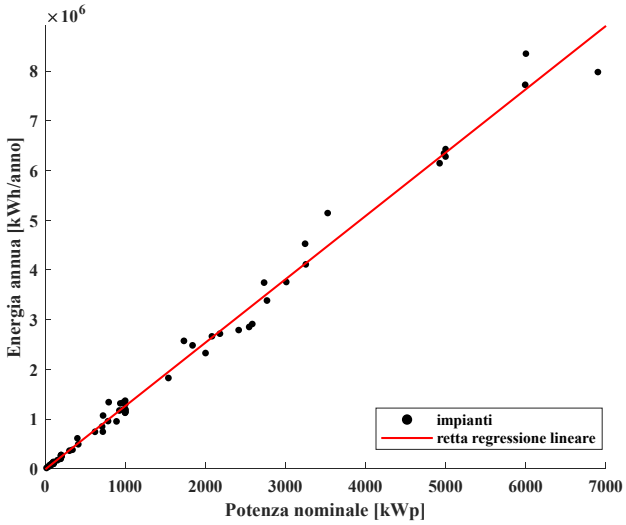

Figura 5.1 – Correlazione tra potenza nominale e energia annua degli 85 impianti filtrati

Si riportano di seguito delle *formule generali* per lo studio della popolazione e del campione [47].

Per la popolazione, si può calcolare la *media reale* degli elementi:

$$\mu = \frac{1}{N} \cdot \sum_{h=1}^{H} N_h \cdot \mu_h \tag{5.2}$$

con,

$$\mu_h = \frac{1}{N_h} \sum_{i=1}^{N_h} y_{hi} \tag{5.3}$$

media degli elementi d'indagine di una classe della popolazione y_{hi}.

La dispersione dei valori intorno alla media di una classe della popolazione si calcola attraverso la *varianza*:

$$\sigma_h^{\,2} = \frac{1}{N_h - 1} \sum_{i=1}^{N_h} (y_{hi} - \mu_h)^2 \tag{5.4}$$

Nelle espressioni seguenti si utilizza il simbolo di accento per evidenziare le variabili calcolate in riferimento agli elementi del campione.

Si può calcolare la *media stimata* degli elementi della popolazione, attraverso il campione:

$$\hat{\mu} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{h=1}^{H} N_h \cdot \hat{y}_h \tag{5.5}$$

con,

$$\hat{y}_h = \frac{1}{n_h} \sum_{i=1}^{n_h} y_{hi} \tag{5.6}$$

media degli elementi d'indagine di una classe del campione y_{hi}. Si osserva che la media stimata della popolazione è quella calcolata per il campione ma "scalata" in base alla dimensione di ogni classe.

La dispersione dei valori intorno alla media di una classe del campione si calcola attraverso la varianza:

$$\hat{\sigma}_h^{\,2} = \frac{1}{n_h - 1} \sum_{i=1}^{n_h} (y_{hi} - \hat{y}_h)^2 \tag{5.7}$$

mentre la dispersione dei valori intorno alla media stimata della popolazione si calcola come:

$$\hat{\sigma}(\hat{\mu})^2 = \frac{1}{N^2} \sum_{h=1}^{H} \left[\frac{N_h}{n_h} \cdot (N_h - n_h) \cdot \hat{\sigma}_h^{\,2} \right] \tag{5.8}$$

Si osserva che anche la dispersione dei valori è quella calcolata per il campione ma "scalata" opportunamente in base alla dimensione di ogni classe.

5.4.1 Considerazioni sulla accuratezza dell'indagine

In ipotesi di effettuare l'indagine sull'energia, risulterebbe nel caso di *stima perfetta*:

$$\mu = \hat{\mu}$$

Cioè l'energia realmente prodotta dagli impianti coinciderebbe con quella prevista dall'indagine sul campione.

Questo risultato può ovviamente non essere raggiunto a causa di:

1. *errori statistici*: introdotti dalla dimensione ridotta e dalle caratteristiche del campione rispetto alla popolazione;
2. *errori d'indagine*: introdotti dall'intero processo di studio della variabile di indagine.

Nel secondo caso, oltre alle analisi sui dati di produzione descritte nel Capitolo 2, occorrerà realizzare delle analisi sulla "bontà" del *modello previsionale di produzione* applicato su molti impianti.

Nel primo caso, viene invece introdotto il concetto di *intervallo di confidenza*, che si definisce utilizzando la seguente ipotesi fondamentale:

- iph. *densità di probabilità standard* (distribuzione di probabilità normale o gaussiana) degli elementi d'indagine di una classe del campione y_{hi}.

Calcolando la *deviazione standard* degli elementi d'indagine del campione rispetto alla loro media:

$$\hat{\sigma}(\hat{\mu}) = \sqrt{\hat{\sigma}(\hat{\mu})^2} \tag{5.9}$$

si definisce l'intervallo di confidenza in termini assoluti e percentuali:

$$d = k \cdot \hat{\sigma}(\hat{\mu}) \tag{5.10}$$

$$d_{\%} = \frac{k \cdot \hat{\sigma}(\hat{\mu})}{\hat{\mu}} \cdot 100 \tag{5.11}$$

dove k rappresenta il *fattore di copertura* associato alla distribuzione normale. Per ogni fattore di copertura è definito un certo *livello di fiducia*, o grado di confidenza, che si ha per la stima realizzata a partire dal campione. È espresso in percentuale e rappresenta la probabilità per cui il valore vero della stima cada all'interno dell'intervallo di confidenza. Pertanto, scegliere un fattore di copertura significa definire un intervallo intorno alla moda della distribuzione, la cui area sottesa rappresenta la probabilità. Nella Tabella 5.1 si riassumono i fattori di copertura più utilizzati e i relativi livelli di fiducia.

Tabella 5.1 – Fattori di copertura e livelli di fiducia per un intervallo di confidenza in ipotesi di distribuzione normale

k	0.67	1	2	2.58	3
Livello fiducia [%]	50	68.2	95.4	99	99.7

Il significato pratico del livello di fiducia è interpretabile attraverso il seguente esempio: ipotizzando di realizzare 100 indagini e di fissare un fattore di copertura pari ad 1, il risultato reale sarà il 68.2% delle volte entro l'intervallo di confidenza calcolato. Vi è quindi il 31.8% di probabilità che l'indagine fallisca la previsione.

Per calcolare l'intervallo di confidenza associato alla stima dell'energia prodotta dall'intera popolazione, occorre verificare innanzitutto l'ipotesi di normalità della distribuzione dei valori dagli elementi d'indagine di una classe del campione y_{hi}. Questo implica di:

- *verificare l'ipotesi* su una classe della popolazione, in quanto gli elementi in una classe del campione sono da essa estratti.

A causa del legame tra energia e potenza nominale evidenziato nella Equazione 5.1 e a causa della mancata conoscenza delle energie prodotte da tutti gli impianti della popolazione, la verifica d'ipotesi si realizza sulle potenze nominali.

5.4.2 Verifica d'ipotesi con classi di potenza del GSE

In un primo tentativo di classificazione si è deciso di utilizzare le *classi di potenza del GSE*, per coerenza con quanto definito nel Capitolo 2.

Ogni classe contiene un certo numero di impianti di diversa taglia. Per verificare l'ipotesi occorre costruire graficamente le funzioni di densità di probabilità delle *potenze nominali*, seguendo i seguenti passi, per ogni classe definita dal GSE:

- rilevare i valori *estremi* dell'intervallo di potenze nominali di ciascuna classe;
- scegliere il *numero di sub-classi* da utilizzare, ad esempio 10;
- calcolare l'*ampiezza* di ciascuna sub-classe;
- calcolare la *frequenza assoluta* per ogni sub-classe, ovvero il numero di impianti con la stessa potenza nominale contenuti in ogni sub-classe (funzione Excel `frequenza`);
- calcolare la *frequenza relativa* per ogni sub classe, ovvero il rapporto tra quella assoluta e il numero totale degli impianti della popolazione. Per un alto numero di impianti il concetto di frequenza relativa è confondibile con quello di probabilità, la somma di tutte le frequenze relative deve essere uguale ad uno;
- *normalizzare* ogni frequenza relativa all'ampiezza della sub-classe, in modo da rendere l'area totale sottesa agli istogrammi normalizzati sempre unitaria, qualunque sia l'ampiezza della sub-classe. Infatti sia l'altezza degli istogrammi (densità di probabilità) che l'area (frequenza relativa) diventano indipendenti dalla ampiezza della sub-classe;
- utilizzare la funzione Excel `Distr.norm.n` per diagrammare la curva di distribuzione.

Per valutare la lontananza di ogni distribuzione dalla normalità, si possono utilizzare metodi grafici, come il *normal probability plot* o funzioni statistiche implementate in Excel come:

- *l'asimmetria*. Se risulta:

$$\text{asimmetria} < 0$$

significa che la distribuzione di una classe presenta una coda a sinistra, viceversa se è positiva. È nulla in caso di distribuzione simmetrica.

- la *curtosi*. Se risulta:

$$\text{curtosi} < 3$$

significa che la distribuzione è più piatta, viceversa se è maggiore di 3.

Nella Tabella 5.2 si riportano i valori di media, deviazione standard, asimmetria e curtosi delle distribuzioni di densità di probabilità raffigurate in Figura 5.2, riferite alla suddivisione in classi del GSE.

Tabella 5.2 – Classi di potenza del GSE: parametri di verifica della distribuzione normale

Classi GSE [kWp]	**Classe 1** $1 \leq P \leq 3$	**Classe 2** $3 < P \leq 20$	**Classe 3** $20 < P \leq 200$	**Classe 4** $200 < P \leq 1000$	**Classe 5** $1000 < P \leq 5000$	**Classe 6** $P > 5000$
μ_h	2.52	6.78	75.95	657.28	2796.59	9437.76
σ_h	0.71	4.07	47.52	279.30	1045.58	5195.92
$\sigma_{h\%}$	28.0	60.1	62.6	42.5	37.4	55.1
asimmetria	-1.29	2.08	1.26	-0.05	0.60	1.80
curtosi	0.03	3.55	0.83	-1.56	-0.27	2.75

Si evince, sia dalla Tabella 5.2 che dalla Figura 5.2, che le distribuzioni sono molto distanti dalla normalità, le deviazioni standard percentuali rispetto alla media sono tutte abbastanza elevate. Le classi più simili ad una gaussiana sono la Classe 4 e la Classe 5.

Questa distorsione è causata dalla *modularità* degli impianti fotovoltaici, che crea addensamento di valori nell'intorno dei limiti dell'intervallo di ogni classe di potenza.

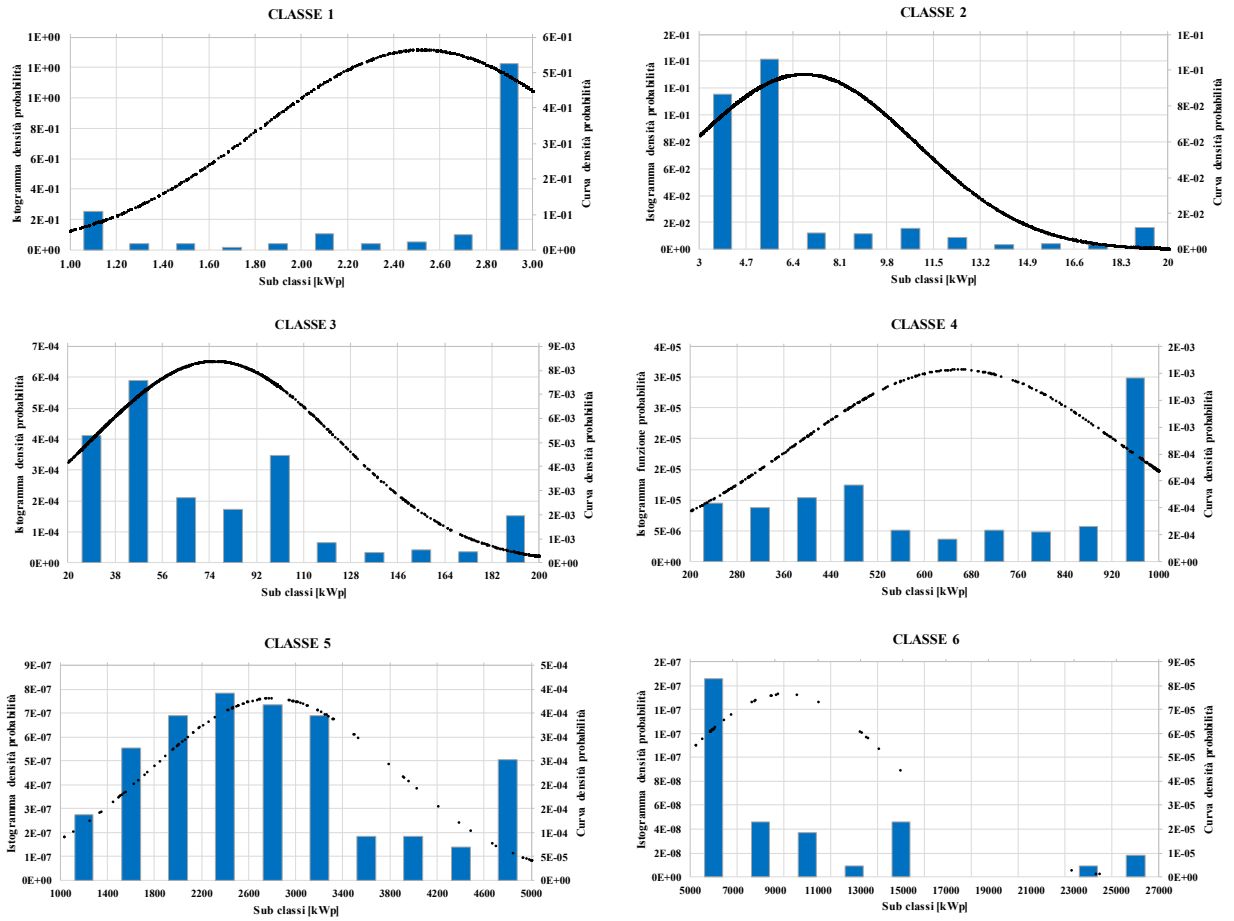

Figura 5.2 – Distribuzioni della densità di probabilità con le classi definite dal GSE

5.4.3 Verifica d'ipotesi con classi di potenza ridefinite

Definire le classi di potenza sulla base degli intervalli definiti dal GSE non è opportuno. Si necessita pertanto di definire dei nuovi intervalli di riferimento ai fini di *migliorare la distribuzione* degli impianti all'interno delle classi, per cercare di avvicinarsi il più possibile alla distribuzione normale.

Per la ridefinizione delle classi di potenza si possono osservare:

- gli istogrammi delle frequenze relative;
- la distribuzione delle potenze nominali della popolazione riportata in Figura 2.2.

Occorre ridefinire i limiti dell'intervallo di ogni classe di potenza in modo tale che la *moda* della distribuzione sia nel mezzo della nuova classe, rendendo simmetrica la curva di distribuzione.

Al termine di questa procedura si ottengono i risultati riportati in Tabella 5.3 e in Figura 5.5.

In Figura 5.3 si riporta un riepilogo in termini di potenza installata e in Figura 5.4 in termini di numero di impianti, per ogni nuova classe di potenza.

