



JRC SCIENCE FOR POLICY REPORT

Set di dati EMHIRES Parte II: Produzione di energia solare

Serie temporali di generazione RES ad alta risoluzione di derivazione meteorologica europea per scenari presenti e futuri.

Parte II: Generazione fotovoltaica utilizzando il modello PVGIS

GONZALEZ-APARICIO Iratxe
HULD Tommaso
CARERI Francesco
MONFORTI Fabio
ZUCKER Andreas

2017



Questa pubblicazione è un rapporto Science for Policy del Centro comune di ricerca (JRC), il servizio di scienza e conoscenza della Commissione europea. Il suo scopo è fornire un supporto scientifico basato sull'evidenza al processo decisionale europeo. La produzione scientifica espressa non implica una posizione politica della Commissione Europea. Né la Commissione Europea né qualsiasi persona che agisca per conto della Commissione è responsabile dell'uso che potrebbe essere fatto di questa pubblicazione.

Informazioni di contatto

Nome: Iratxe GONZALEZ-APARICIO

Indirizzo: Commissione europea, Centro comune di ricerca, casella postale 2, NL-1755 ZG Petten

E-mail: iratxe.GONZALEZ-APARICIO@ec.europa.eu

Tel.: +31224565251

Polo scientifico del CCR

<https://ec.europa.eu/jrc>

JRC106897

EUR 28629 IT

PDF ISBN 978-92-79-69285-7 ISSN 1831-9424 doi:10.2760/044693

Lussemburgo: Ufficio delle pubblicazioni dell'Unione europea, 2017

© Unione europea, 2017

Il riutilizzo del documento è autorizzato, purché se ne citi la fonte e non venga distorto il significato o il messaggio originario dei testi. La Commissione Europea non sarà ritenuta responsabile per eventuali conseguenze derivanti dal riutilizzo.

Come citare questa relazione: GONZALEZ-APARICIO Iratxe, HULD Thomas, CARERI Francesco, MONFORTI Fabio, ZUCKER Andreas; *Set di dati EMHIRES - Parte II: Produzione di energia solare. Serie temporali di generazione RES ad alta risoluzione di derivazione meteorologica europea per scenari presenti e futuri. Parte II: Generazione fotovoltaica utilizzando il modello PVGIS*; EUR 28629 EN; doi: 10.2760/044693

Tutte le immagini © Unione europea 2017, tranne: ritratto, 2017 sotto la fonte CCO Creative Commons [Fotolia.com]

Set di dati EMHIRES: generazione di energia solare. Serie temporali di generazione RES ad alta risoluzione di derivazione meteorologica europea per scenari presenti e futuri

EMHIRES è il primo set di dati europeo sulla produzione di energia solare pubblicamente disponibile derivato da fonti meteorologiche disponibili a livello di paese, zona di offerta, NUTS-1 e NUTS-2. È stato generato utilizzando il modello PVGIS validato e robusto per stimare il potenziale dell'elettricità solare acquisendo informazioni geografiche locali per generare serie temporali di energia solare derivate meteorologicamente ad alta risoluzione temporale e spaziale, convalidate con i dati degli operatori del sistema di trasmissione

Contenuti

Ringraziamenti.....	1
Sintesi	2
1. Introduzione.....	3
1.1 Ambito di applicazione di EMHIRES	3
2 Descrizione di dati, strumenti e metodologia.....	4
2.1 Trattamento dei dati meteorologici.....	5
2.2 Potenziale tecnico.....	6
2.2.1 La configurazione del modello PVGIS	6
2.2.2 Ipotesi sulla distribuzione dei parchi solari	7
2.3 Serie temporali orarie di produzione fotovoltaica per 30 anni a diversi livelli di aggregazione ..	8
2.3.1 Capacità installata fotovoltaica, serie temporali TSO e statistiche	8
2.3.2 Curva di calibrazione e correzione delle serie temporali di produzione fotovoltaica	10
3 Risultati e discussioni.....	12
3.1 Indicatori statistici.....	12
3.2 Curve di durata.....	13
3.3 Serie temporali e tassi di rampa	14
3.4 Fattori di capacità e statistiche regionali.....	19
3.5 Descrizione dei file generati e piattaforma utilizzata ..	24
4 Conclusioni e ulteriori passi	28
Riferimenti	29
Lista delle figure	31
Elenco delle tabelle	32
Allegati.....	33
Allegato 1. Capacità installata fotovoltaica (MW) calcolata al 31/2015 per regioni NUTS 2.....	33

Ringraziamenti

Desideriamo ringraziare il supporto della DG-JRC PETTEN Linux High Performance Computing per la consulenza e l'aiuto nella configurazione dell'intera infrastruttura IT per lo sviluppo di EMHIREs; in particolare a Steve Clements e Igor Simonovski.

Grazie al team di pubbliche relazioni per supportare la diffusione dei set di dati EMHIREs.

Grazie al Sig. Wouter Nijs per le interessanti discussioni per l'analisi dei risultati per il set di dati PV EMHIREs.

Riconoscere il Global Modeling and Assimilation Office (GMAO) e il GES DISC per la diffusione dei dati MERRA.

Sintesi

Le fonti energetiche rinnovabili per la generazione di elettricità (FER-E) sono direttamente collegate a tre dei cinque pilastri dell'Unione dell'energia: il mercato energetico pienamente integrato, l'azione per il clima e la riduzione delle emissioni, nonché la ricerca e l'innovazione [1]. Lo spiegamento di grandi capacità di energia eolica e solare ha un impatto sui mercati dell'elettricità e mette alla prova gli schemi di mercato esistenti, sia a livello all'ingrosso che al dettaglio. Allo stesso tempo pone sfide tecniche derivanti dalla necessità di garantire il buon funzionamento del sistema energetico europeo. Le metodologie per valutare l'adeguatezza devono essere adattate in presenza di più FER-E [2]. Infine, si stanno effettuando investimenti in nuove soluzioni tecnologiche per migliorare le opzioni di flessibilità per contribuire a integrare l'elettricità FER.