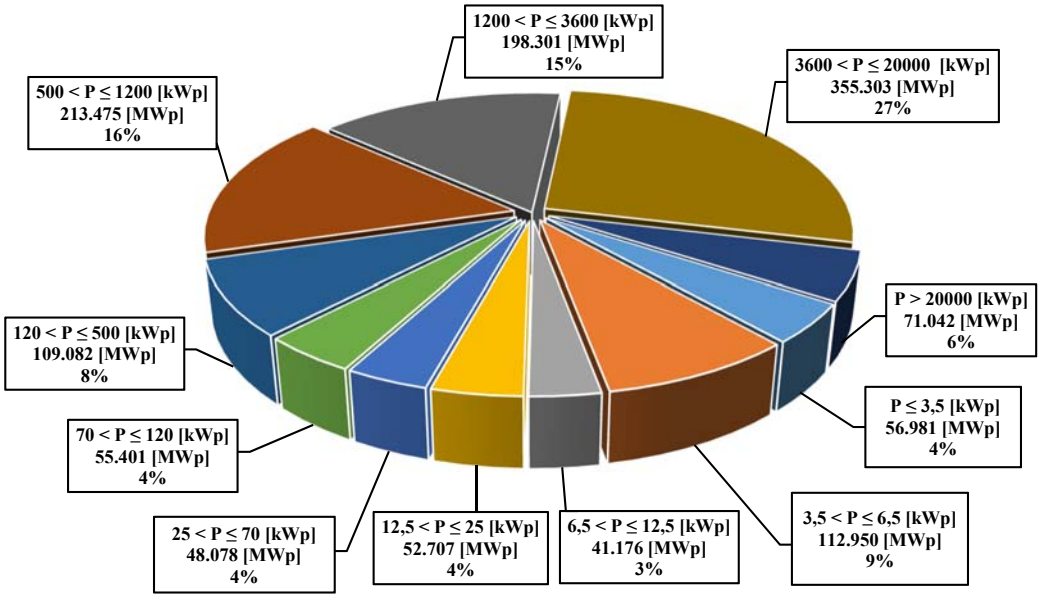

Figura 5.3 – Dati regionali con le classi ridefinite: potenza installata e peso percentuale, per classe di potenza

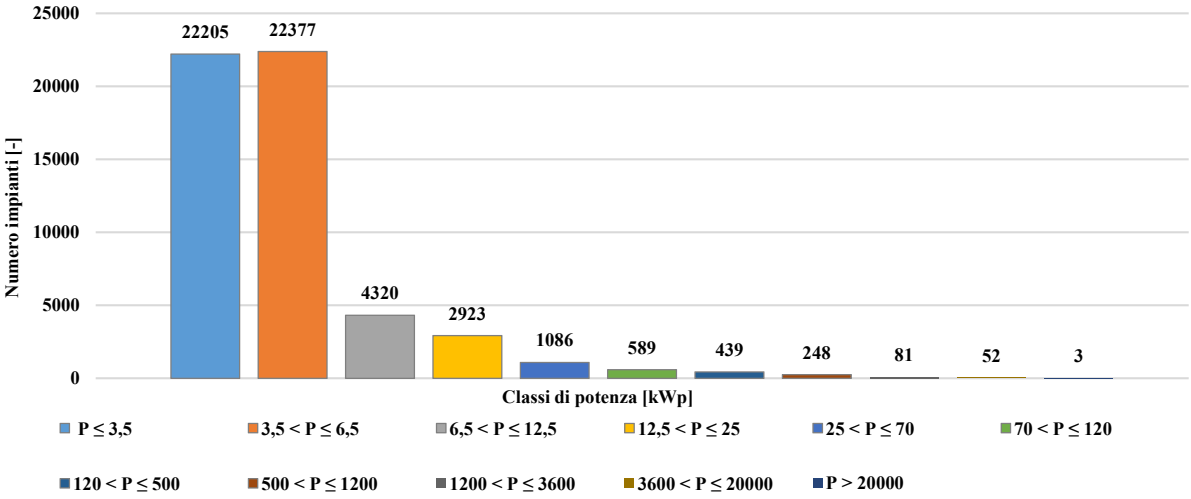

Figura 5.4 – Dati regionali con le classi ridefinite: numero di impianti installati, per classe di potenza

La classe prevalente in termini di potenza installata è la Classe 10 che ricopre il 27% circa della totale installata, mentre la Classe 1 e la Classe 2 contengono il maggior numero di impianti e contribuiscono per il 13% al totale della potenza installata nella regione Lazio.

Si osserva come la situazione è nettamente migliorata, le distribuzioni non sono comunque gaussiane ma si possono ritenere accettabili per le analisi statistiche del lavoro di tesi.

Si sottolinea che la procedura di ridefinizione delle classi in cui suddividere la popolazione deve essere effettuata *ogni volta* che si analizza una popolazione differente.

Nel caso di impianti fotovoltaici è probabile che le classi qui definite siano idonee anche in altri casi di studio, ma è sempre opportuno verificare le distribuzioni.

Tabella 5.3 – Ridefinizione delle classi di potenza: parametri di verifica della distribuzione normale

Classi ridefinite [kWp]	N_h	μ_h	σ_h	$\sigma_{h\%}$	asimmetria	curtosi
1 $P \leq 3.5$	22,205	2.57	0.71	27.74	-1.31	0.22
2 $3.5 < P \leq 6.5$	22,377	5.05	0.82	16.27	-0.11	-1.50
3 $6.5 < P \leq 12.5$	4,320	9.53	1.60	16.77	0.01	-0.95
4 $12.5 < P \leq 25$	2,923	18.03	2.44	13.56	-0.53	-0.33
5 $25 < P \leq 70$	1,086	44.27	11.26	25.44	0.25	-0.71
6 $70 < P \leq 120$	589	94.06	11.02	11.72	-0.26	-0.13
7 $120 < P \leq 500$	439	248.48	110.16	44.33	1.03	-0.26
8 $500 < P \leq 1200$	248	860.79	162.93	18.93	-0.86	-0.70
9 $1200 < P \leq 3600$	81	2448.16	611.60	24.98	-0.18	-0.99
10 $3600 < P \leq 20000$	52	6832.75	2933.20	42.93	1.40	0.97
11 $P > 20000$	3	23680.71	706.09	2.98	-1.62	n.d

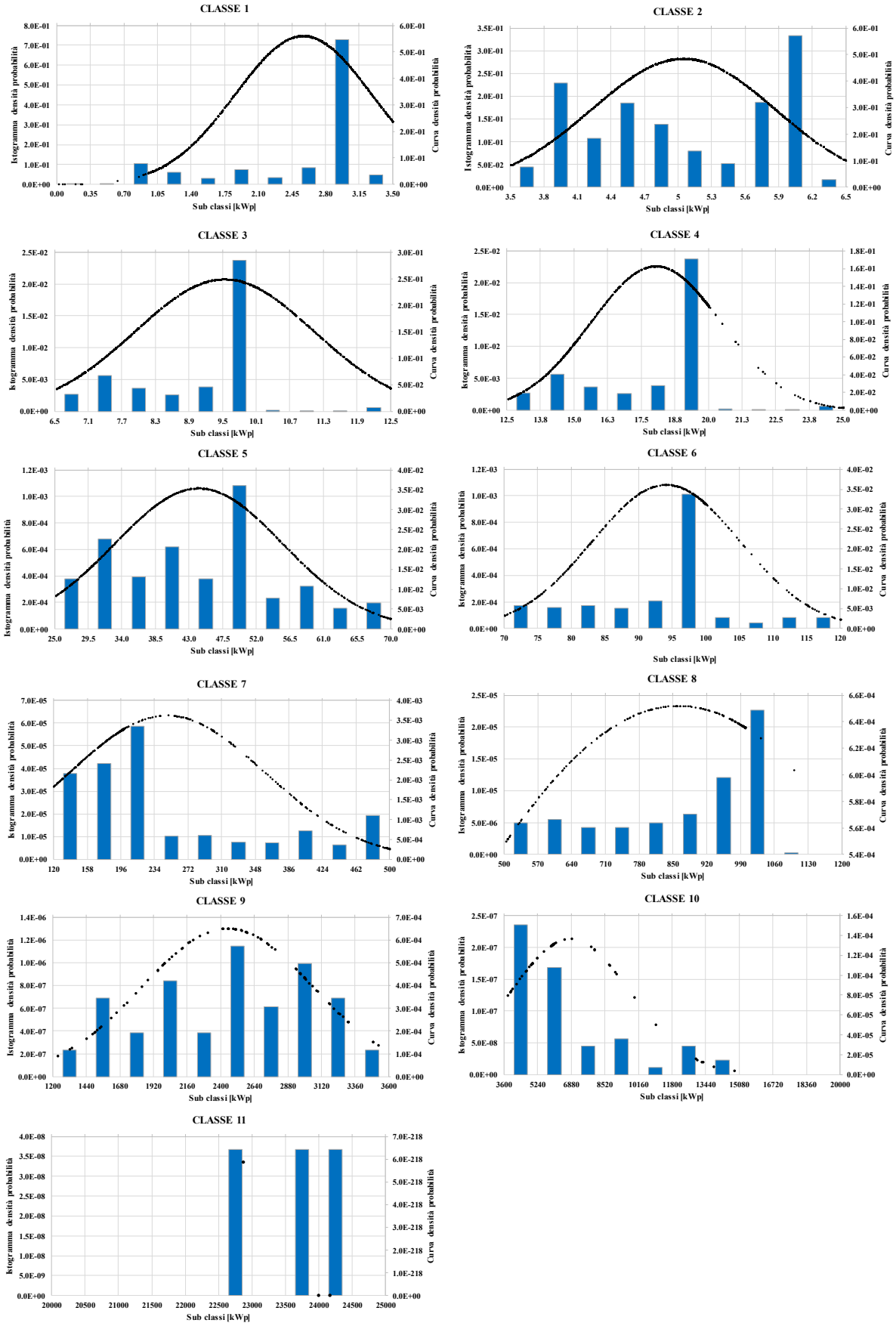

Figura 5.5 – Distribuzioni della densità di probabilità con le classi ridefinite

5.5 Fase 3: dimensionamento del campione

Definite le classi di potenza più opportune, occorre definire la dimensione del campione su cui realizzare l'indagine.

Si può dimensionare il campione attraverso:

- *analisi di costo o di budget*: infatti l'utilizzo di metodi statistici inferenziali deriva proprio dal voler conseguire un "risparmio" nei rilievi necessari per l'indagine, sia dal punto di vista economico che di tempo. Se si conoscono i seguenti termini di costo:
  - C : *costo totale* o budget per l'indagine;
  - c_o : *costo fisso* per l'indagine;
  - c' : *costo del singolo rilievo*, ipotizzato uguale per ogni rilievo in ogni classe;

  si può dimensionare il campione dalla seguente:

$$C = c_o + n \cdot c' \tag{5.12}$$

- analisi a priori dell'*intervallo di confidenza*;
- *altri criteri*, definibili da chi effettua l'indagine. Ad esempio, per l'indagine della Fase 6B ne verrà realizzato uno basato sulla verifica di alcune condizioni.

Nel lavoro di tesi, non essendo ben definibili i termini di costo si utilizza il secondo criterio di dimensionamento, attraverso la seguente:

$$\hat{\sigma}(\hat{\mu})^2 = \frac{1}{N^2 \cdot n} \cdot \left[\left(\sum_{h=1}^{H} N_h \cdot \hat{\sigma}_h \cdot \sqrt{\frac{N_h}{N_h - 1}} \right)^2 - n \cdot \sum_{h=1}^{H} N_h \cdot \sigma_h{}^2 \cdot \frac{1}{N_h - 1} \right] \tag{5.13}$$

ottenuta sostituendo nella Equazione 5.8 l'espressione di ripartizione del campione nelle classi, che si descriverà nella Fase 4.

Questo calcolo dovrebbe essere realizzato con i dati di energia, i quali non sono disponibili neanche per anni precedenti a quello d'indagine.

Pertanto, i valori di $\hat{\sigma}_h$ sono incogniti e si assume:

$$\hat{\sigma}_h = \sigma_h$$

ovvero che si abbia, per ogni classe, una uguale dispersione degli elementi d'indagine rispetto alla media reale e a quella stimata. Gli unici valori σ_h che si possono utilizzare sono relativi alle *potenze nominali* degli impianti, in base a quanto descritto durante la definizione delle classi.

Questo criterio di dimensionamento offre un metodo diretto per la stima del campione necessario per ottenere un certo intervallo di confidenza.

La variabile con cui si costruisce l'intervallo di confidenza può incidere notevolmente sullo stesso, pertanto l'intervallo di confidenza atteso calcolato attraverso le potenze nominali, potrebbe essere diverso da quello che si calcolerebbe con le energie.

5.5.1 Costruzione dell'intervallo di confidenza

Utilizzando i dati di media e deviazione standard noti solo sulle potenze nominali, si possono costruire gli intervalli di confidenza al variare del numero di elementi del campione e del fattore di copertura, attraverso l'Equazione 5.13 e l'Equazione 5.11.

In Figura 5.6 si riporta l'andamento dell'intervallo di confidenza percentuale costruito con l'Equazione 5.13 e con i dati relativi alle *classi del GSE* contenuti in Tabella 5.2.

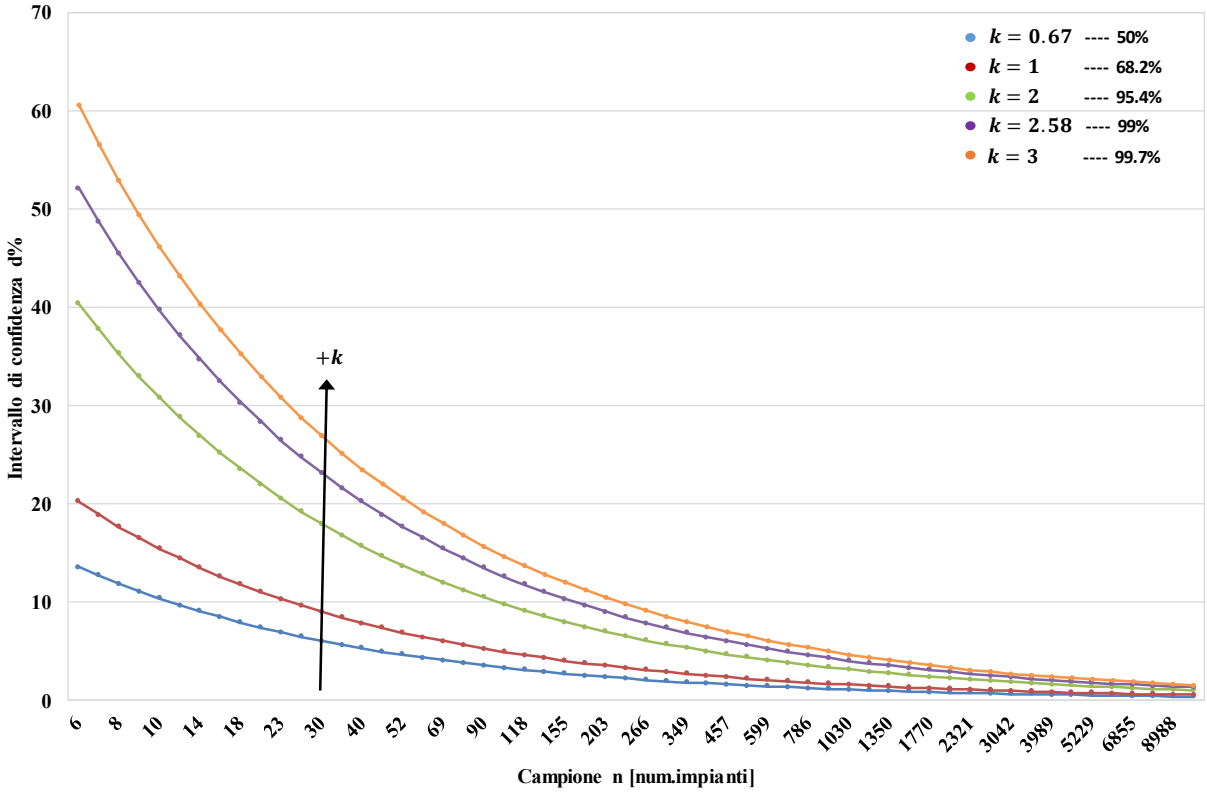

Figura 5.6 – Intervallo di confidenza associato alle classi di potenza del GSE

Si osserva che a parità del campione, all'aumentare del fattore di copertura aumenta l'ampiezza dell'intervallo di confidenza. Questo porta a maggiore livello di fiducia ma si accetta maggiore imprecisione della stima.

Inoltre, all'aumentare del campione oltre un certo limite, l'intervallo di confidenza diminuisce fino a tendere a zero. Per un numero di elementi molto grande, la precisione aumenta sempre di più ma si rende sempre più inutile l'utilizzo del campionamento stratificato.

In Figura 5.7 si riporta l'andamento dell'intervallo di confidenza percentuale costruito con i dati relativi alle *classi ridefinite* contenuti in Tabella 5.3.

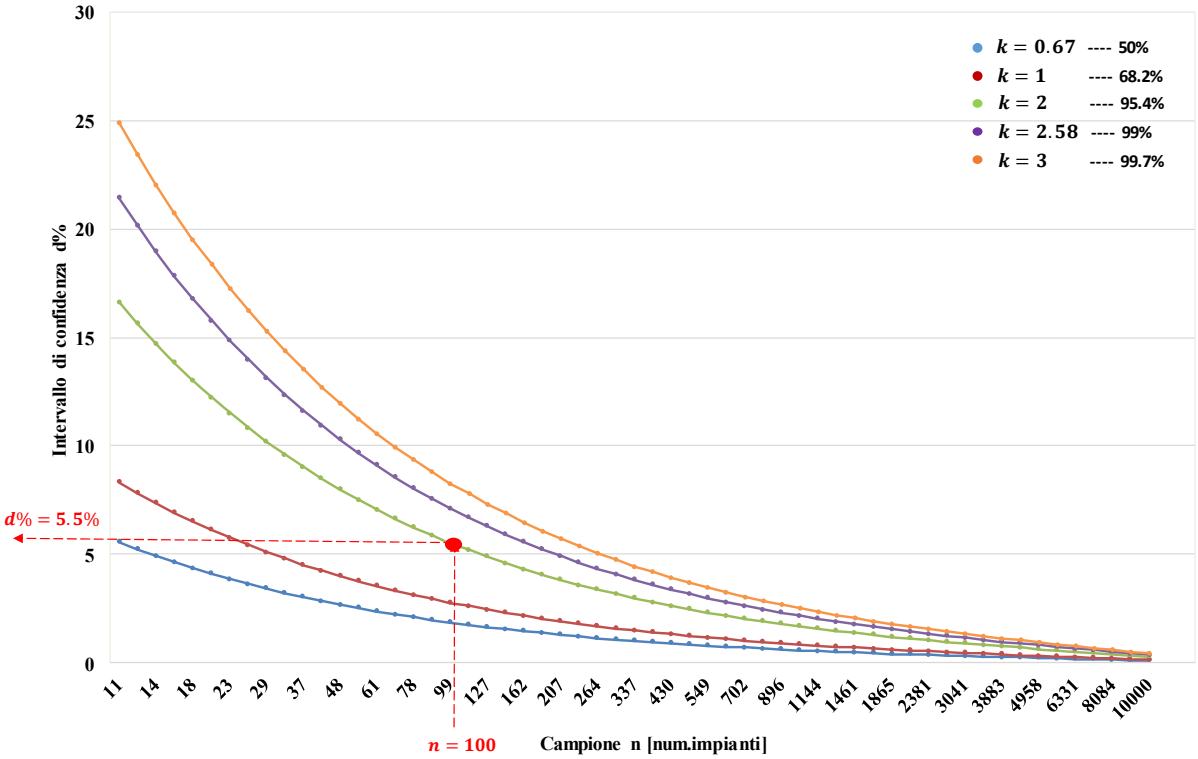

Figura 5.7 – Intervallo di confidenza associato alle classi di potenza ridefinite

Rispetto alle classi definite dal GSE, a parità del campione, si osserva una riduzione dell'intervallo di confidenza, e dunque ci si aspetta maggiore precisione nella stima della produzione. Infatti, l'aver ridefinito le classi verifica maggiormente l'ipotesi di distribuzione normale e quindi il campione è maggiormente rappresentativo della popolazione.

5.5.2 Scelta del campione

Per dimensionare il campione occorre definire un *fattore di copertura*. Teoricamente l'unica differenza che ci sarebbe nel scegliere il valore minimo o quello massimo, se la distribuzione fosse perfettamente normale, sarebbe l'accettare maggiore o minore precisione associata al minore o maggiore livello di fiducia.

In realtà, riferendosi alle classi ridefinite, le distribuzioni presentano comunque delle code abbastanza elevate e le distribuzioni sono distorte. Pertanto adottare fattori di copertura elevati sarebbe fuori luogo.

Ipotizzando di utilizzare come riferimento per il dimensionamento del campione la Figura 5.7 e scegliendo un fattore di copertura:

$$k = 2$$

ci si aspetta un intervallo di confidenza sulla stima della produzione del circa 6%, con un livello di fiducia del 95% se si utilizza un campione con un numero di elementi pari a:

$$n = 100$$

Ottenere un intervallo di confidenza sulle energie di questo ordine di grandezza sarebbe davvero un ottimo risultato.

5.6 Fase 4: ripartizione del campione nelle classi di potenza

Una volta dimensionato il campione, si deve determinare il *numero di elementi per ogni classe* definita, ai fini di determinare quanti elementi sono necessari per renderli rappresentativi dell'intera classe della popolazione.

La *ripartizione* del campione, detta anche allocazione, può avvenire in diversi modi:

1. *proporzionale*, ripartendo il campione in modo proporzionale alla numerosità delle classi h della popolazione:

$$n_h = n \cdot \frac{N_h}{N} \tag{5.14}$$

   Con questo metodo si rischia, a parità di n_h , di ottenere diversa precisione della stima per ogni classe. Questo dipende infatti dalla variabilità degli elementi all'interno di ogni classe;

2. *non proporzionale*, ad esempio ripartendo il campione con il *criterio di ripartizione di Neyman*:

$$n_h = n \cdot \frac{N_h \cdot \sigma_h \cdot \sqrt{\frac{N_h}{N_h - 1}}}{\sum_{h=1}^{H} N_h \cdot \sigma_h \cdot \sqrt{\frac{N_h}{N_h - 1}}} \tag{5.15}$$

   Con questo metodo si cerca di ottenere lo stesso grado di precisione per ogni classe, in quanto si allocano un maggior numero di elementi nella classe con maggiore variabilità. Se la variabilità è molto bassa ma la classe è numerosa possono essere necessari comunque un numero di elementi non trascurabile.

   L'Equazione 5.15 è ottenuta dal seguente problema di *ottimizzazione*:

$$\min \hat{\sigma}(\hat{\mu})^2$$
$$s.t: \ C = c_o + n \cdot c' \tag{5.16}$$

con *vincolo di budget* e risolto con il *metodo lagrangiano*. L'obiettivo è quindi aumentare al massimo la precisione, riducendo al minimo la variabilità interna degli elementi di ogni classe. In generale, occorrerebbe non definire troppe classi, in quanto si rischia di allocare pochi elementi per ogni classe e questo può produrre maggiore imprecisione nella stima.

Nel lavoro di tesi si utilizza il secondo criterio di ripartizione. Utilizzando i dati della Tabella 5.3. al variare della dimensione del campione n si ottengono un certo numero di elementi per ogni classe, riepilogati in Tabella 5.4.

Tabella 5.4 – Ripartizione del campione nelle classi di potenza al variare del numero di elementi

Classi [kWp]	N_h	n	**50**	**60**	**70**	**80**	**90**	**100**	**110**	**120**	**130**	**140**	**150**
1 $P \leq 3.5$	22,205	n_1	2	3	3	3	4	**4**	5	5	6	6	7
2 $3.5 < P \leq 6.5$	22,377	n_2	3	3	4	4	5	**5**	6	6	7	7	8
3 $6.5 < P \leq 12.5$	4,320	n_3	1	1	1	2	2	**2**	2	2	2	3	3
4 $12.5 < P \leq 25$	2,923	n_4	1	1	1	2	2	**2**	2	2	3	3	3
5 $25 < P \leq 70$	1,086	n_5	2	2	2	3	3	**3**	4	4	4	5	5
6 $70 < P \leq 120$	589	n_6	1	1	1	1	2	**2**	2	2	2	3	3
7 $120 < P \leq 500$	439	n_7	7	8	9	11	12	**13**	15	16	17	19	20
8 $500 < P \leq 1200$	248	n_8	6	7	8	9	10	**11**	12	13	15	16	17
9 $1200 < P \leq 3600$	81	n_9	7	8	10	11	12	**14**	15	17	18	19	21
10 $3600 < P \leq 20000$	52	n_{10}	21	26	30	34	38	**43**	47	51	55	60	64
11 $P > 20000$	3	n_{11}	0	0	1	1	1	**1**	1	1	1	1	1

Il numero di elementi necessari per ogni classe raddoppia se il campione raddoppia, tuttavia i risultati sono approssimati con numeri interi, dunque il legame non è esattamente proporzionale.

5.6.1 Coerenza del campione rispetto alla ripartizione

Dall'analisi riportata in Tabella 5.4 realizzata al variare del campione, si deduce che i *risultati* n_h della ripartizione possono essere, per ogni classe:

1. *decimali*, pertanto si approssima per eccesso al numero intero successivo;
2. *insufficienti* a coprire con almeno un elemento tutte le classi. È il caso della Classe 11, per cui sono necessari almeno 70 elementi per garantire l'applicazione del campionamento stratificato;
3. *in eccesso* alla disponibilità di impianti N_h, cioè si verifica la condizione:

   $$n_h > N_h$$

   In tal caso si dovranno prendere tutti gli impianti disponibili, fissando:

   $$n_h{}' = N_h$$

   ed eliminando gli impianti oltre la disponibilità $(n_h - N_h)$. In tal caso l'intervallo di confidenza risulterà leggermente superiore in quanto il campione effettivo è ridotto.

   Si osserva che questo accade per $n > 120$. Questo aspetto non è molto importante dal punto di vista dell'analisi e non si pone il problema di dover fissare un limite superiore del campione.

Pertanto, affinché la scelta del campione realizzata in modo casuale in Figura 5.7 risulti idonea, occorre necessariamente verificare la *condizione di coerenza*:

$$n_h \geq 0 \quad , \quad \forall h = 1 \dots \dots 11 \tag{5.17}$$

Questa condizione è verificata per tutte le classi quando:

$$n \geq 70$$

In Tabella 5.4 si è evidenziata in grassetto la ripartizione del campione idonea, che soddisfa la condizione di coerenza per tutte le classi.

5.7 Fase 5: identificazione degli elementi rappresentativi per ogni classe

Il campione dimensionato e ripartito nelle varie classi di potenza, definito in termini quantitativi, deve essere scelto accuratamente tra gli elementi della popolazione, affinché il campione sia rappresentativo.

Occorre quindi definire diversi criteri per l'*identificazione* degli elementi del campione in funzione dell'indagine da realizzare. La Fase 6 e la Fase 5 sono dunque strettamente correlate.

Nel lavoro di tesi l'obiettivo dell'applicazione del campionamento stratificato, può essere:

1. *Fase 6A: validazione del modello previsionale*. Si vuole dare significato statistico ai risultati derivanti dal confronto tra la produzione calcolata dal modello e quella misurata effettivamente. È dunque una procedura di valutazione quantitativa e qualitativa degli impianti filtrati e degli scarti associati al modello. Il dimensionamento del campione avviene con il *criterio della classe marginale*;
2. *Fase 6B: applicazione del modello previsionale per previsioni*. Si vuole utilizzare il modello validato per stimare la produzione futura di un certo numero di impianti. È quindi l'applicazione pratica del modello volta a risolvere le problematiche dei gestori discusse nel Capitolo 1. Il dimensionamento del campione avviene attraverso *l'intervallo di confidenza*.

L'approccio all'analisi stratificata è di tipo frequentista, infatti il campione da prelevare è "probabilistico", ovvero è nota la probabilità con cui ogni elemento può essere estratto dalla popolazione. Ogni elemento estratto deve appartenere necessariamente ad una classe ben definita.

Maggiori dettagli riguardo all'identificazione degli impianti sono descritti nei paragrafi successivi.

5.8 Fase 6A: validazione del modello previsionale

Per validare il modello previsionale, è necessario scegliere gli elementi di ogni classe in relazione alla disponibilità degli *impianti filtrati disponibili*, derivanti dall'analisi del Capitolo 2. Occorre quindi:

- analizzare la *distribuzione* degli impianti filtrati all'interno delle classi;
- ricercare la *dimensione massima* del campione tale che la sua ripartizione fornisca un numero di impianti per ogni classe in compatibilità con la distribuzione.

5.8.1 Filtraggio manuale degli impianti filtrati

Affinché l'analisi dei risultati del modello previsionale risultino significativi dal punto di vista qualitativo, occorre definire in modo davvero accurato le caratteristiche degli impianti.

Infatti, se alcuni impianti risultano installati con:

- *ostruzioni esterne* che riducono la ricezione di radiazione solare;
- *angoli di orientazione* non ben definibili, ad esempio configurazioni Est-Ovest;

c'è il rischio di alterare i valori degli scarti, compromettendo la stima sull'affidabilità dei risultati del modello previsionale.

Si intuisce che per un numero di impianti ridotto il rilievo manuale di condizioni anomale e dei giusti angoli di orientazione non è proibitivo, e si può realizzare in modo approssimato attraverso rilievi satellitari da *Google Maps*. Si rilevano anche le coordinate geografiche esatte. Nei casi in cui risulta difficile rilevare alcuni impianti:

- si eliminano;
- si conservano, se la potenza nominale è dell'ordine del [MWp]. Infatti con elevata probabilità sono installazioni effettuate a regola d'arte, e di cui si possono ipotizzare le orientazioni.

Nel caso di *previsioni* si possono utilizzare anche gli impianti dell'anagrafica. In questo caso non ha senso realizzare il filtraggio manuale, in quanto la selezione avverrà direttamente selezionando impianti idonei.

Al termine della procedura si ottengono gli impianti filtrati con cui validare il modello, definiti *impianti filtrati validi*, riportati in Tabella 5.5. Si è anche eliminato un impianto a inseguimento, non censito correttamente nella anagrafica.

Tabella 5.5 – Impianti filtrati con cui validare il modello

Impianti filtrati	Impianti filtrati eliminati	Impianti filtrati validi
85	12	**73**

Si definisce dunque:

- N_V : numero totale degli impianti validi.

5.8.2 Distribuzione degli impianti filtrati validi

I 73 impianti filtrati validi devono essere suddivisi nelle *11 classi di potenza* affinché si possa determinare se effettivamente il modello previsionale possa avere valenza statistica per tutte le classi, o in alternativa solo per alcune di esse.

In Figura 5.8 si riporta la classificazione degli impianti validi in termini di potenza installata, mentre in Figura 5.9 si riporta il numero di impianti per ogni classe.

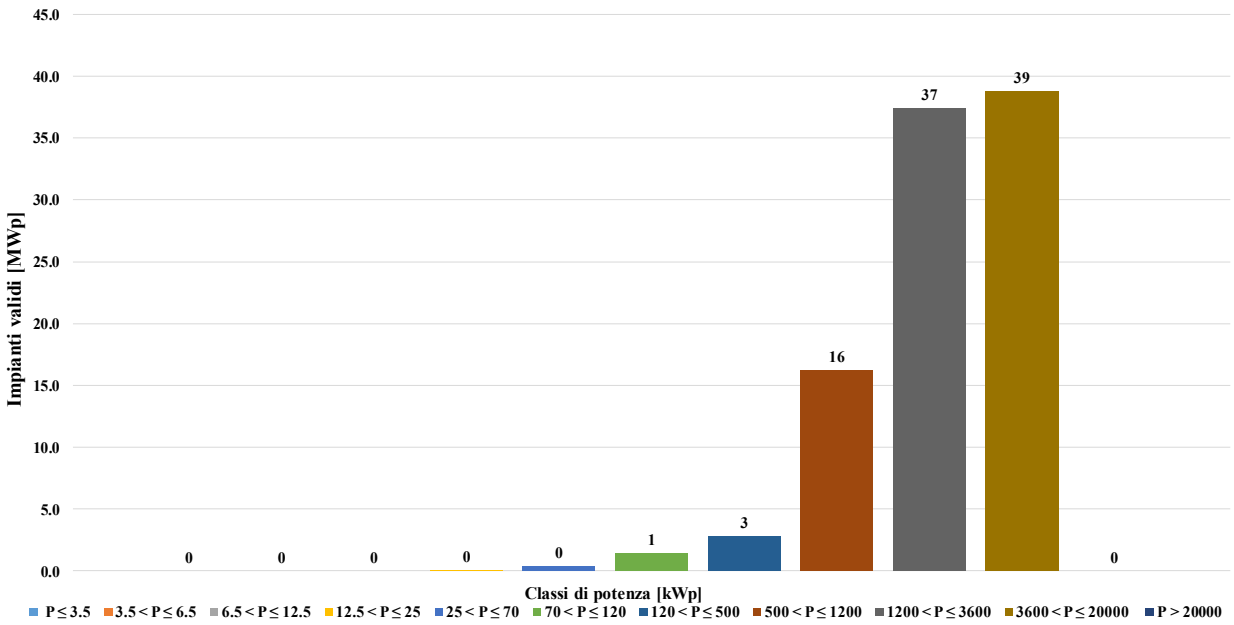

Figura 5.8 – Distribuzione della potenza installata degli impianti validi nelle classi di potenza

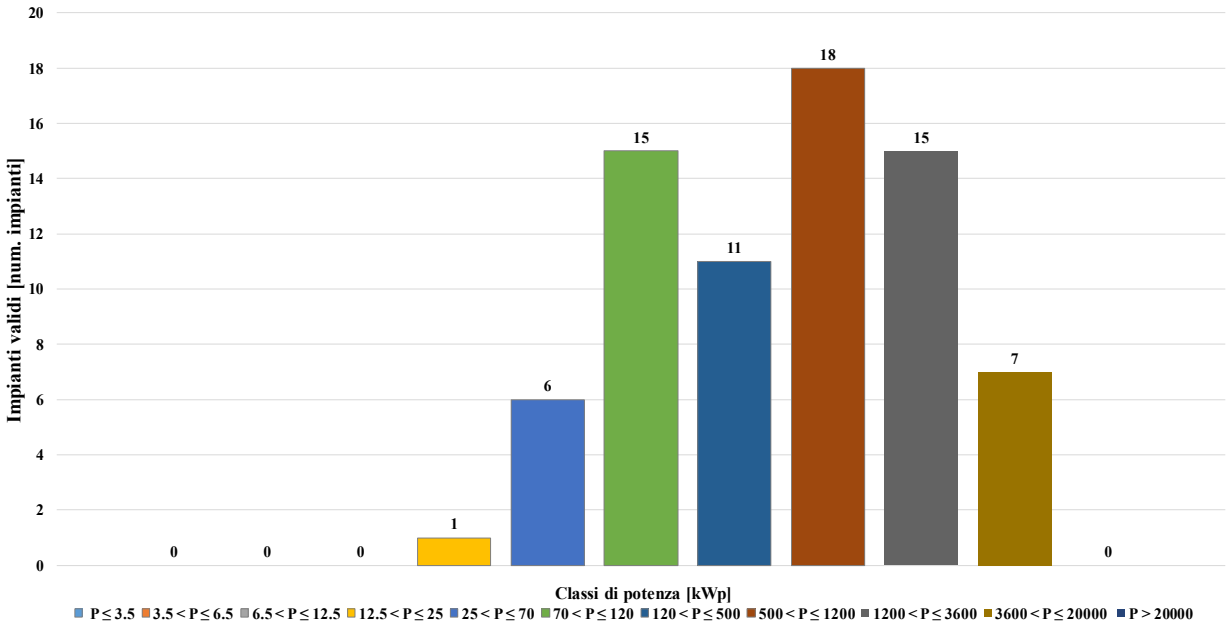

Figura 5.9 – Distribuzione del numero di impianti validi nelle classi di potenza

Si osserva che la Classe 8 è la più numerosa, mentre la Classe 10 è la prevalente in termini di potenza installata. Ben 4 classi non presentano impianti validi e la Classe 4 presenta solo un impianto.