I modelli dei sistemi energetici sono lo strumento di scelta per valutare le opzioni lungo le tre dimensioni politiche (progettazione del mercato, integrazione dell'elettricità FER, ricerca e innovazione). Sono necessarie serie temporali di alta qualità sull'energia eolica e sul fotovoltaico per lunghi periodi di tempo e a diversi livelli di aggregazione (paesi, regioni e zone del mercato energetico) al fine di produrre risultati modello che si traducano in una solida consulenza politica. Inoltre, se si vuole che le valutazioni d'impatto siano trasparenti e riproducibili, i dati dovrebbero essere disponibili al pubblico. Tuttavia, attualmente non esiste alcun set di dati di questo tipo per l'Europa. Il set di dati EMHIREs risponde a questa esigenza e fornisce una serie temporale disponibile al pubblico per la generazione di RES-E intermittente derivata da dati meteorologici.

EMHIREs applica un approccio innovativo cercando di riprodurre serie temporali dell'energia eolica e solare sia a livello nazionale che regionale coprendo l'intera Europa con una metodologia omogenea evitando l'uso di fattori di correzione artificiali o calibrati ad hoc. EMHIREs è in grado di catturare la variabilità dell'energia eolica e solare, in particolare picchi e rampe, in modo molto più accurato rispetto alle precedenti serie temporali derivate meteorologicamente. Lo scopo è quello di sviluppare una metodologia *ab-initio* per la simulazione della produzione di energia eolica e solare e applicarla in modo omogeneo a tutta l'Europa. La metodologia ha fornito risultati che vanno dal buono all'eccellente per tutti i paesi per i quali sono disponibili dati affidabili sui TSO, indipendentemente dalla loro diversità geografica, talvolta enorme. L'utilizzo di EMHIREs per l'analisi dei sistemi energetici aumenterà la precisione delle valutazioni dell'adeguatezza della generazione, degli studi sull'integrazione delle energie rinnovabili e degli studi di mercato per le tecnologie di flessibilità come lo stoccaggio.

Questo rapporto descrive in dettaglio la seconda parte di EMHIREs, che copre la produzione di energia solare. Sono previste ulteriori pubblicazioni sui futuri scenari di diffusione dell'elettricità FER, sull'energia idroelettrica e sulla domanda di energia con correzione della temperatura. I set di dati possono essere rivisti e riadattati a nuove situazioni nel sistema energetico (ad esempio la messa in servizio di nuovi impianti).

Il capitolo 1 spiega la natura e la portata del lavoro. Le fonti di dati primarie utilizzate per creare EMHIREs e la metodologia utilizzata per derivare le serie temporali dell'energia solare dai dati meteorologici e dalle informazioni sulla tecnologia dell'energia solare sono descritte nel Capitolo 2.

Nel capitolo 3, le serie temporali generate vengono confrontate con altre fonti di dati. Le possibili applicazioni e i possibili lavori futuri sono spiegati anche nel capitolo 3.

1. Introduzione

I mercati globali dell'energia stanno cambiando a causa della transizione verso l'energia pulita. Secondo l'Agenzia internazionale per l'energia, nel 2015 l'energia rinnovabile ha già superato il carbone come principale fonte di energia [3]. Nel recente pacchetto "Clean for Energy for All Europeans" [4], la Commissione Europea ha definito tre obiettivi principali per mantenere l'Unione Europea (UE) competitiva e guidare questa transizione: mettere l'efficienza energetica al primo posto, raggiungere la leadership globale nelle energie rinnovabili e garantire condizioni eque ai consumatori. Pertanto, ponendo l'energia rinnovabile in una posizione centrale, l'Europa si è posta l'obiettivo di raggiungere collettivamente una quota pari ad almeno il 27% di energie rinnovabili nel consumo finale di energia entro il 2030. Ciò potrebbe essere tradotto come circa la metà della produzione elettrica dell'UE provverrà da fonti rinnovabili [4].

Tuttavia, la quota in rapida crescita della produzione di elettricità da fonti rinnovabili intermittenti (eolica e solare) aumenta la natura stocastica del sistema energetico introducendo instabilità nel sistema ed elevate incertezze nella struttura del mercato. Di conseguenza, gli strumenti di pianificazione e programmazione per il settore energetico sono stati aggiornati e lo studio dei sistemi energetici con un'elevata percentuale di elettricità FER intermittente è diventato un campo consolidato nell'analisi dei sistemi energetici. In particolare, l'adeguata modellizzazione dei sistemi ad alta penetrazione di FER-E dipende in modo cruciale dalla rappresentazione accurata della caratterizzazione spaziale e temporale delle fonti eoliche e solari. I dati sull'elettricità FER comportano intrinsecamente il rischio di essere imperfetti, inappropriati o incompleti, il che potrebbe portare a errori negli studi sui sistemi energetici che potrebbero sopravvalutare o minimizzare il possibile ruolo dell'energia solare ed eolica nel futuro mix energetico [5].

L'Unità di gestione della conoscenza presso la direzione per l'Energia, i trasporti e il clima, DG-Centro comune di ricerca (JRC) ha sviluppato il set di dati EMHIREs (serie temporali RES meteorologiche europee ad alta risoluzione) utilizzando il modello interno PVGIS [6] per colmare questa lacuna. Questa è la seconda parte del set di dati EMHIREs, che descrive lo sviluppo del database EMHIREs Solar Power Generation. Questo database è rilasciato come open source secondo la politica sui dati del JRC.