Si definisce:

- n_{Vh} : numero di *impianti validi* per ogni classe h.

Le *potenze nominali* degli impianti delle singole classi sono riportate in Figura 5.10.

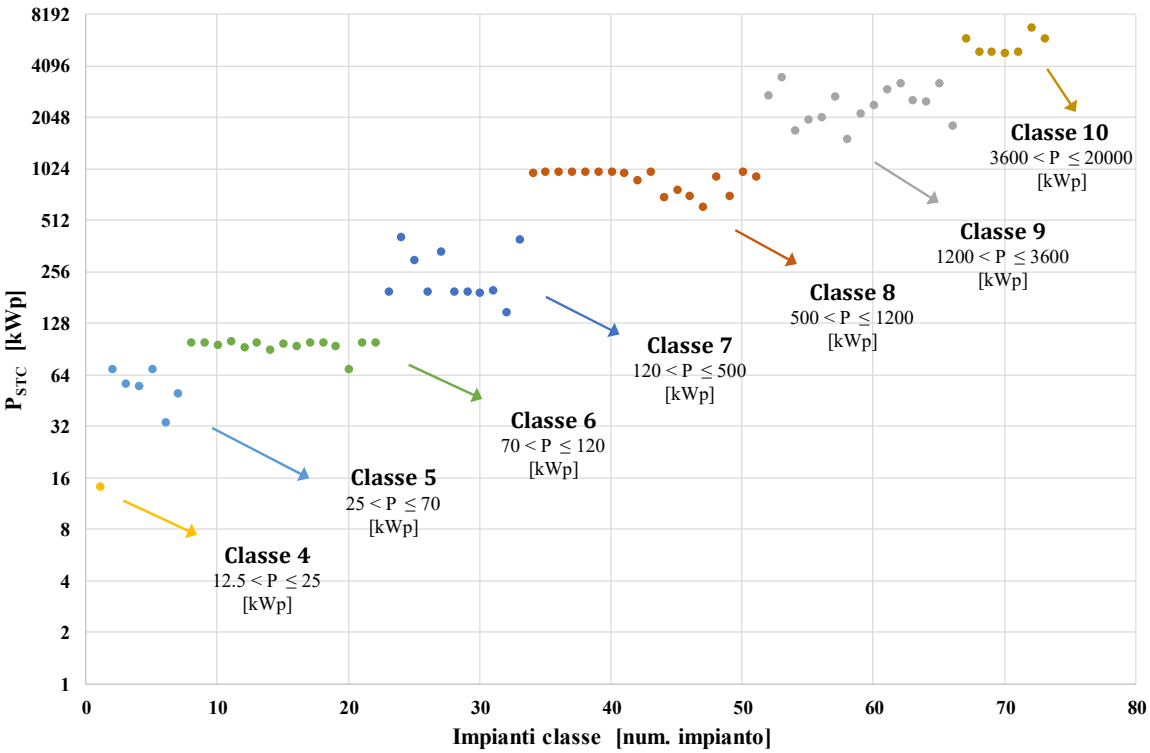

Figura 5.10 – Distribuzione delle potenze nominali degli impianti validi nelle classi di potenza

La Classe 7 è la classe con maggiore variabilità delle potenze nominali, al contrario della Classe 6.

5.8.3 Dimensionamento del campione con il criterio della classe marginale

L'utilizzo generale della tecnica del campionamento stratificato permette di dare valenza statistica alle analisi sugli scarti del modello previsionale, ma occorre definire un altro criterio di dimensionamento del campione che tenga conto della popolazione disponibile, molto ristretta a causa del filtraggio descritto nel Capitolo 2.

L'utilizzo dell'intervallo di confidenza non avrebbe significato ben definito in questa analisi, ed è quindi più idoneo al solo utilizzo per le previsioni.

Il criterio che si adotta è di tipo *comparativo*. In particolare si confrontano:

- i 73 impianti validi suddivisi nelle classi di potenza;
- le richieste del campionamento stratificato dedotte dalla ripartizione realizzata attraverso l'Equazione 5.15.

Occorre verificare, al variare del numero di elementi del campione, la seguente *condizione di validazione*:

$$n_{Vh} \geq n_h \quad , \quad h = 1 \dots \dots 11 \tag{5.18}$$

dove:

- n_h : sono gli *impianti necessari* ottenuti dalla ripartizione.

Se questa relazione non è rispettata per qualche classe, significa che tutte le analisi realizzate per quella classe non avranno valenza statistica.

Si può realizzare il confronto osservando la Tabella 5.6.

Tabella 5.6 – Ripartizione del campione nelle classi di potenza al variare del numero di elementi

Classi [kWp]	n_{Vh}	n	15	16	17	18	19	20	40	45	50	55	60	65	70
1 $P \leq 3.5$	**0**	n_1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3
2 $3.5 < P \leq 6.5$	**0**	n_2	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	3	4
3 $6.5 < P \leq 12.5$	**0**	n_3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
4 $12.5 < P \leq 25$	**1**	n_4	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
5 $25 < P \leq 70$	**6**	n_5	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
6 $70 < P \leq 120$	**15**	n_6	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
7 $120 < P \leq 500$	**11**	n_7	2	2	2	3	3	3	5	6	7	7	8	9	9
8 $500 < P \leq 1200$	**18**	n_8	2	2	2	2	2	2	4	5	6	6	7	7	8
9 $1200 < P \leq 3600$	**15**	n_9	2	2	2	3	3	3	6	6	7	8	8	9	10
10 $3600 < P \leq 20000$	**7**	n_{10}	7	7	8	8	9	9	17	19	21	23	26	28	30
11 $P > 20000$	**0**	n_{11}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

La *dimensione massima* del campione che soddisfa la condizione di validazione per tutte le classi è:

$$n_{MAX} = 16$$

In questa condizione, si definiscono le *classi marginali* come quelle in cui si ha la minima differenza tra gli elementi disponibili e quelli necessari:

$$(n_{Vh} - n_h) \geq 0$$

Se $n_{MAX} = 16$ la classe marginale è la Classe 10, per cui la differenza tra gli elementi è nulla. Si osserva che la Classe 10 è anche "critica", cioè il numero di impianti necessario varia molto al variare del campione, in quanto la variabilità interna alla classe è elevata, come visibile dalla Figura 5.5.

Con questa scelta, il campione sarebbe molto ristretto e tale da violare la condizione di coerenza per ben 4 classi, di cui due in cui si dispone di impianti validi.

Pertanto, ai fini di dare valenza statistica a più classi si sceglie come campione di riferimento:

$$n = 73$$

tale da rispettare la condizione di coerenza e accettare di non validare completamente la Classe 10. Infatti, questa contiene solo 7 impianti rispetto ai 31 necessari.

I dati principali delle *classi valide* su cui realizzare la validazione sono riassunti in Tabella 5.7.

Tabella 5.7 – Classi di potenza con valenza statistica del modello previsionale

Classi [kWp]	**4** $12.5 < P \leq 25$	**5** $25 < P \leq 70$	**6** $70 < P \leq 120$	**7** $120 < P \leq 500$	**8** $500 < P \leq 1200$	**9** $1200 < P \leq 3600$	**10** $3600 < P \leq 20000$
$\boldsymbol{n_{Vh}}$	1	6	15	11	18	15	7
$\boldsymbol{n_h}$	1	2	1	10	8	10	31
Condizione validazione	vera	vera	vera	vera	vera	vera	falsa

Definito il campione con i 73 impianti validi, si possono realizzare le seguenti analisi:

1. applicazione della *procedura di clustering*, utile a definire l'irradianza limite di riferimento idonea all'ottimizzazione del modello previsionale;
2. applicazione del *modello previsionale*;
3. *analisi dei risultati* e valutazione gli scarti.

Ogni singola analisi è realizzabile sulle 7 classi indicate in Tabella 5.7, ma le classi per cui le analisi del modello previsionale avranno valenza statistica completa sono solo 6.

La Classe 10 rappresenta la potenza installata prevalente, pertanto si decide comunque di utilizzarla nelle analisi del modello, che avranno valenza "parziale".

Nei paragrafi successivi si riportano i risultati delle analisi, ottenuti dalla *applicazione su larga scala* di tutte le procedure descritte nei precedenti capitoli.

5.8.4 Clustering delle soluzioni

Per selezionare l'irradianza limite accettabile ai fini dell'implementazione nel modello, si realizza la procedura di clustering delle soluzioni derivanti dall'*ottimizzazione*.

Si eseguono gli stessi passi descritti nel Capitolo 3 per un singolo gruppo di impianti, con gli stessi valori di riferimento per l'irradianza limite e per i vincoli riassunti a pagina 129.

Le *soluzioni* ottenute per le tre configurazioni di modello con ottimizzazione sono riportate in Figura 5.11 per ogni classe in analisi, e sono tutte normalizzate al valore massimo tranne il coefficiente termico.

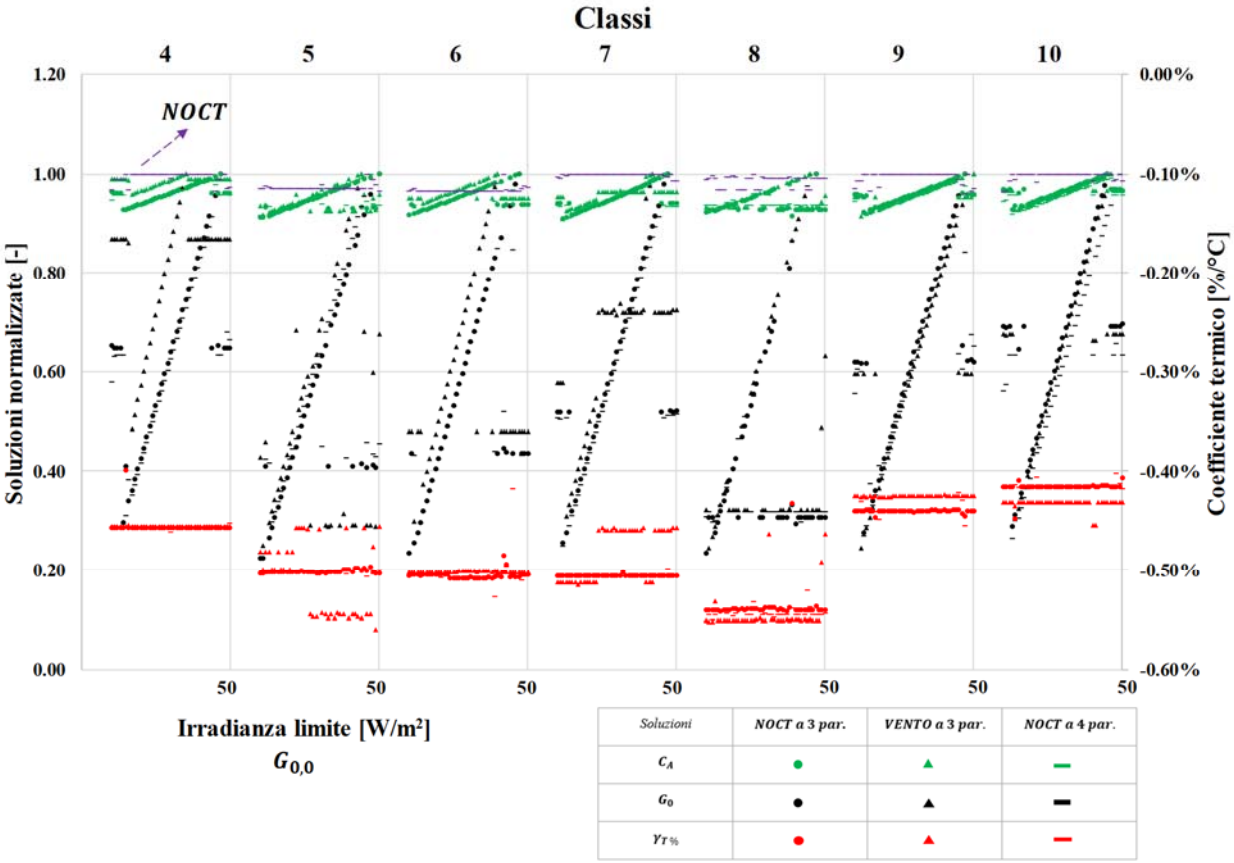

Figura 5.11 – Clustering delle soluzioni di ottimizzazione per le classi valide

Si osserva che la variabilità delle soluzioni è indipendente da quella delle potenze nominali, in quanto la funzione obiettivo utilizzata (Equazione 3.54) è normalizzata proprio alla potenza nominale:

- la *temperatura NOCT* della configurazione a 4 parametri è indipendente dagli altri parametri ed è poco variabile come è giusto che sia, trattandosi di un parametro tecnologico molto stabile;
- il *coefficiente di adattamento* è fortemente correlato con l'irradianza limite e si può spiegare fisicamente. Infatti, essendo l'irradianza limite un parametro che riduce la produzione dell'impianto, al suo aumentare il coefficiente di adattamento aumenta di conseguenza per compensare la perdita di produzione. Tuttavia, la compensazione non tiene conto solo dell'aumento dell'irradianza limite, pertanto il comportamento complessivo non è scorretto;
- l'*irradianza limite* segue o meno la "linearità" con l'irradianza limite di riferimento. Lo stesso fenomeno si presentava nell'esempio applicativo su un singolo impianto di Figura 3.30;
- il *coefficiente termico* è circa costante al variare della configurazione del modello e non è correlato con l'irradianza limite. Le maggiori differenze si osservano tra le soluzioni con la velocità del vento. La Classe 5 è quella con maggiore variabilità del parametro. Complessivamente, rispetto all'esempio di Figura 3.30, realizzato su un gruppo di soli 4 impianti, non si presenta il fenomeno della divergenza delle soluzioni. Questo è un notevole vantaggio in quanto il coefficiente termico assume maggiore significato fisico.

A seguito di queste osservazioni, si ritiene necessaria l'operazione di *filtraggio delle soluzioni*. Rispetto ai criteri enunciati nel Capitolo 3, si cambia criterio nell'eliminazione delle soluzioni dell'irradianza limite. Infatti, mentre nell'esempio c'era correlazione tra i punti lontani dalla linearità e il coefficiente termico, qui non c'è correlazione. Si decide dunque di:

- eliminare i punti *prossimi alla linearità*. Se anche una delle tre soluzioni associate alle tre configurazioni del modello è nell'intorno della linearità, si elimina comunque la tripletta delle soluzioni, ai fini di attribuire maggior significato al parametro.

Infatti, se per molti valori dell'irradianza limite di riferimento la soluzione corrispondente non segue il riferimento, significa che la soluzione è con "maggiore probabilità" quella idonea, perché rappresenta meglio una *caratteristica tecnologica* degli impianti.

Ai fini della selezione del *parametro di riferimento* ${G_{0,0}}^h$ per ogni classe, il criterio di selezione generale è il *single-link proximity* basato sulle soluzioni filtrate del coefficiente termico, ai fini di ottenere un coefficiente poco variabile rispetto alla configurazione di modello.

I valori dell'irradianza limite di riferimento da utilizzare nel modello previsionale sono riportati in Tabella 5.8 insieme ai valori iniziali degli altri parametri, identici per ogni classe.

Tabella 5.8 –Valori iniziali delle variabili del problema di ottimizzazione per le classi valide

Classi [kWp]	**4** $12.5 < P \leq 25$	**5** $25 < P \leq 70$	**6** $70 < P \leq 120$	**7** $120 < P \leq 500$	**8** $500 < P \leq 1200$	**9** $1200 < P \leq 3600$	**10** $3600 < P \leq 20000$
${G_{0,0}}^h$	12	12	11	10	29	11	47
${\gamma_{T\%,0}}^h$	-0.5 [%/°C]						
${C_{A,0}}^h$	1 [-]						
${NOCT_0}^h$	47 [°C]						

Si osserva che i valori sono piuttosto bassi tranne che per due classi. Questi valori di riferimento per l'irradianza sono utilizzati come:

- *valori costanti* per le configurazioni del *modello non ottimizzato*;
- *valori iniziali* per le variabili del *modello ottimizzato*.

5.8.5 Risultati dell'ottimizzazione su classi di potenza

Dopo aver calcolato i valori di irradianza limite di riferimento e disponendo di tutti i dati necessari, si può procedere alla simulazione di tutte le configurazioni del modello.

Nel seguito si riportano i risultati dell'ottimizzazione, che avviene sull'intera classe piuttosto che sui singoli impianti, ottenendo quindi un *unico set di parametri* per ogni classe.

Si riportano i *risultati delle variabili* al termine dell'ottimizzazione in Tabella 5.9 e in Figura 5.12.

Tabella 5.9 – Soluzioni del problema di ottimizzazione, per ogni configurazione e classe di potenza valida

Configurazione	Parametri	4 $12.5 < P \leq 25$	5 $25 < P \leq 70$	6 $70 < P \leq 120$	7 $120 < P \leq 500$	8 $500 < P \leq 1200$	9 $1200 < P \leq 3600$	10 $3600 < P \leq 20000$
NOCT 3 par.	${\gamma_{T\%}}^h$	-0. 46	-0.50	-0.50	-0.51	-0.54	-0.44	-0.42
	${G_0}^h$	30.40	20.11	20.43	24.38	14.43	29.09	31.12
	${C_A}^h$	1.026	1.039	0.942	1.046	1.017	1.009	1.014
VENTO 3 par.	${\gamma_{T\%}}^h$	-0.46	-0.48	-0.50	-0.51	-0.55	-0.43	-0.43
	${G_0}^h$	30.42	20.16	19.21	24.28	14.45	29.26	31.09
	${C_A}^h$	0.985	0.995	0.905	1.005	0.970	0.970	0.978
NOCT 4 par.	${\gamma_{T\%}}^h$	-0.46	-0.50	-0.50	-0.51	-0.54	-0.44	-0.42
	${G_0}^h$	30.41	20.04	20.51	24.41	14.47	29.06	31.10
	${C_A}^h$	1.025	1.040	0.942	1.045	1.023	1.006	1.012
	$NOCT^h$	46.5	47.2	47.1	46.8	48.2	46.5	46.4

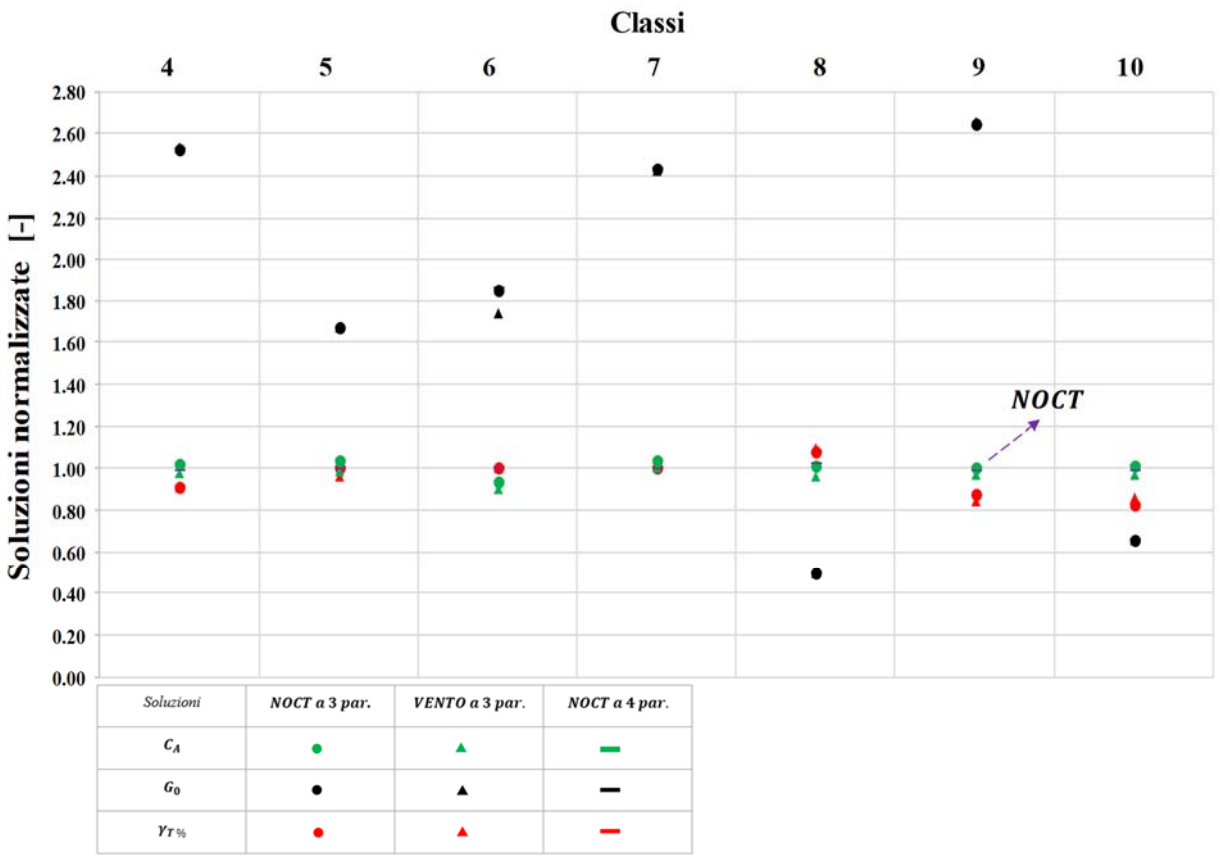

Figura 5.12 – Soluzioni normalizzate del problema di ottimizzazione, per ogni configurazione e classe di potenza valida

Si sono normalizzate le soluzioni ai valori iniziali dei parametri riportati in Tabella 5.8. Realizzando un confronto tra le *configurazioni di modello* si osserva che:

- i parametri sono tutti poco variabili, rappresentano dunque dei *buoni stimatori* dei parametri reali medi degli impianti appartenenti ad una classe;
- gli scostamenti maggiori si evidenziano per la configurazione con la *velocità del vento*, ma non per tutte le classi.

Realizzando un confronto tra le *varie classi* si osserva che:

- il *coefficiente di adattamento* è nell'intorno dell'unità. Questo è un aspetto molto positivo, in quanto garantisce l'efficacia della definizione del parametro, volta a compensare le imprecisioni del modello previsionale di difficile stima fisica;
- la *temperatura NOCT* è poco variabile e non altera il processo di ottimizzazione. Pertanto, questo parametro rende praticamente inutile l'implementazione della configurazione a 4 parametri, ma svolge un ruolo fondamentale nella validazione del processo di ottimizzazione;
- il *coefficiente termico* oscilla entro il 20% del valore iniziale;

- l'*irradianza limite* è molto variabile rispetto alla condizione iniziale, ma i valori sono tutti nell'intervallo (15 ÷ 30) W/m^2, come verificabile in Tabella 5.9.

Complessivamente, si ritiene il processo di ottimizzazione sull'intera classe "valido", nonostante la presenza di non linearità. Inoltre, grazie alla procedura di clustering si attribuisce significato fisico ai parametri.

5.8.6 Fase 8A: risultati della produzione degli impianti validi

Si possono utilizzare i valori contenuti in Tabella 5.9 per il *calcolo della produzione* attraverso il modello previsionale, ai fini della validazione del modello per applicazione *su larga scala*.

Per valutare la bontà del modello si calcolano gli *scarti sulle energie* attraverso l'Equazione 4.1. Per ogni singolo impianto *i*-esimo e per ogni configurazione del modello, si definisce lo scarto come:

- $S_{\%}{}^{T}{}_{i}$;

con T = (anno, mese) arco temporale per il calcolo delle energie.

In Figura 5.13 si riporta la *cumulativa degli scarti annuali* dei 73 impianti validi per le varie configurazioni del modello.

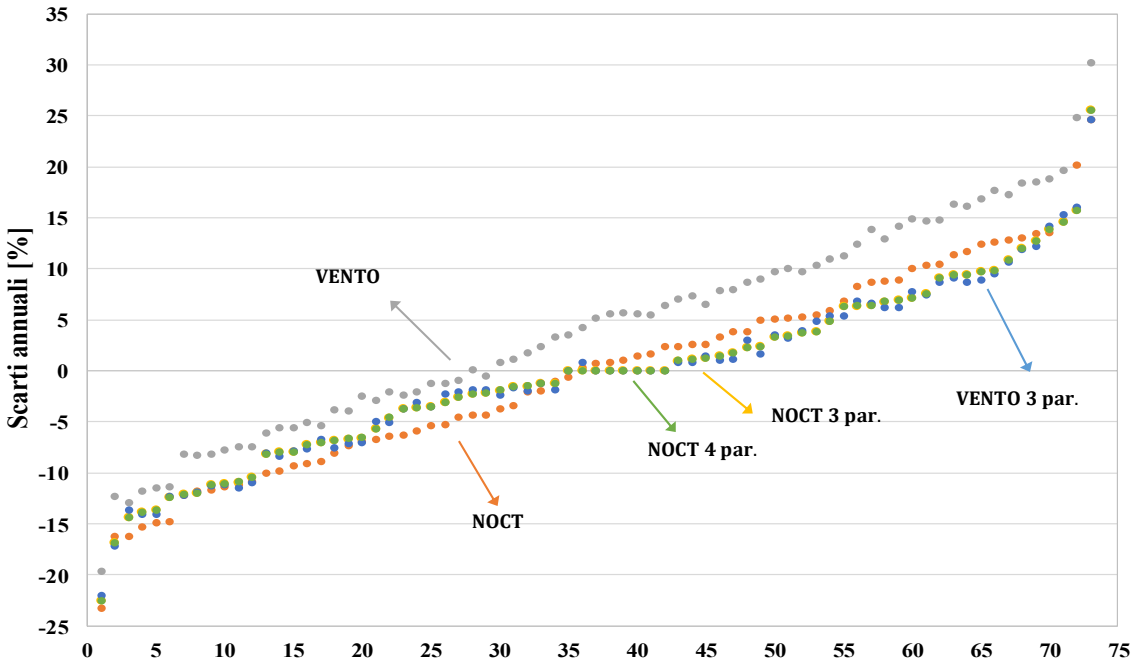

Figura 5.13 – Cumulative degli scarti annuali, per ogni configurazione e per gli impianti validi

Si osserva che:

- *mediamente* gli scarti dei singoli impianti sono compresi nell'intervallo ±20%, ad eccezione di tre casi isolati;

- le *differenze più evidenti* si osservano tra le due configurazioni senza ottimizzazione, mentre le tre con ottimizzazione sono molto simili tra loro;
- la configurazione con la *velocità del vento* sovrastima la produzione per la maggior parte degli impianti.

Tutti i 73 impianti, con una potenza installata di circa 97 MWp, nel complesso producono un'energia annua prossima a quella misurata pari a 122.78 TWh. Lo *scarto annuo totale* è riportato in Tabella 5.10 per ogni configurazione.

Tabella 5.10 – Scarto annuo totale rispetto all'energia misurata, per ogni configurazione

Configurazione	Produzione [TWh]	$S_{\%}^{anno}$
NOCT	118.56	-3.44
VENTO	123.56	0.63
NOCT 3 parametri	121.36	-1.16
VENTO 3 parametri	120.98	-1.47
NOCT 4 parametri	121.37	-1.15

Si deduce che nel lungo termine il modello migliore sembra essere quello con la velocità del vento, nonostante abbia i valori assoluti degli scarti medi di classe superiori alle altre configurazioni. Questo significa che è la configurazione con maggiore simmetria degli scarti annuali dei singoli impianti e l'ottimizzazione ne peggiora i risultati. La configurazione con NOCT sembra invece la peggiore nel lungo termine.

Tuttavia, risultati della Tabella 5.10 sono *poco idonei* a definire il caso migliore e peggiore, in quanto l'applicazione del modello su larga scala ai fini previsionali avviene stimando la produzione della totale popolazione, classe per classe, e non come semplice somma delle produzioni degli elementi singoli del campione.

Pertanto, più significativi sono gli *scarti medi assoluti di classe* calcolati come semplice media aritmetica degli scarti assoluti di ogni impianto:

$$S_{\%}{}^{T}{}_{Classe} = \frac{1}{n_{Vh}} \cdot \sum_{i=i}^{n_{Vh}} \left| S_{\%}{}^{T}{}_{i} \right| \tag{5.19}$$

In Figura 5.14 si riportano i valori degli *scarti medi assoluti annuali* per ogni classe.

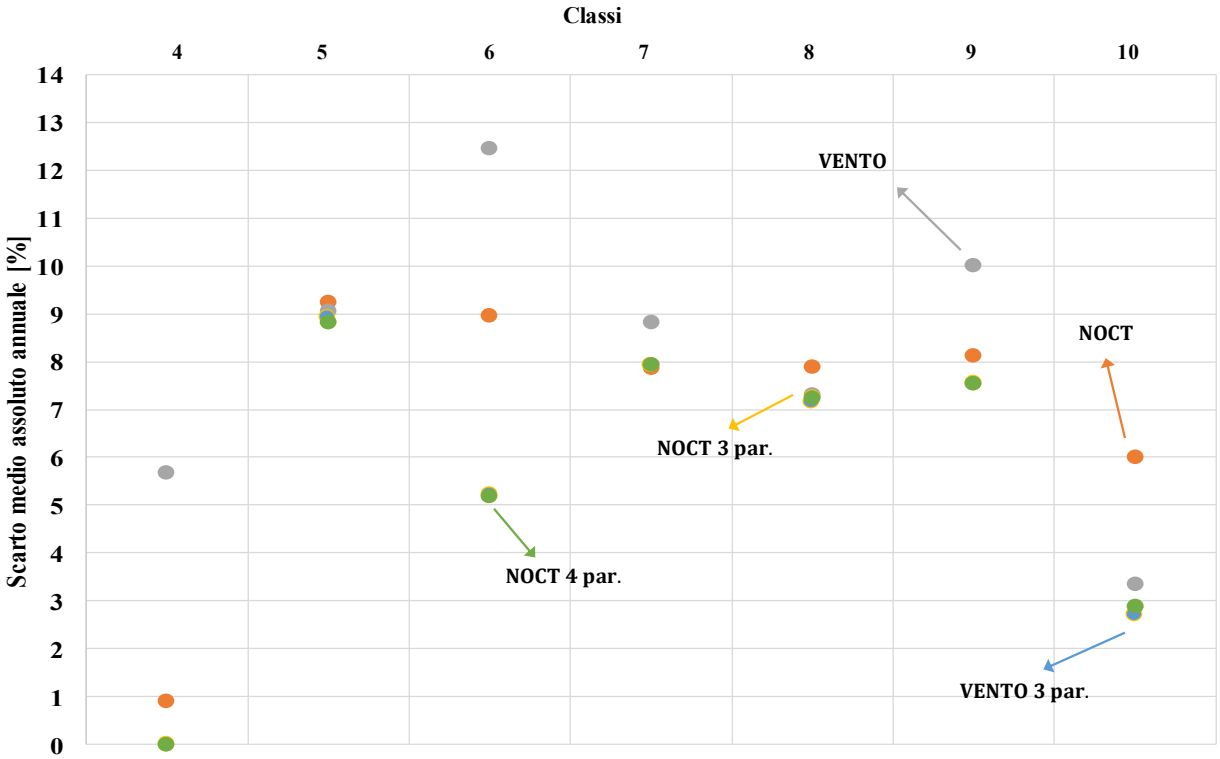

Figura 5.14 – Scarti medi assoluti annuali, per ogni configurazione e classe valida

L'uso dei *valori assoluti* è giustificato dal fatto che utilizzare lo scarto medio algebrico sarebbe rappresentativo solo della classe del campione, mentre l'obiettivo è poter generalizzare i risultati all'intera classe della popolazione. È dunque una valutazione a "vantaggio di sicurezza".

Infatti, se il modello applicato avrà la stessa tendenza a sovrastimare o sottostimare la produzione per tutti gli impianti di una classe della popolazione, gli scarti medi assoluti sono maggiormente rappresentativi. Tuttavia, lo scarto reale "visibile" sulla produzione è quello algebrico e con buona probabilità sarà più basso di quello assoluto, in quanto le sovrastime e sottostime tendono a "compensarsi" per un numero elevato di impianti.

Dalla Figura 5.14 si osserva che:

- gli *scarti medi assoluti annuali di classe* non superano il 10% circa per tutte le configurazioni del modello. Il valore massimo è raggiunto nella Classe 6 ed è del circa 13%;
- la configurazione con la *velocità del vento* porta quasi sempre a scarti superiori in termini assoluti, tranne che per la Classe 10;
- le *configurazioni ottimizzate* sono tra loro davvero molto simili e sono le migliori se confrontate con quelle senza ottimizzazione. Il vantaggio maggiore si ottiene per la Classe 6;

- la *configurazione con NOCT* è una via di mezzo tra una con ottimizzazione e quella con la velocità del vento, tranne per la Classe 10 dove è la peggiore;
- l'ottimizzazione sul *singolo impianto*, come è il caso della Classe 4, conferma le osservazioni dedotte sulle altre classi.