1.1 Ambito di EMHIREs

EMHIREs fornisce serie temporali di generazione di elettricità da fonti rinnovabili per l'UE-28 e i paesi limitrofi. Le serie temporali dell'energia solare vengono rilasciate con granularità oraria e a diversi livelli di aggregazione: per paese, zona di offerta del mercato energetico e secondo la nomenclatura europea delle unità territoriali per la statistica (NUTS) [7] definita da EUROSTAT; in particolare, per livello NUTS 1 e NUTS 2.

Le serie temporali fornite dalle zone di offerta includono aggregazioni speciali per riflettere la realtà del mercato energetico laddove questo si discosta dai confini politici o territoriali, come in Irlanda (Repubblica d'Irlanda e Irlanda del Nord che formano un'unica zona di mercato), Norvegia, Svezia, Danimarca e Italia (separati rispettivamente in 5, 4, 2 e 6 zone diverse). Nel caso della Grecia le serie storiche vengono rilasciate per la zona interconnessa, ovvero sono escluse le isole che non sono collegate al sistema elettrico continentale.

Lo scopo generale di EMHIREs è quello di consentire agli utenti di valutare l'impatto della variabilità meteorologica e climatica sulla generazione di energia solare in Europa e non di mimare l'effettiva evoluzione della produzione di energia solare negli ultimi decenni. Per questo motivo, le serie temporali orarie di produzione di energia solare vengono rilasciate per le condizioni meteorologiche degli anni 1986-2015 (30 anni) senza considerare eventuali variazioni della capacità solare installata. Pertanto, la capacità installata considerata è fissata come quella installata alla fine del 2015. Per questo motivo, i dati di EMHIREs non dovrebbero essere confrontati con i dati effettivi di produzione di energia se non riferiti all'anno di riferimento 2015.

La Parte I del set di dati EMHIREs comprende le serie temporali orarie di produzione di energia eolica con la stessa logica e, pertanto, il set di dati eolico e solare EMHIREs rende possibile preparare modelli accoppiati eolico-fotovoltaico e valutazioni di impatto.

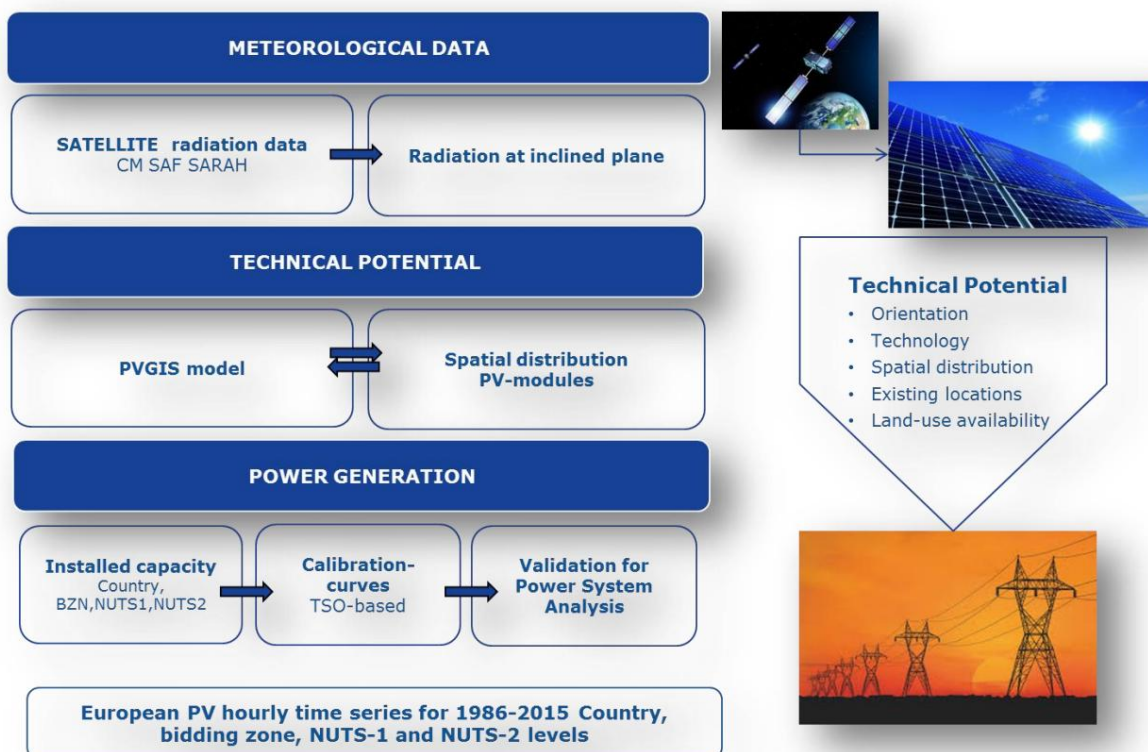
2 Descrizione dei dati, degli strumenti e della metodologia

In questo studio, l'approccio generale applicato per convertire le risorse solari in produzione di energia consiste nel convertire i dati di radiazione satellitari utilizzando il modello PVGIS (**Figura 1**).