In Figura 5.15 si riportano invece gli *scarti medi assoluti mensili* per ogni classe.

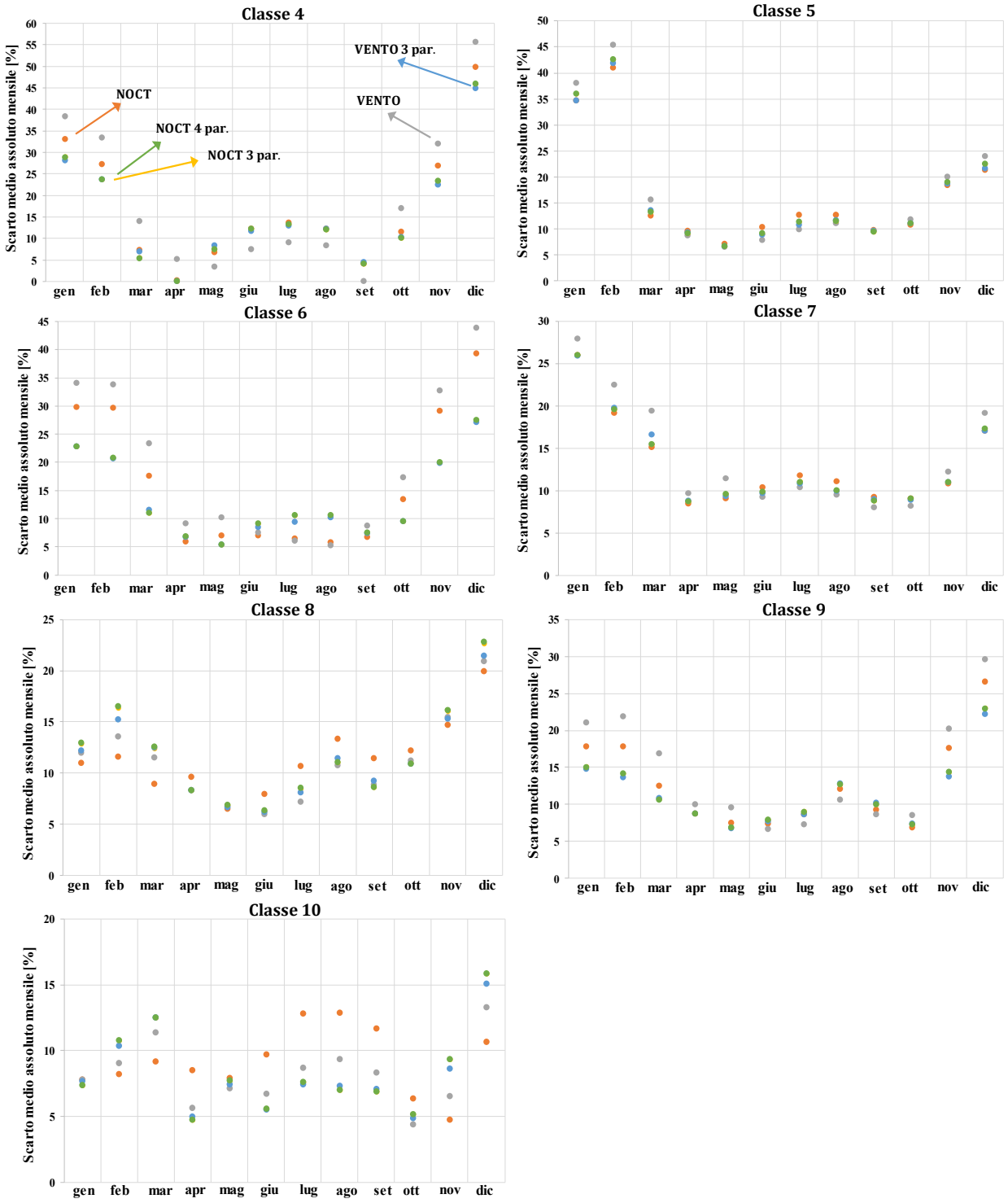

Figura 5.15 – Scarti medi assoluti mensili, per ogni configurazione e classe valida

Si osserva che:

- in ogni classe, si nota *elevata variabilità* del comportamento del modello tra i mesi dell'anno;
- in ogni classe, si ottengono gli scarti più elevati nei *mesi estremi* dell'anno;
- all'aumentare della *potenza nominale*, gli scarti sembrano complessivamente ridursi. La Classe 10 presenta elevata variabilità ma gli scarti sono contenuti entro circa il 15% per tutti i mesi dell'anno.

Per una *valutazione d'insieme* dei risultati di Figura 5.15, è utile calcolare gli *scarti medi semestrali* per ogni classe, calcolati come media degli scarti medi assoluti mensili dei singoli impianti, nei due semestri:

- (aprile ÷ settembre);
- (ottobre ÷ marzo).

Si riportano i risultati in Figura 5.16 e Figura 5.17.

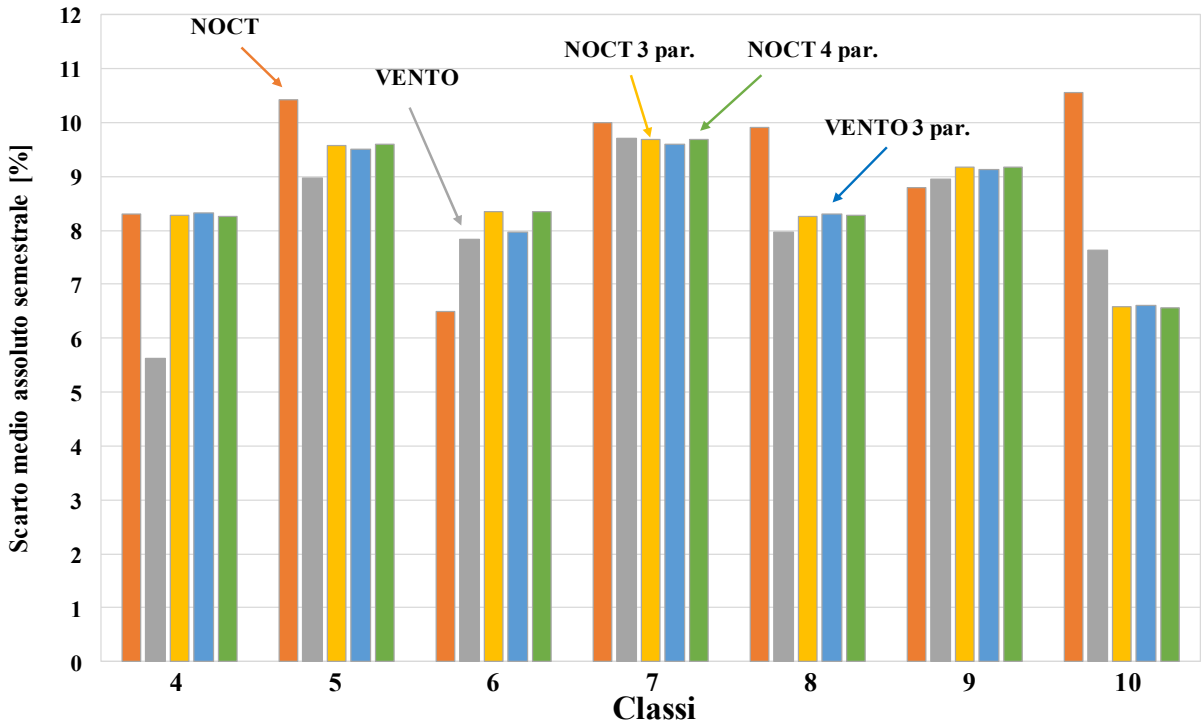

Figura 5.16 – Scarti medi assoluti nel semestre aprile-settembre, per ogni configurazione e classe valida

Dalla Figura 5.16 si osserva che:

- la *configurazione NOCT* è la peggiore, tranne che per le Classi 6 e 9;
- la configurazione con la *velocità del vento* è abbastanza buona in assenza di ottimizzazione;

- le *configurazioni ottimizzate* si confermano molto simili tra loro e per la maggior parte delle classi migliorano la stima della produzione.

Complessivamente, tutti gli scarti sono contenuti entro il 10 % circa e sono distribuiti abbastanza uniformemente tra le varie classi.

Dalla Figura 5.17 si osserva che:

- la configurazione con la *velocità del vento* è la peggiore, tranne che per le Classi 8 e 10;
- le *configurazioni ottimizzate* si confermano molto simili tra loro e sono confrontabili con la configurazione NOCT;
- gli scarti tendono a diminuire all'aumentare della *potenza nominale* degli impianti, passando dal 30% al 10% circa.

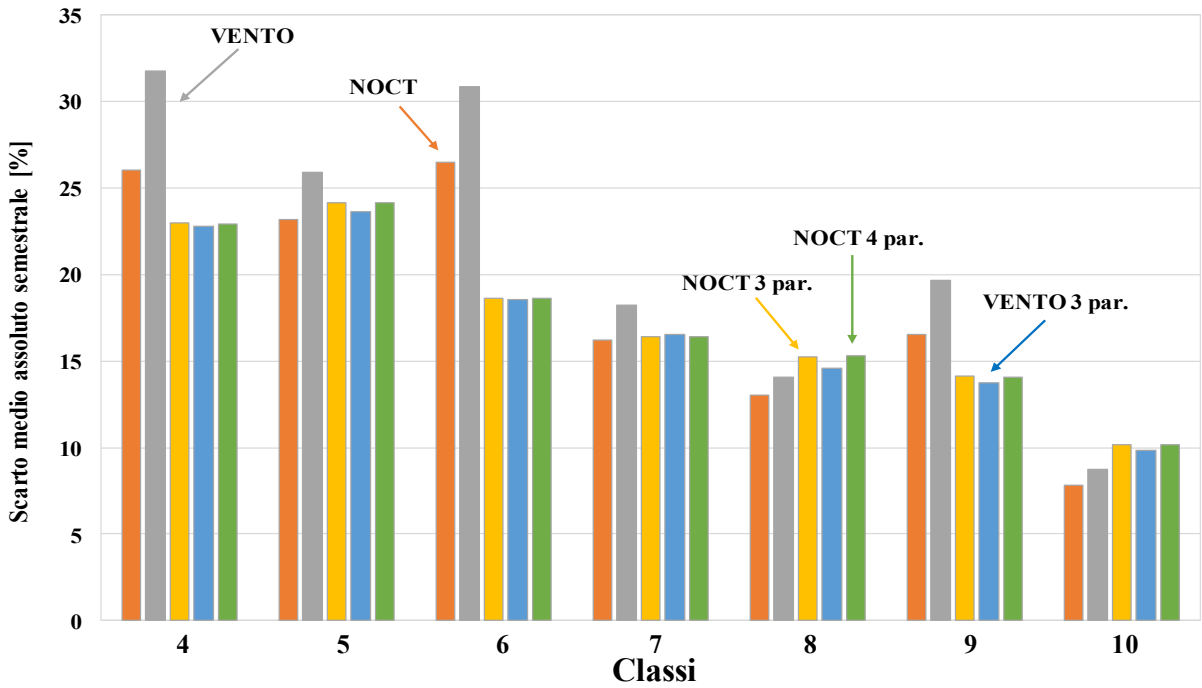

Figura 5.17 – Scarti medi assoluti nel semestre ottobre-marzo, per ogni configurazione e classe valida

L'analisi degli scarti semestrali fornisce risultati qualitativi "in linea" con quanto dedotto sull'esempio del Capitolo 4 nel caso di ottimizzazione sull'intera classe.

Se si considera un singolo impianto di ogni classe, può capitare anche di ottenere scarti mensili "esagerati", anche dell'ordine del 100%. Questo fenomeno è dovuto essenzialmente a *errori*:

- nei *dati di irradianza*;
- nei *dati di misura*, i quali potrebbero aver superato il filtraggio sulla produzione specifica annuale, ma avere comunque alcuni giorni o mesi con produzione alterata ma non nulla.

La ricerca più dettagliata degli errori può avvenire nel *breve termine*. Realizzare l'analisi della produzione per molti impianti risulta onerosa ma si possono sintetizzare i risultati attraverso l'*analisi dei residui*.

Piuttosto che differenze tra le energie giornaliere, è maggiormente significativo l'uso dei *rapporti energetici giornalieri*:

$$R_{NOCT} = \frac{E_{NOCT}}{E_{Terna}} > 0 \tag{5.20}$$

tra il *Modello NOCT* e l'energia misurata da Terna. Si considera un'unica configurazione del modello per semplificare l'analisi.

Si effettua il calcolo per ogni impianto, ottenendo così una matrice con (n_{Vh}x365) punti per ogni classe di potenza. Attraverso la retta di regressione lineare, che minimizza la deviazione dei rapporti in riferimento alla loro media annuale, si descrive il comportamento del modello nel breve termine. Si riportano i risultati dei rapporti energetici giornalieri in Figura 5.18.

Si osserva che:

- ci sono *valori nulli* dei rapporti. In realtà sono i valori sostituiti ai rapporti eccessivamente elevati, a causa degli errori sull'irraggiamento giornaliero o misure. In questo modo si evita di alterare troppo la stima della retta approssimante. Si decide di saturare i valori a zero se il rapporto supera il valore 3:

$$R_{NOCT} = 0 \quad , \quad \forall\, R_{NOCT} \geq 3$$

- valori superiori all'unità indicano *sovrastima* della produzione. Nei giorni dei mesi estremi dell'anno si confermano scarti maggiori dovuti all'elevata variabilità delle condizioni metereologiche;
- valori inferiori all'unità indicano *sottostima* della produzione;
- per le Classi 4, 5, 6, 7 e 8: si verifica una *leggera sovrastima* media della produzione giornaliera, inferiore 30% circa. La sovrastima delle Classi 4 e 5 tende leggermente a decrescere al trascorrere dei giorni;
- per le Classi 9 e 10: si verifica una *leggera sottostima* media della produzione giornaliera, inferiore al 20%, che tende leggermente ad aumentare al trascorrere dei giorni.

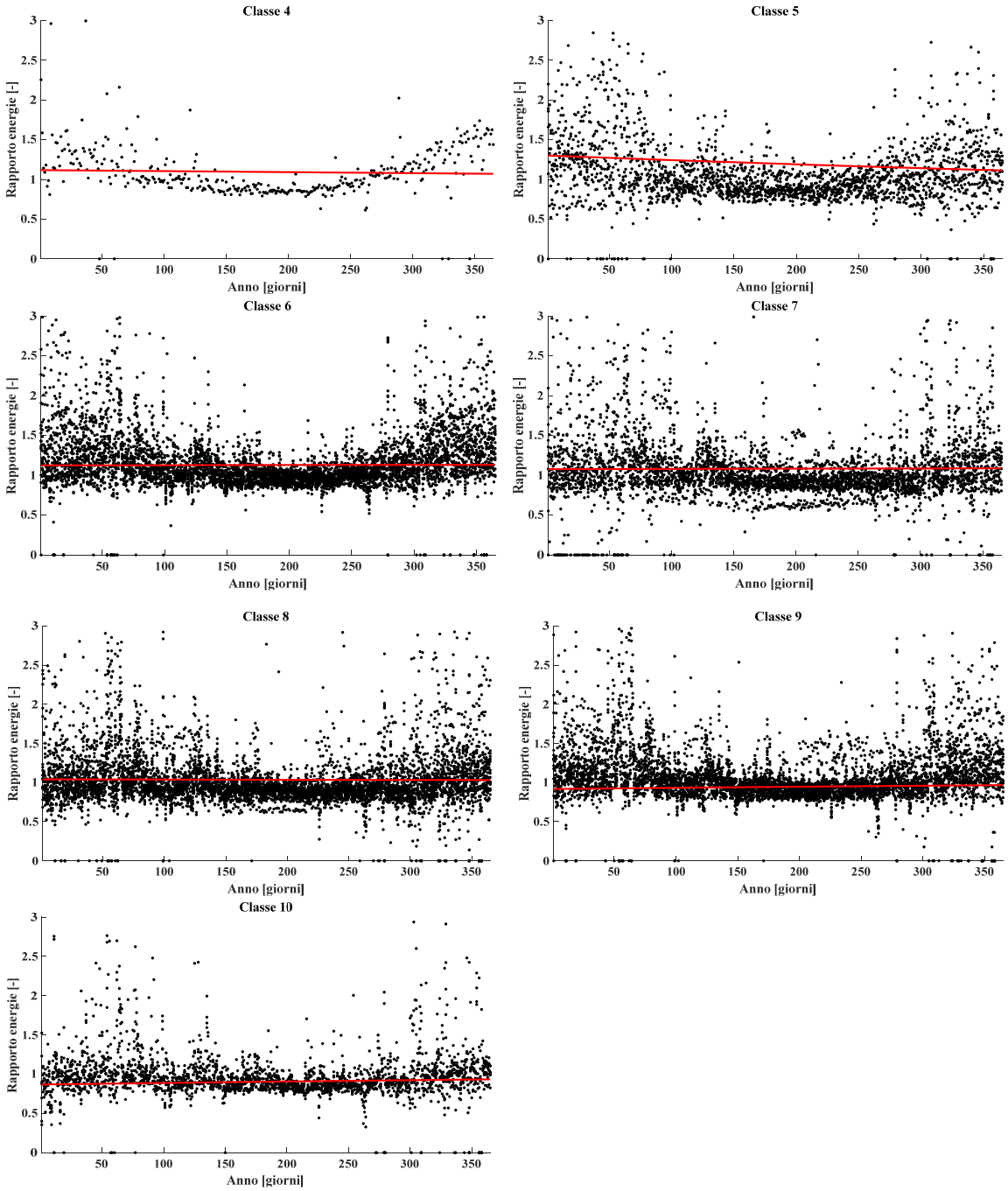

Figura 5.18 – Rapporti tra le energie giornaliere del Modello NOCT e quelle misurate, per ogni classe valida

Grazie a queste osservazioni, si deduce che il comportamento dell'*aggregato di impianti* di una classe sembra funzionale anche per previsioni nel breve termine.

Tuttavia, questa analisi è riferita ad una sola configurazione di modello e al solo anno 2018, pertanto un'analisi dei residui più esaustiva potrebbe permettere di individuare *coefficienti di correzione* da utilizzare per previsioni nel breve termine. Il concetto sarebbe dunque molto simile a quello del coefficiente di adattamento, il quale però fa riferimento all'energia annua.

In conclusione, si ritiene il modello previsionale di produzione "valido" e accettabile per l'eventuale utilizzo per previsioni su larga su vari archi temporali, grazie alla procedura di suddivisione degli impianti in classi di potenza opportune.

In particolare, l'applicazione del campionamento stratificato consente di dare *valenza statistica* ai risultati mostrati per le *Classi 4, 5, 6, 7, 8 e 9*, che coprono oltre il 50% della potenza installata nella regione Lazio.

I risultati ottenuti per la *Classe 10* sono accettabili ma non sufficienti alla validazione statistica, in quanto non si dispone di impianti sufficienti rispetto alle richieste del campionamento stratificato.

5.9 Fase 6B: applicazione per previsioni della produzione

A seguito della validazione su alcune classi di potenza si potrebbe utilizzare il modello per realizzare previsioni della produzione dell'intera popolazione di *impianti della regione Lazio*. L'obiettivo è ricostruire la *produzione annuale* attraverso il campione.

Nel lavoro di tesi, il calcolo è realizzato in relazione all'*anno 2018* ai fini della sola verifica della procedura di estensione dei risultati dal campione alla popolazione.

Infatti, l'utilizzo di *altri anni* di riferimento richiederebbe:

- l'*aggiornamento dell'anagrafica* degli impianti della popolazione. Il diverso numero delle installazioni nella regione potrebbe essere tale da alterare la stima della produzione e tale da cambiare leggermente le variabili caratteristiche utili al campionamento;
- la conoscenza dei *dati metereologici* per l'anno in analisi. Ai fini della verifica della procedura per il 2019 sarebbe possibile grazie alla disponibilità dei database. Per previsioni future occorrerebbero database opportuni ma non si avrebbero dati di confronto immediatamente disponibili.

Si procede dunque all'implementazione della tecnica del campionamento stratificato per previsioni della produzione, pertanto si deve:

1. *dimensionare* il campione attraverso l'analisi dell'intervallo di confidenza;
2. effettuare la *ripartizione* del campione nelle 11 classi di potenza;
3. *selezionare* gli impianti per ogni classe di potenza e rilevarne i dati;
4. *calcolare* la produzione totale degli impianti per ogni classi di potenza del campione;
5. Fase 7B: applicare la *procedura di estensione* dei risultati dal campione alla popolazione;
6. Fase 8B: *valutare l'errore* sulla stima della produzione della popolazione in relazione all'intervallo di confidenza atteso.

5.9.1 Dimensionamento del campione dall'intervallo di confidenza

Seguendo la Fase 3 della descrizione generale della tecnica del campionamento stratificato si sceglie un campione di dimensione:

$$n = 100$$

con intervallo di confidenza atteso, associato al coefficiente di copertura $k = 2$, pari al circa 6% e con un livello di fiducia del 95%.

5.9.2 Ripartizione del campione nelle classi di potenza

Seguendo la Fase 4 della descrizione generale della tecnica del campionamento stratificato, si sceglie di ripartire il campione con il criterio *non proporzionale ottimale* di Neyman. Dato che si dispone già dei dati completi per gli n_{Vh} impianti disponibili utilizzati nella procedura di validazione, si utilizzano per alcune classi valide *più impianti* di quelli richiesti dal campionamento stratificato, ampliando di fatto il campione di 24 unità complessive. Si riportano i risultati in Tabella 5.11, definendo con:

- n_P : gli *impianti utili per la previsione;*
- n_{Ph} : gli impianti utili per la previsione, *per ogni classe di potenza.*

Tabella 5.11 – Ripartizione del campione nelle classi di potenza con il campione definito

Classi [kWp]	N = 54,323		n = 100		n_{Vh}	n_P = 124	
1 $P \leq 3.5$	N_1	22,205	n_1	4	-	n_{P1}	**4**
2 $3.5 < P \leq 6.5$	N_2	22,377	n_2	5	-	n_{P2}	**5**
3 $6.5 < P \leq 12.5$	N_3	4,320	n_3	2	-	n_{P3}	**2**
4 $12.5 < P \leq 25$	N_4	2,923	n_4	2	1	n_{P4}	**2**
5 $25 < P \leq 70$	N_5	1,086	n_5	3	6	n_{P5}	**6**
6 $70 < P \leq 120$	N_6	589	n_6	2	15	n_{P6}	**15**
7 $120 < P \leq 500$	N_7	439	n_7	13	11	n_{P7}	**13**
8 $500 < P \leq 1200$	N_8	248	n_8	11	18	n_{P8}	**18**
9 $1200 < P \leq 3600$	N_9	81	n_9	14	15	n_{P9}	**15**
10 $3600 < P \leq 20000$	N_{10}	52	n_{10}	43	7	n_{P10}	**43**
11 $P > 20000$	N_{11}	3	n_{11}	1	-	n_{P11}	**1**

La Classe 10 è quella con maggiore necessità di impianti, a causa dell'elevata variabilità interna delle potenze nominali.

5.9.3 Selezione degli impianti e rilievo dei dati

Per gli impianti diversi da quelli utilizzati per la validazione occorre rilevare i seguenti dati:

- *coordinate geografiche*;
- *angoli di orientazione* dei moduli;
- *dati metereologici*.

Il *criterio di selezione* degli impianti tra la popolazione può avvenire:

- con un *campionamento casuale semplice*: evitando di selezionare due volte lo stesso impianto. Occorre quindi costruire le funzioni di distribuzioni di probabilità cumulative e realizzare l'algoritmo di selezione. L'impianto selezionato viene estratto attraverso l'uso di un numero random. Sarebbe un criterio valido se si conoscessero con esattezza tutti i dati d'installazione degli impianti;
- selezionando in modo manuale gli impianti che si ritengono più significativi. È una *scelta ragionata* ed è la più efficace nel lavoro di tesi, in quanto è opportuno verificare i singoli impianti da utilizzare per la previsione.

La selezione degli impianti avviene dalla osservazione della Figura 5.5 relativa alle distribuzioni degli impianti nelle *sub-classi di potenza*. Si decide di rilevare impianti con potenze nominali tali da essere rappresentativi della classe. Se ad esempio, come nella Classe 2, si osserva una distribuzione simile ad una bimodale, si scelgono impianti nel mezzo.

5.9.4 Calcolo della produzione del campione

Al termine della selezione degli impianti si deve applicare il modello previsionale per il calcolo della produzione annuale.

Si pone dunque il problema di quale *configurazione di modello* selezionare per la previsione. Per valutare quale sia la migliore, per le sole classi validate, si potrebbe far riferimento alla Figura 5.14. L'aver definito lo scarto medio annuale in termini assoluti è infatti rappresentativo dell'errore sulla produzione dell'intera classe del campione.

Tuttavia, trattandosi di una procedura sperimentale si decide di utilizzare tutte le configurazioni di modello tranne quella *NOCT ottimizzata a 4 parametri*, in quanto si è osservato essere "confondibile" con quella a 3 parametri.

La produzione di ogni *classe del campione* $\hat{E}_h$ si calcola come somma delle produzioni annuali $E_{h,i}$ dei singoli impianti della classe:

$$\hat{E}_h = \sum_{i=1}^{n_{Ph}} E_{h,i} \quad , \quad \forall\, h = 1 \dots 11 \tag{5.21}$$

Pertanto, l'*energia annua media* prodotta da ogni impianto della classe del campione è pari a:

$$\overline{\hat{E}_h} = \frac{\hat{E}_h}{n_{Ph}} = \frac{1}{n_{Ph}} \cdot \sum_{i=1}^{n_{Ph}} E_{h,i} \quad , \quad \forall\, h = 1 \dots 11 \tag{5.22}$$

L'energia annua media $\overline{\hat{E}_h}$, è funzione della scelta dei valori dei 3 parametri caratteristici per l'ottimizzazione ed è calcolata con 4 diverse configurazioni del modello:

- $\overline{\hat{E}_h}_{NOCT}$: utilizzando i valori iniziali del processo di ottimizzazione per la configurazione NOCT, riportati in Tabella 5.8;
- $\overline{\hat{E}_h}_{VENTO}$: utilizzando i valori iniziali del processo di ottimizzazione per la configurazione VENTO, riportati in Tabella 5.8;
- $\overline{\hat{E}_h}_{NOCT,ott}$: utilizzando i valori delle soluzioni del processo di ottimizzazione a 3 parametri sull'intera classe, riportati in Tabella 5.9;
- $\overline{\hat{E}_h}_{VENTO,ott}$: utilizzando i valori delle soluzioni del processo di ottimizzazione a 3 parametri sull'intera classe, riportati in Tabella 5.9.

<u>NOTA</u>: per le *classi non validate*, in cui la procedura di clustering delle soluzioni e dell'ottimizzazione non si è realizzata a causa della scarsità dei dati di produzione disponibili, si utilizzano i seguenti dati:

$G_0{}^h = 17.7\ [\mathrm{W/m^2}]$, $\gamma_{T\%}{}^h = -0.5\ [\%/°\mathrm{C}]$, $C_A{}^h = 1$, $NOCT^h = 47\ [°\mathrm{C}]$, $h =$ 1,2,3,10,11.

Questi dati si utilizzano anche per la Classe 10, in quanto è validata solo parzialmente.

5.9.5 Fase 7B: estensione dei risultati alla popolazione

A partire dai risultati di produzione annua ottenuti dalla applicazione dell'Equazione 5.21, si può stimare la produzione annua dell'intera popolazione di impianti della regione Lazio attraverso l'*amplificazione* dell'energia annua media prodotta da ogni impianto della classe del campione, in relazione al numero di impianti della classe della popolazione.

Successivamente si sommano i risultati ottenuti per ogni classe della popolazione H.

Si utilizza quindi l'Equazione 5.5 enunciata nella Fase 2, moltiplicata per il numero totale di impianti N:

$$\hat{E}^{POP} = \sum_{h=1}^{H} N_h \cdot \overline{\hat{E}_h} = \sum_{h=1}^{H} \hat{E}_h \cdot \frac{N_h}{n_{Ph}} = \sum_{h=1}^{H} \sum_{i=1}^{n_{Ph}} \frac{N_h}{n_{Ph}} \cdot E_{h,i} \tag{5.23}$$

L'*energia annua della popolazione* $\hat{E}^{POP}$ può variare a seconda della configurazione del modello utilizzata per la stima:

- $\hat{E}^{POP}{}_{NOCT}$: se si utilizza $\overline{\hat{E}_h}_{NOCT}$;
- $\hat{E}^{POP}{}_{VENTO}$: se si utilizza $\overline{\hat{E}_h}_{VENTO}$;
- $\hat{E}^{POP}{}_{NOCT,ott}$: se si utilizza $\overline{\hat{E}_h}_{NOCT,ott}$;
- $\hat{E}^{POP}{}_{VENTO,ott}$: se si utilizza $\overline{\hat{E}_h}_{VENTO,ott}$.

Dall'Equazione 5.23 si osserva che la produzione totale della popolazione non è altro che l'energia annua totale prodotta da una classe del campione "scalata" del *fattore di amplificazione*, definibile per ogni classe come:

$$A_h = \frac{N_h}{n_{Ph}} \geq 1 \quad , \quad \forall\, h = 1 \dots 11 \tag{5.24}$$

È dunque una procedura di estensione puramente *proporzionale*, nota anche come "up-scaling". L'Equazione 5.23 si può quindi utilizzare nella seguente forma semplificata:

$$\hat{E}^{POP} = \sum_{h=1}^{H} \hat{E}_h \cdot A_h \tag{5.25}$$

Si riportano in Tabella 5.12 i risultati della procedura di calcolo implementata nello script Matlab `MAIN_Modello_previsione_2018.m`.

Tabella 5.12 – Procedura di calcolo per la stima della produzione annuale prevista

Classi [kWp]	N_h	n_{Ph}	A_h	$A_h\widehat{E}_{h\,NOCT}$ [GWh/anno]	$A_h\widehat{E}_{h\,VENTO}$ [GWh/anno]	$A_h\widehat{E}_{h\,NOCT,ott}$ [GWh/anno]	$A_h\widehat{E}_{h\,VENTO,ott}$ [GWh/anno]
1 $P \leq 3.5$	22,205	4	5,551.3	64.21	66.88	64.21	66.88
2 $3.5 < P \leq 6.5$	22,377	5	4,475.4	131.22	136.86	131.22	136.86
3 $6.5 < P \leq 12.5$	4,320	2	2,160.0	52.90	55.11	52.90	55.11
4 $12.5 < P \leq 25$	2,923	2	1,461.5	61.33	64.06	60.57	60.41
5 $25 < P \leq 70$	1,086	6	181.0	73.16	76.25	74.53	74.41
6 $70 < P \leq 120$	589	15	39.3	70.53	73.55	64.79	65.10
7 $120 < P \leq 500$	439	13	33.8	136.30	142.29	137.66	138.01
8 $500 < P \leq 1200$	248	18	13.8	262.62	273.58	275.02	273.76
9 $1200 < P \leq 3600$	81	15	5.4	258.52	269.67	252.64	252.12
10 $3600 < P \leq 20000$	52	43	1.2	405.10	422.49	405.10	422.49
11 $P > 20000$	3	1	3.0	90.86	95.17	90.86	95.17
TOT.	**54,323**	**124**	**-**	**1606.7**	**1675.9**	**1609.5**	**1640.3**

Si deduce che, indipendentemente dalla configurazione del modello utilizzata, la produzione annuale si attesta intorno al valore:

$$\widehat{E}^{POP} \cong 1.6 \ \ [\mathrm{TWh/anno}]$$

5.9.6 Fase 8B: analisi degli errori sulla previsione

Per valutare gli errori sulla previsione, si può calcolare la *varianza* associata alla stima della produzione annuale della popolazione con l'Equazione 5.8 moltiplicata per N^2:

$$\hat{\sigma}_{POP}{}^2 = \sum_{h=1}^{H} \left[\frac{N_h}{n_{Ph}} \cdot (N_h - n_{Ph}) \cdot \hat{\sigma}_h{}^2 \right] = \sum_{h=1}^{H} \left[A_h \cdot (N_h - n_{Ph}) \cdot \hat{\sigma}_h{}^2 \right] \tag{5.26}$$

dove $\hat{\sigma}_h{}^2$ rappresenta la varianza associata alla produzione degli impianti di una singola classe, calcolata con l'Equazione 5.25 rispetto all'energia annua media $\overline{\hat{E}_h}$:

$$\hat{\sigma}_h{}^2 = \frac{1}{n_{Ph} - 1} \sum_{i=1}^{n_{Ph}} (E_{h,i} - \overline{\hat{E}_h})^2 \quad , \quad \forall\, h = 1 \dots 11 \tag{5.27}$$

Nel caso di presenza di *un solo impianto* per una classe di potenza la varianza è nulla, come per la Classe 11, e si utilizza la seguente:

$$\hat{\sigma}_h{}^2 = \frac{1}{n_{Ph}} \sum_{i=1}^{n_{Ph}} (E_{h,i} - \overline{\hat{E}_h})^2 = 0 \quad , \quad \ll\!=\!\gg \quad n_{Ph} = 1 \tag{5.28}$$

per evitare alterazioni dei risultati.

Lo *scarto quadratico medio* associato alla stima si può dunque calcolare attraverso la seguente:

$$\hat{\sigma}_{POP} = \sqrt{\hat{\sigma}_{POP}{}^2} \tag{5.29}$$

con cui calcolare l'*intervallo di confidenza effettivo*, in ipotesi di un fattore di copertura $k = 2$ e livello di fiducia del 95%:

$$d_{\%} = \frac{k \cdot \hat{\sigma}_{POP}}{\hat{E}^{POP}} \cdot 100 \tag{5.30}$$

Si riportano in Tabella 5.13 i *risultati degli stimatori* della produzione totale per le varie configurazioni del modello e degli *errori* associati.