Il primo passo della metodologia è il trattamento dei dati meteorologici; in questo caso è necessario calcolare i dati satellitari della radiazione solare in radiazione su piani inclinati. Quindi, i dati di radiazione vengono convertiti in potenziale teorico; ovvero la produzione di elettricità solare in ciascuna area data dai kW generati da ciascun picco di kW di un tipico sistema fotovoltaico. In questo approccio, viene effettuata un'analisi di sensibilità per valutare l'impatto delle distribuzioni spaziali dei moduli fotovoltaici a livello nazionale e regionale. Pertanto, la qualità delle ipotesi viene misurata anche per stimare l'ubicazione dei parchi fotovoltaici per ciascuna regione.

Infine, per ottenere la generazione di energia, viene calcolata la capacità installata di ciascuna regione e quindi le serie temporali vengono corrette con la generazione effettiva del TSO e validate statisticamente per l'analisi del sistema energetico, valutando i picchi e le rampe di potenza, le curve di durata e i fattori di capacità.

Figura 1. Riepilogo della metodologia generale per sviluppare il set di dati EMHIRE-PV



2.1 Trattamento dati meteorologici

Il dato principale utilizzato per calcolare la produzione di energia fotovoltaica è l'irradianza estratta dal Climate Monitoring Satellite Application Facility (CM-SAF) [8]. Il CM-SAF fa parte del segmento terrestre dell'Organizzazione europea per lo sfruttamento dei satelliti meteorologici (EUMETSAT) e parte della rete EUMETSAT di strutture per le applicazioni satellitari. Contribuisce al monitoraggio operativo a lungo termine del sistema climatico fornendo variabili climatiche essenziali [9] relative al ciclo energetico e idrico dell'atmosfera. Il set di dati utilizzato proviene dal record di dati CM-SAF SARAH (Solar Surface Radiation Heliosat) come metodo di recupero utilizzato. I dati SARAH vengono recuperati sulla base di modelli di trasferimento radiativo che danno come risultato dati climatici sull'irradianza solare superficiale, diretta (orizzontale e normale diretta) e irradianza del cielo sereno che coprono tre decenni con una risoluzione spaziale di circa 5 km. I dati SARAH sono validati con misurazioni di superficie del Baseline Surface Radiation Network e del Global Energy and Balance Archive [10].

I dati forniti da CM-SAF SARAH includono l'irradianza orizzontale globale e quella orizzontale diretta a intervalli orari e vengono sottratti per il periodo di 30 anni (1986-2015) per ottenere l'irradianza orizzontale diffusa seguente [11]. Quindi, l'irradianza globale su un piano inclinato viene calcolata seguendo [12].

Il set di dati SARAH contiene alcune ore mancanti nel corso di 30 anni. Il numero totale di valori mancanti in ciascun anno (numeri su 8760/8784 ore nell'anno), prima del 1993 è compreso tra il 5% e l'8% e negli anni 1988 e 1999 rispettivamente il 16% e il 15%. Tra il 1994 e il 1999 il numero totale di valori mancanti si riduce ogni anno dal 5% all'1% e dal 2000 al 2015 oscilla tra lo 0,05% e il 2,5%. In alcuni dei casi citati, le ore mancanti sono quelle notturne, quando la radiazione è pari a zero. Ad esempio, a settembre mancano quasi tutte le ore intorno a mezzanotte. In questo studio, i valori mancanti vengono ricostruiti come media della stessa ora per lo stesso giorno di calendario (più il giorno prima e il giorno dopo) degli altri anni. Ciò significa che i valori ricostruiti tendono ad essere intermedi tra soleggiato e nuvoloso, ma le medie a lungo termine sono ben conservate. Inoltre, sebbene i satelliti siano cambiati nel corso dei 30 anni considerati, il set di dati SARAH è stato esplicitamente realizzato al fine di creare un set di dati omogeneo per gli studi sul clima, quindi è stata prestata molta attenzione a rendere agevole la transizione da Meteosat di Prima Generazione a Seconda Generazione. possibile.

Esistono altre fonti ben note e comuni per estrarre l'irradianza per il periodo di 30 anni; ad esempio, il Centro europeo per le previsioni meteorologiche a medio termine (ECMWF) fornisce diverse rianalisi fino a una frequenza ogni 6 ore con una risoluzione spaziale di circa 25 km (ERA-40 e ERA-interim reanalysis) [13]; o il set di dati di rianalisi atmosferica della NASA che è stato generato nell'ambito del progetto Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Applications (MERRA) [14]. Il set di dati MERRA ha una risoluzione temporale oraria con una risoluzione spaziale di 0,66 gradi di longitudine per 0,5 gradi di latitudine (60x56 km a sud e 25x56 km a nord circa). Tuttavia, sebbene la rianalisi NASA-MERRA sia stata selezionata come dati primari per costruire il set di dati EMHIREs-wind, il set di dati EMHIREs-PV è stato costruito con il set di dati CM-SAF SARAH. Le ragioni di questa selezione sono che il set di dati CM-SAF SARAH ha una risoluzione spaziale notevolmente più elevata rispetto a NASA-MERRA (circa 5 km contro 50 km di risoluzione), una risoluzione necessaria per stimare la variabilità solare su una regione. Inoltre, [15] hanno confrontato le rianalisi ERA-Interim e MERRA con le misurazioni dell'irradiazione solare giornaliera in superficie, mostrando che MERRA tende a sovrastimare l'irradiazione totale perché sottovaluta la presenza di nuvole. Ciò significa che questo modello potrebbe portare a una sovrastima dei fattori di capacità FV per l'analisi del sistema energetico. Infatti, [16] ha effettuato un interessante confronto tra i fattori di capacità medi europei tra MERRA (e MERRA 2) e i dati CM-SAF SARAH dimostrando che MERRA generalmente predice fattori di capacità più elevati rispetto a CM-SAF SARAH e gli errori del modello tra MERRA, MERRA2 e i dati SARAH erano inferiori per SARAH rispetto a MERRA e MERRA2 rispetto ai fattori di capacità FV del TSO.

Pertanto, sebbene il set di dati CM-SAF SARAH contenga ore mancanti nel corso di un periodo di 30 anni, l'opzione preferita è stata quella di fornire risultati con errori inferiori per il 97% delle ore (comprese le ore notturne con irradianza orizzontale diffusa pari a zero) nei 3 decenni che forniscono risultati del 100% delle ore con distorsioni più elevate, rispetto ai fattori di capacità FV forniti dai TSO.

Inoltre, questo studio intende riprodurre serie temporali dell'energia solare a livello nazionale e regionale coprendo l'intera Europa con una metodologia omogenea evitando l'uso di fattori di correzione artificiali o calibrati ad hoc, alla massima risoluzione possibile e riducendo la cascata di incertezza. Lo scopo di questo studio è quello di sviluppare una *ab-initio* metodologia per la simulazione della produzione di energia solare e applicarla in modo omogeneo a tutta l'Europa.

2.2 Potenziale tecnico

2.2.1 La configurazione del modello PVGIS

Il Sistema Informativo Geografico Fotovoltaico (PVGIS) è un modello sviluppato presso il Centro Comune di Ricerca dal 2001 che fornisce valori di irradianza solare e produzione di energia potenziale dai moduli fotovoltaici per diverse scelte di tecnologie, orientamenti dei pannelli e altri parametri. PVGIS si basa su dati aperti e architettura software, dati climatici e geografici liberamente disponibili ad alta risoluzione spaziale e un'interfaccia basata su mappe che fornisce informazioni di facile comprensione per la comunità scientifica e non scientifica. PVGIS combina l'esperienza a lungo termine derivante dalla ricerca di laboratorio, dal monitoraggio e dai test con la conoscenza geografica. Viene spesso utilizzato come strumento di ricerca per la valutazione delle prestazioni della tecnologia fotovoltaica a diversi livelli di aggregazione e come sistema di supporto per la definizione delle politiche nell'Unione Europea.

Si accede a PVGIS attraverso un'interfaccia web sviluppata per fornire accesso interattivo ai dati, alle mappe e agli strumenti ad altri istituti di ricerca e formazione, decisori, professionisti del fotovoltaico e proprietari di sistemi, nonché al pubblico in generale [17].

La descrizione generale del modello si trova in [18], [19], [20]. Tali studi hanno recentemente migliorato il modello includendo gli effetti della temperatura e del raffreddamento della velocità del vento per l'Europa e l'Africa. Sulla base di questi ultimi miglioramenti, in questo studio il modello PVGIS viene utilizzato per eseguire simulazioni per calcolare la produzione di elettricità in intervalli orari su 30 anni (1986-2015) per l'Europa.

Tutte le simulazioni con il modello PVGIS sono state eseguite utilizzando i dati orari di radiazione solare provenienti dal prodotto di radiazione solare CM SAF SARAH. La configurazione del modello ha una risoluzione spaziale di 3 minuti d'arco (~5 km) e la potenza FV oraria viene calcolata per ciascun pixel tenendo conto degli effetti della riflettività ad angolo basso, della temperatura e del basso irraggiamento, nonché del raffreddamento dei moduli dal vento [18]. Il calcolo viene eseguito per gli array FV montati su un telaio aperto con inclinazione di 30° rivolto a sud (per ulteriori spiegazioni sui presupposti tecnologici vedere la sezione 2.2.2).

L'output del modello PVGIS viene convertito in produzione di energia per paese, zona di offerta, NUTS1 e NUTS2 tenendo conto della capacità installata alla fine del 2015.

Infine, il set di dati è calibrato con la produzione effettiva nel 2015 fornita dal TSO nazionale in 28 Stati membri e nei paesi limitrofi.

2.2.2 Ipotesi sulla distribuzione dei parchi solari

Idealmente, per convertire la radiazione in produzione fotovoltaica sarebbe necessario disporre di informazioni tecniche sul parco fotovoltaico esistente come orientamento dei moduli, tecnologia utilizzata, curve di potenza, perdita di rendimento e ubicazione di ciascun parco, ecc. Esistono database registrazione di informazioni simili per i portafogli fotovoltaici; tuttavia, per quanto a conoscenza degli autori, non esiste un database completo che registri tali informazioni su tutti i moduli fotovoltaici in Europa.

Per questo motivo è stato necessario fare delle ipotesi sui principali fattori che influenzano le incertezze della produzione fotovoltaica totale di origine meteorologica in un paese o in una regione: (1) l'orientamento e l'inclinazione e (2) la tecnologia dei moduli fotovoltaici; (3) la distribuzione del parco fotovoltaico, in modo omogeneo o eterogeneo, sull'area e (4) l'ubicazione del parco fotovoltaico installato.

Per una prima approssimazione per generare le serie temporali di produzione fotovoltaica, tra i quattro fattori citati, qui si presuppone innanzitutto, per la flotta fotovoltaica in Europa, un montaggio su rack aperto con inclinazione di 30° rivolto a sud. Parallelamente a questo lavoro, viene valutato l'impatto della distribuzione spaziale dei moduli fotovoltaici e l'idoneità all'uso del sito sulla produzione solare totale a diversi livelli di aggregazione [21]. Per questo, il modello PVGIS ha prodotto due tipi di set di dati del potenziale FV orario per il 2015 (dato dalla massima produzione di energia solare (wattora) per ogni kilowatt di capacità installata mediata su una regione) basati su diverse ipotesi di utilizzo del territorio:

- Presupposto 1): tutti i tipi di classi di terreno sono utilizzati come potenziali siti per il installazione di pannelli solari.
- Ipotesi 2): Sono escluse dall'installazione di pannelli solari alcune aree geografiche quali miniere, discariche e cantieri edili, aree vegetate artificiali non agricole, foreste, ghiacciai e nevi perenni, zone umide e corpi idrici ed eventuali aree protette Natura 2000. Tutte le restanti aree sono definite come potenziali siti per l'installazione di pannelli solari. Tali aree disponibili vengono unite creando una maschera di esclusione implementata nel modello PVGIS.

Per costruire la maschera di esclusione, vengono utilizzati diversi database sull'uso del suolo e unità amministrative territoriali: Nomenclatura delle unità territoriali per la statistica versione NUTS 2013, CORINE Land Cover (CLC) 2006 e versione 2015 degli strati geografici Natura 2000 forniti da Eurostat [22], Copernicus [23] e rispettivamente l'Agenzia europea dell'ambiente [24].

Si noti che la selezione delle aree escludibili rappresenta un approccio piuttosto conservativo poiché le aree Natura 2000 o le aree vegetate artificiali e non agricole potrebbero essere consentite per l'installazione di pannelli solari fotovoltaici in diverse circostanze, valutando la concorrenza nell'uso del territorio con altri usi [25]. Tuttavia, lo scopo di questa analisi di sensibilità è quello di indagare la differenza massima sulla generazione totale tra due ipotesi estreme. In questo modo è possibile catturare l'intera gamma di sensibilità della distribuzione spaziale e dei potenziali siti nella generazione solare.

Tuttavia, vale anche la pena ricordare che la radiazione solare mostra una variabilità stocastica spaziale e temporale relativamente piccola rispetto, ad esempio, a quella della velocità del vento.

2.3 Serie temporali orarie di produzione fotovoltaica per 30 anni a diversi livelli di aggregazione

2.3.1 Capacità installata fotovoltaica, serie storiche e statistiche del TSO

L'output del modello PVGIS (ovvero le serie temporali orarie del potenziale tecnico fornite da W per ogni kW di capacità installata) viene convertito in generazione considerando la capacità installata al 31 dicembre 2015 per paese, zona di offerta, NUTS 1 e NUTS 2 regioni.

Generazione effettiva del fotovoltaico: la fonte principale per le serie temporali orarie dei TSO è la piattaforma di trasparenza fornita dalla Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione di energia elettrica [26] in accordo con il regolamento 543/2013 [27]. Questo database è stato consultato l'ultima volta nel febbraio 2017: nel caso in cui i dati non fossero disponibili sulla piattaforma di trasparenza ENTSO-E (ad esempio, Croazia o zone di offerta italiane) o contenessero una quantità significativa di valori mancanti (ad esempio, Regno Unito, Repubblica d'Irlanda, Cipro). , come fonte si preferiscono i dati del corrispondente TSO. Indipendentemente da ciò, per Bulgaria, Lussemburgo, Slovenia e Slovacchia i dati non erano disponibili (**tabella 1**).

Per verificare il livello di accuratezza delle serie temporali orarie nazionali e della REGST-E, la generazione totale annua (ovvero la somma di tutte le ore nel 2015) viene confrontata con la generazione annuale riportata nella scheda statistica annuale della stessa fonte. Si osserva che per la maggior parte dei paesi vi sono discrepanze tra la produzione annua totale dichiarata e la somma dei valori orari riportati.

Le serie temporali ENTSO-E includono ore che non vengono registrate mentre la produzione annuale totale avrebbe potuto essere misurata e rendicontata separatamente. Per la convalida a livello NUTS 1 e NUTS 2, sono state effettuate ricerche statistiche regionali ma, per la maggior parte dei paesi, non erano disponibili né serie temporali né statistiche mensili o annuali per il 2015.

Capacità installata: i dati sulla capacità installata per paese sono raccolti dalla scheda informativa annuale statistica di ENTSGE (**tabella 1**) e la capacità installata per zona di offerta, NUTS1 e NUTS 2 è stata raccolta dal TSO nazionale, ogni volta che le statistiche sono disponibili. Tuttavia, poiché la maggior parte delle capacità solari a livello regionale europeo non sono disponibili, viene scelto un approccio alternativo per proxy delle capacità di distribuzione regionali. Secondo lo studio [28], si assume che la quota di produzione solare per l'ennesimo NUTS2 dipenda dalla dimensione geografica dell'area regionale valutata rispetto al potenziale solare a livello NUTS2, derivato dal modello PVGIS (The la tabella negli allegati mostra le capacità installate risultanti per NUTS 2 considerate). Il fattore di capacità installata calcolato viene quindi corretto con un peso aggiuntivo per garantire che la somma di tutte le quote per paese sia pari a 1 e coerente con la capacità installata nazionale fornita dalla piattaforma ENTSGE.

$$\left(\frac{\left(\frac{\sum_{i=1}^n \text{Capacità}_i^2}{\sum_{i=1}^n \text{Capacità}_i} \right)}{\left(\sum_{i=1}^n \text{Capacità}_i \right)} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (1)$$

Tabella 1. Capacità installata fotovoltaica (MW) al 31 dicembre 2015 e produzione annua (GWh) per Paese

PAESE	Capacità installata al 31/12/2015 (MW)	Generazione netta (relazione annuale) GWh	Generazione netta (serie temporale oraria) GWh
Austria	404	400	820
Belgio	3068	3000	3038
Bulgaria	1041	1400	N / A
Svizzera	756	0	N / A
Cipro	85	0	N / A
Re ceco	2067	2200	2198
Germania	38411	35200	34746
Danimarca	781	600	N / A
Estonia	6	0	N / A
Spagna	6967	8263	4232
Finlandia	11	0	N / A
Francia	6192	7400	7175
Grecia	2444	3665	3583
Croazia	44	0	N / A
Ungheria	29	0	N / A
Irlanda	1	0	N / A
Italia	19100	23900	19673
Lituania	69	100	N / A
Lussemburgo	116	100	N / A
Lettonia	2	0	N / A
Olanda	1429	100	981
Norvegia	14	0	N / A
Polonia	87	0	N / A
Portogallo	429	800	759
Romania	1249	2000	1239
Slovenia	263	200	375
Slovacchia	532	500	N / A
Svezia	104	0	29
Regno Unito	9000	7500	7655

2.3.2 Curva di calibrazione e correzione delle serie temporali di generazione FV

Le serie temporali di generazione FV calcolate vengono corrette con la produzione effettiva fornita dai TSO per l'anno 2015. Prima di tale correzione, le serie temporali orarie effettive del TSO vengono aumentate utilizzando un fattore annuale per corrispondere alla produzione netta dalle statistiche annuali e per evitare le differenze riscontrate (vedi **Tabella 1**).

Quindi, viene ottenuta una curva di calibrazione per ciascun paese e per zona di offerta in cui sono disponibili i dati del TSO per l'anno 2015. La curva di calibrazione (**Figura 2**) è calcolata dalla differenza tra le curve di durata PV del TSO simulate e corrette (denominate come delta nella **Figura 2**). Questa figura mostra le curve di calibrazione per alcuni dei paesi in cui sono disponibili i dati TSO. La tabella seguente indica la differenza in percentuale della distribuzione del delta (rispetto alla capacità installata di ciascun paese) da confrontare tra le differenze dei paesi. Viene mostrato come i percentili principali (minimo, 25 percentile, 50 percentile, media, 75 percentile e massimo). Nella tabella, le differenze estreme (minima e massima) possono essere correlate alle differenze dei picchi di energia solare tra le simulazioni e i dati TSO.

Dalla figura e dalla **Tabella 2** si osserva che la differenza tra le simulazioni varia tra -2% e 5% dal minimo al 75 percentile. La differenza tra i paesi è più variabile quando viene raggiunta la produzione massima. Alla massima generazione, cioè, l'energia solare raggiunge il picco nel corso del 2015; La Germania presenta la differenza massima (20%), correlata alla più alta capacità installata di questo Paese. Francia e Austria hanno una differenza del 17% mentre la differenza più bassa è in Portogallo.

Tabella 2. Statistiche descrittive del delta per i paesi selezionati

Delta (%)	AT	BE	CZ		DE	ES	FR	ESSE	PT	Regno Unito
MINIMO	-1,7	-0,3	-0,5	-0,18	-4,18	-1,8			-0,1	-7 -1,2
25:50	-1		0	0	0	-1,95	-0,5		0-5	0
	0		0	0	0	0	-0,35		0-0,5	0
Significare	0,2	0,65		0,4	2	-0,92	1		2,1-2,4	1,6
75p	00	39		0,4	3,9	0	1,6		5,1	04,4
MASSIMO	16,2		8,4	6,9	20,62	4,3	17,1	4,5		011,8
capacità installata (MW)	715	2904	2067	39332	4664	6192	19100	429	9000	

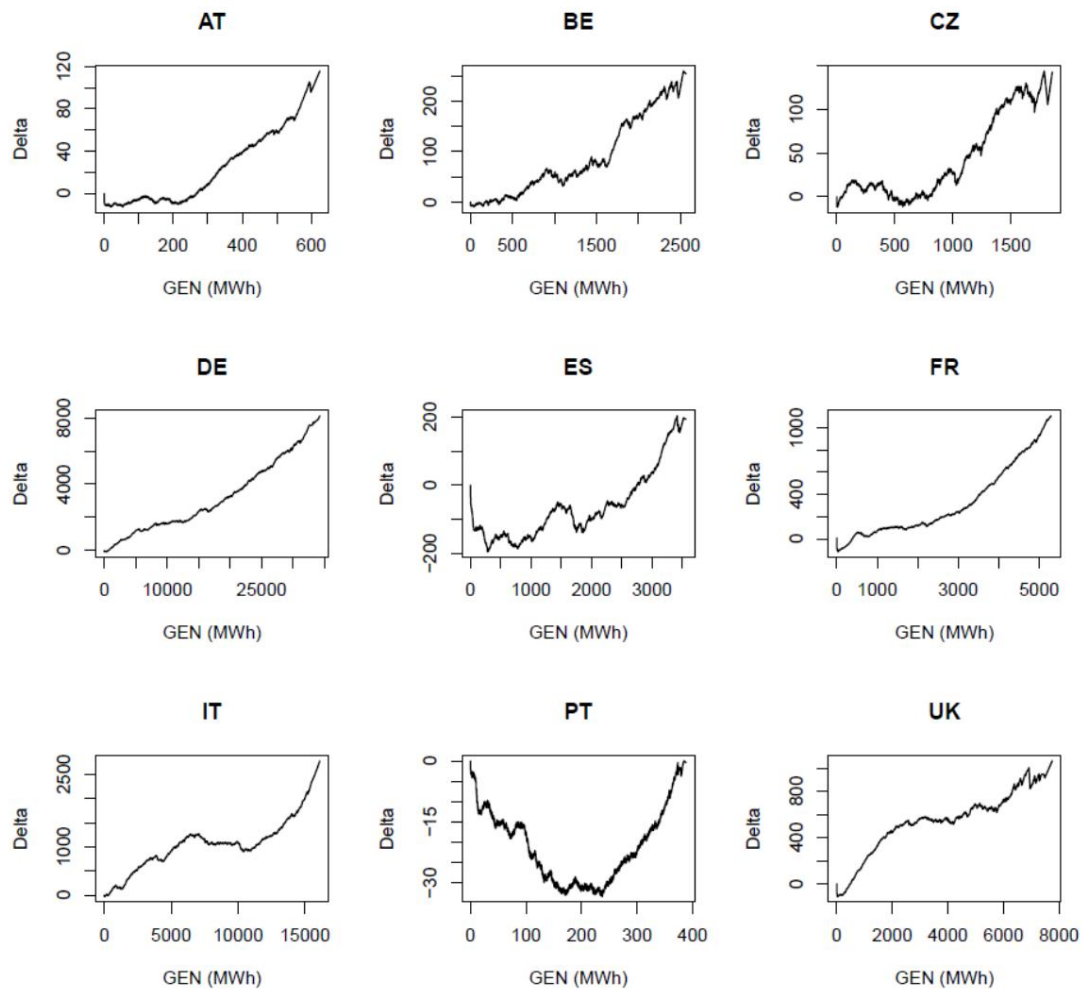
Il delta ottenuto nella maggior parte dei casi è positivo (tranne in Portogallo, ma la differenza tra le simulazioni e i dati TSO è molto piccola, fino al 2%), indicando una sovrastima dei dati TSO. Le curve di calibrazione mostrano pendenze positive suggerendo che la sovrastima è proporzionale alla produzione di energia e fornendo approssimativamente una distorsione sistematica lineare.

Questo modello di sovrastima potrebbe essere dovuto alle incertezze accumulate nel processo teorico di conversione della radiazione in generazione e alle ipotesi idealizzate considerate. Piccole distorsioni nell'estrazione e nella ricostruzione dei dati satellitari, nel calcolo della radiazione diffusa su un piano inclinato, nelle ipotesi fatte sulla tecnologia, sull'orientamento dei moduli, sulla distribuzione spaziale e sulle posizioni esistenti e nelle serie temporali stesse hanno contribuito a la sovrastima accumulata nelle serie temporali.

Per ridurre la cascata di incertezze, il lavoro in corso e futuro è dedicato all'analisi della produzione fotovoltaica sotto diverse ipotesi. Ad esempio, analizzando l'impatto della disponibilità di uso del suolo sul potenziale fotovoltaico aggregato nelle aree di mercato (Moustafelou et al. 2017), o valutando la differenza tra la generazione fotovoltaica presupponendo un orientamento est-ovest dell'orientamento del modulo fotovoltaico.

Per i paesi in cui i dati TSO non sono disponibili, le curve di calibrazione utilizzate per la correzione corrispondono a un paese con latitudine simile, normalizzata rispetto alla capacità installata di ciascun paese. Cioè, la curva di calibrazione dell'Austria viene applicata a Svizzera, Ungheria e Slovacchia; la curva dal Regno Unito all'Irlanda, ai paesi nordici; Estonia, Lettonia, Lituania e Polonia; L'Italia alla Croazia e il Belgio al Lussemburgo. Nelle zone di offerta, ai livelli NUTS1 e NUTS 2, la correzione viene applicata utilizzando la curva di calibrazione corrispondente al paese del livello di aggregazione. Infine, la curva di calibrazione viene utilizzata per correggere i 30 anni della serie temporale.

Figura 2. Curve di calibrazione utilizzate per correggere qualsiasi distorsione sistematica delle serie temporali di generazione fotovoltaica con i dati TSO



3 Risultati e discussioni

I risultati delle serie temporali corrette della produzione fotovoltaica per il 2015 vengono confrontati con la produzione effettiva fornita dai dati del TSO. La convalida viene innanzitutto valutata statisticamente per paese. Quindi, la robustezza e la qualità dei risultati vengono quantificate utilizzando parametri statistici ed energetici come le curve di durata del fotovoltaico, i picchi di potenza, i tassi di rampa e i fattori di capacità, a livello di paese, zona di offerta, livelli di aggregazione NUTS 1 e NUTS 2, cruciali per la stima delle esigenze di flessibilità e delle capacità di stoccaggio.

3.1 Indicatori statistici

La qualità dell'accordo tra le serie temporali di generazione FV corrette derivate dal PVGIS e i dati TSO è mostrata nella **Figura 3** sotto forma di diagramma di Taylor [29], per i paesi con dati TSO disponibili. Tali diagrammi valutano comparativamente i dati modellati e osservati utilizzando il coefficiente di correlazione di Pearson campione (r), l'errore quadratico medio (RMSE) e la deviazione standard (SD), fornendo un riepilogo statistico conciso di quanto bene i modelli si abbinano tra loro.

Il coefficiente di correlazione di Pearson del campione (equazione 1) valuta la coerenza interna del set di dati modellato e per valutare la significatività statistica, viene applicata la t di Student. La significatività misurata dal valore p indica la probabilità di ottenere un risultato uguale o più estremo di quanto effettivamente osservato ed è considerata statisticamente significativa quando $p < 0,05$. In tutti i casi i set di dati seguono una distribuzione t di Student sotto l'ipotesi nulla.

L'RMSE (equazione 2) e la differenza tra le deviazioni standard modellate e TSO (equazione 3) misurano l'accuratezza delle simulazioni. Valori elevati di RMSE indicano un elevato livello di discrepanza non sistematica (cioè casuale) tra le simulazioni e i dati TSO.

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{\hat{y}})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{\hat{y}})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (1)$$