Tabella 5.13 – Stima della produzione annuale prevista ed errori

Stimatore ed errori	NOCT	VENTO	NOCT ott. 3 par.	VENTO ott. 3 par.
$\hat{E}^{POP}$ [GWh/anno]	1606.7	1675.9	1609.5	1640.3
$\hat{\sigma}_{POP}$ [GWh/anno]	29.2	29.2	29.2	29.2
$d = k \cdot \hat{\sigma}_{POP}$ [GWh/anno]	58.4	58.4	58.4	58.4
$d_{\%}$	3.64	3.49	3.63	3.56

Si osserva che l'intervallo di confidenza, per qualsiasi configurazione del modello, risulta inferiore a quello atteso del circa 6% dedotto dalla Figura 5.7. I due intervalli si differenziano per la *variabile di calcolo*, che in questo caso è l'energia annua totale prodotta dagli impianti, piuttosto che la potenza nominale.

La previsione della produzione realizzata per l'anno 2018 si può confrontare con la pubblicazione del *Rapporto statistico del GSE del 2018* [10]. Infatti, il documento contiene anche i dati di produzione relativi al territorio nazionale e delle singole regioni.

Per la regione Lazio, la *produzione annuale a consuntivo*, cioè il valore reale, di tutti gli impianti fotovoltaici è stata pari a:

$$E^{POP} = 1{,}619.2 \ \ [\mathrm{GWh/anno}]$$

ed è in linea con quanto previsto dall'analisi statistica del lavoro di tesi.

Per valutazioni complessive dell'analisi svolta, si riporta in Figura 5.19 per ogni configurazione di modello:

- la stima dell'energia annua;
- l'intervallo di confidenza associato alla stima;
- il *valore reale* dell'energia annua (GSE);
- gli *errori percentuali* tra la stima e il valore reale, calcolati con la seguente:

$$\Delta E_{\%} = \frac{\hat{E}^{POP} - E^{POP}}{E^{POP}} \cdot 100 \tag{5.31}$$

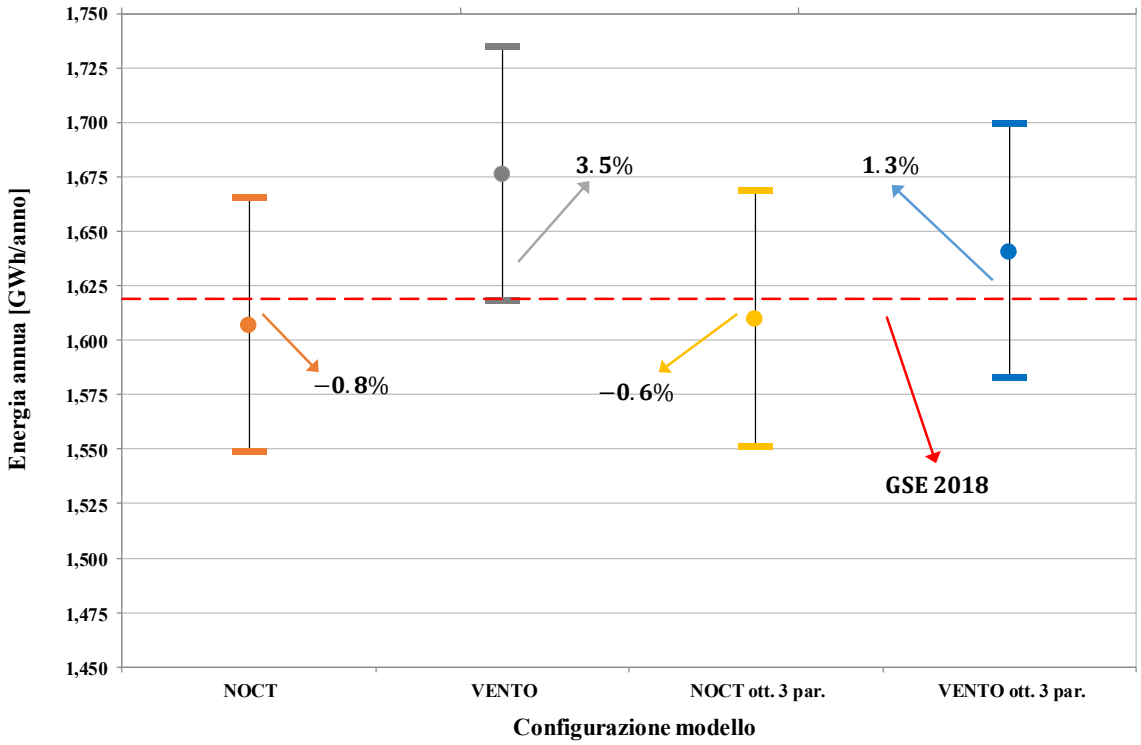

Figura 5.8 – Confronto tra stima e valore reale della produzione annuale degli impianti fotovoltaici della regione Lazio, per l'anno 2018

Si osserva che:

- le configurazioni con la *velocità del vento* producono sovrastima della produzione. Il caso peggiore e al limite della accettabilità statistica è quello senza ottimizzazione;
- le *configurazioni con NOCT* producono sottostima della produzione. Il caso migliore è quello con ottimizzazione.

Si deduce che la "previsione", intesa in questo caso applicativo come verifica, è andata a buon fine, cioè si rientra all'interno dell'intervallo di confidenza e con uno scarto effettivo molto basso.

Questo risultato è sicuramente molto positivo e indica che le procedure e l'implementazione del modello previsionale potrà risultare efficace anche per previsioni future, almeno per quanto riguarda il *lungo termine*.

Tuttavia, i calcoli sono stati realizzati attraverso l'utilizzo dei parametri del modello derivanti dal processo di validazione, il quale però non è completo per tutte le classi di potenza.

Conclusioni

Il modello previsionale di produzione sperimentato per il solo anno 2018, applicato su un *singolo impianto* della regione Lazio, si è mostrato accurato e abbastanza preciso in tutte le configurazioni proposte, con *errori sulla stima* della:

- produzione mensile, inferiori al 15%;
- produzione annuale, inferiori al 6%.

La configurazione candidata a essere quella applicabile nel *medio* e *breve termine*, risulta essere quella con la velocità del vento. Tuttavia, nel *lungo termine*, in base all'applicazione statistica per previsioni su larga scala, la stessa configurazione risulta essere la peggiore. La migliore nel lungo termine risulta essere quella NOCT ottimizzata a 3 parametri.

L'*ottimizzazione* dei risultati sull'intera classe ha fornito risultati interessanti, in quanto:

- impatta sulla produzione in funzione dell'arco temporale in analisi;
- fornisce risultati in compatibilità con il significato fisico delle variabili utilizzate nel processo iterativo, grazie all'applicazione della procedura di clustering delle soluzioni;
- la sperimentazione del coefficiente di adattamento definito è stata positiva;
- la differenza in termini energetici tra l'ottimizzazione a 3 o 4 parametri è praticamente nulla, ma l'introduzione del quarto parametro ha permesso di verificare la funzionalità dell'algoritmo.

La *validazione su larga scala* del modello previsionale attraverso il campionamento stratificato, volta a verificare la risposta del modello per diverse classi di potenza opportunamente definite, è risultata:

- incompleta, a causa della scarsità dei dati di produzione disponibili;
- efficace, per la validazione del modello previsionale su gran parte delle classi di potenza che occupano oltre il 50% della potenza installata nella regione Lazio;
- efficace, per la verifica quantitativa degli scarti tra previsione e misure al variare dell'arco temporale di riferimento.

Gli *scarti medi assoluti*, per ogni classe di potenza validata e per ogni configurazione del modello, risultano essere:

- inferiori al 13%, per la produzione annuale;
- inferiori all'11%, per la produzione nel semestre aprile-settembre;
- inferiori al 30%, per la produzione nel semestre ottobre-marzo;
- inferiori al 50%, per la produzione mensile.

La *maggiore variabilità* delle condizioni metereologiche nei mesi estremi dell'anno penalizza la funzionalità del modello previsionale, il quale dipende essenzialmente dalla qualità dei dati di irradianza. L'analisi dei residui realizzata sull'energia giornaliera conferma l'elevata variabilità della stima nel breve termine, che tende a ridursi per un numero elevato di impianti.

Infine, si è verificata l'applicazione del modello per *prevedere la produzione annuale su larga scala*. L'anno di riferimento è stato sempre il 2018 e i risultati sono stati confrontati con la produzione a consuntivo dei 54,323 impianti della regione Lazio, pari a 1,619 [GWh/anno] e riportata nel Rapporto statistico 2018 del GSE [10].

Gli *scarti annuali* ottenuti sono stati i seguenti:

- configurazione con velocità del vento: sovrastima del 3.5%;
- configurazione ottimizzata con velocità del vento: sovrastima del'1.3%;
- configurazione con NOCT: sottostima dello 0.8%;
- configurazione ottimizzata con NOCT: sottostima dello 0.6%.

La sovrastima introdotta dall'utilizzo della velocità del vento è probabilmente causata della maggiore variabilità introdotta da questa variabile metereologica. Tuttavia, con l'ottimizzazione si ottengono vantaggi sensibili.

Gli ottimi risultati conseguiti consentono di poter ritenere l'intera procedura di ricostruzione della produzione accettabile per previsioni a *lungo termine*. Se si disponesse di dati di produzione completi sarebbe anche possibile verificare la stessa procedura per previsioni a breve termine.

In conclusione, per poter confermare la bontà del modello previsionale e delle procedure statistiche implementate, e poter definire in riferimento ad un certo arco temporale, un:

- *Best case*, cioè il caso migliore per cui ci si aspetta uno scarto più basso;

- *Normal case*, cioè il caso intermedio;
- *Worst case*, cioè il caso peggiore;

sarà necessario:

- migliorare la qualità dei dati di produzione e anagrafici disponibili, riuscendo così a validare il modello per tutte le classi di potenza;
- sperimentare diversi database per i dati metereologici;
- sperimentare diversi modelli per il riporto dell'irradianza sul piano inclinato;
- sperimentare diversi algoritmi di ottimizzazione per problemi non lineari;
- affinare le modellistiche dei termini componenti il modello previsionale;
- validare il modello su più anni;
- validare il modello su più popolazioni, ad esempio su altre regioni o sottostazioni.

Una volta che il modello previsionale sarà stato perfezionato potrebbe diventare uno strumento interessante, ai fini di una reale implementazione delle procedure nel *sistema di gestione della rete elettrica e del mercato*, ai fini di:

- ridurre le condizioni delle *instabilità di rete*, aumentando la sicurezza e la gestione del sistema elettrico nazionale, grazie alla disponibilità di previsioni accurate e precise;
- ridurre gli *sbilanciamenti economici* all'interno del mercato dell'energia, garantendo stime precise dei prezzi nel mercato del giorno prima. Si eviterebbe così l'aumento degli oneri del gestore derivanti dalla necessità di attingere grandi quantità di energia nel mercato dei servizi di dispacciamento.

Tuttavia, per raggiungere questi obiettivi, sarà comunque necessario combinare il modello previsionale di produzione da fotovoltaico con *altri modelli previsionali*, sia dei carichi che delle altre fonti rinnovabili non programmabili.

Bibliografia

[1] https://climate.nasa.gov/.

[2] https://unfccc.int/files/essential_background/background_publications_htmlpdf/application/pdf/conveng.pdf.

[3] https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/progress_it.

[4] https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_it.

[5] https://www.iea.org/data-and-statistics.

[6] https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en.

[7] https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Report_GET_2018.pdf.

[8] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=IT.

[9] https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Fonti%20Rinnovabili%20in%20Italia%20e%20in%20Europa%20verso%20gli%20obiettivi%20al%202020%20e%20al%202030.pdf.

[10] https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/GSE%20-%20Rapporto%20Statistico%20FER%202018.pdf.

[11] https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/conto-energia.

[12] https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispacciamento/fonti-rinnovabili.

[13] https://www.e-distribuzione.it/it/Azienda/chi-siamo.html.

[14] https://www.terna.it/it.

[15] https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/mercato-capacita.

[16] https://www.mercatoelettrico.org/it/.

[17] Dispense del corso "Power system economic and operation" - E.Bompard - 2018.

[18] https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/impianti-a-fonti-rinnovabili-grin.

[19] https://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/TEE/CosaSonoTee.aspx.

[20] https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_it.

[21] https://www.researchgate.net/publication/328477567_Introduction_to_Load_Forecasting.

[22] https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispacciamento/metering.

[23] Dispense del corso "Generazione fotovoltaica ed eolica di energia elettrica" - Politecnico di Torino - F. Spertino - 2016.

[24] Dispense del corso "Progettazione di impianti elettrici" - Politecnico di Torino - P. Di Leo - 2017.

[25] Dispense del corso "Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica" - Politecnico di Torino - G. Chicco - 2018.

[26] https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico.

[27] https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis.

[28] Doctoral Dissertation "Optimal Power Sharing between Photovoltaic Generators, Wind Turbines, Storage and Grid to Feed Tertiary Sector Users" - A.Ciocia - 2017.

[29] Dispense del Dipartimento DENERG - G.V Fracastoro - Politecnico di Torino.

[30] http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/cams-radiation-service.

[31] Master thesis "Testing and experimental results on the performance of photovoltaic modules and grid-connected inverters" - G.Malgaroli - 2017.

[32] A.R. Amelia, Y.M. Irwan, W.Z. Leow, M Irwanto, I. Safwati, M. Zhafarina, "Investigation of the effect temperature on photovoltaic (PV) panel output performance", in the International Journal on Advanced Science Engineering Information Technology, 2016.

[33] A. Tascikaraoglu, B. M. Sanandaji, G. Chicco, V. Cocina, F. Spertino, O. Erdinc, N. G. Paterakis, J. P. S. Catalao, “Compressive Spatio-Temporal Forecasting of Meteorological Quantities and Photovoltaic Power”, 2016.

[34] A. Carullo, A. Castellana, A. Vallan, A. Ciocia, F. Spertino, “In-field monitoring of eight photovoltaic plants: degradation rate over seven years of continuous operation”, 2018.

[35] F. Spertino, A. Ciocia, P. Di Leo, R. Tommasini, I. Berardone, M. Corrado, A. Infuso, M. Paggi, "A power and energy procedure in operating photovoltaic systems to quantify the losses according to the causes", in Solar Energy 118, 313-326, 2015.

[36] Norma CEI 0-21 2019 - https://www.ceinorme.it/doc/norme/016021_2019/0-21_2019.pdf.

[37] Norma Enel DK5940 2007 - https://www.conto-energia-online.it/DK5940_ed._2.2.pdf.

[38] CEI 0-16 2019, https://www.ceinorme.it/doc/norme/016021_2019/0-16_2019.pdf.

[39] Laboratories: JET Japan, NREL USA, TUV Japan, Germany, China, Taiwan, "One year NOCT round-robin testing per IEC 61215" in 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2011.

[40] R.Bharti, J.Kuitche, M.G.TamizhMani, "NOCT effects of module size, loading and solar spectrum" in 34th IEEE Photovoltic Specialists Conference, 2009.

[41] H.Sainthiya, N.S.Beniwal, "Different types of cooling systems used in photovoltaic module solar system: a review", in IEEE International Conference on Wireless Communications, Signal Processing and Networking (WiSPNET), 2017.

[42] L.J.Simpson, J.Woods, N.Valderrama, A.Hill, N.Vincent, T.Silverman, "Passive cooling of photovoltaics with dessiccants", in 44th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2017.

[43] G. TamizhMani, L. Ji, Y. Tang, L. Petacci, and C. Osterwald, “Photovoltaic module thermal/wind performance: long-term monitoring andmodel development for energy rating”, in NCPV and solar program review meeting NREL/CD-520-33586 pp. 936–939, 2003.

[44] http://excelgeocodingtool.com/.

[45] https://www.bing.com/maps.

[46] http://www.soda-pro.com/web-services#radiation.

[47] https://www.eumetsat.int/website/home/Satellites/CurrentSatellites/Meteosat/index.html.

[48] http://www.soda-pro.com/help/cams-services/cams-radiation-service/automatic-access#xml.

[49] https://disc.gsfc.nasa.gov/.

[50] https://cmr.earthdata.nasa.gov/search/concepts/C1276812822-GES_DISC.html.

[51] https://it.mathworks.com/help/optim/ug/constrained-nonlinear-optimization-algorithms.html#brnpd5f.

[52] J.Neyman, One the two different aspects of the rapresentative method of stratified sampling and the method of purpositive selection, Journal of the Royal Statistical Society, 193 pages 558-606.

[53] E.Bompard, E.Carpaneto, G.Chicco, R.Napoli, F.Piglione, P.Postolache and M.Scutariu, "Stratified sampling of the electricity customers for setting up a load profile survey, Proc. RIMAPS 2000, Funchal, Madeira, Portugal, September 25-28, paper RUR-017.

[54] https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano.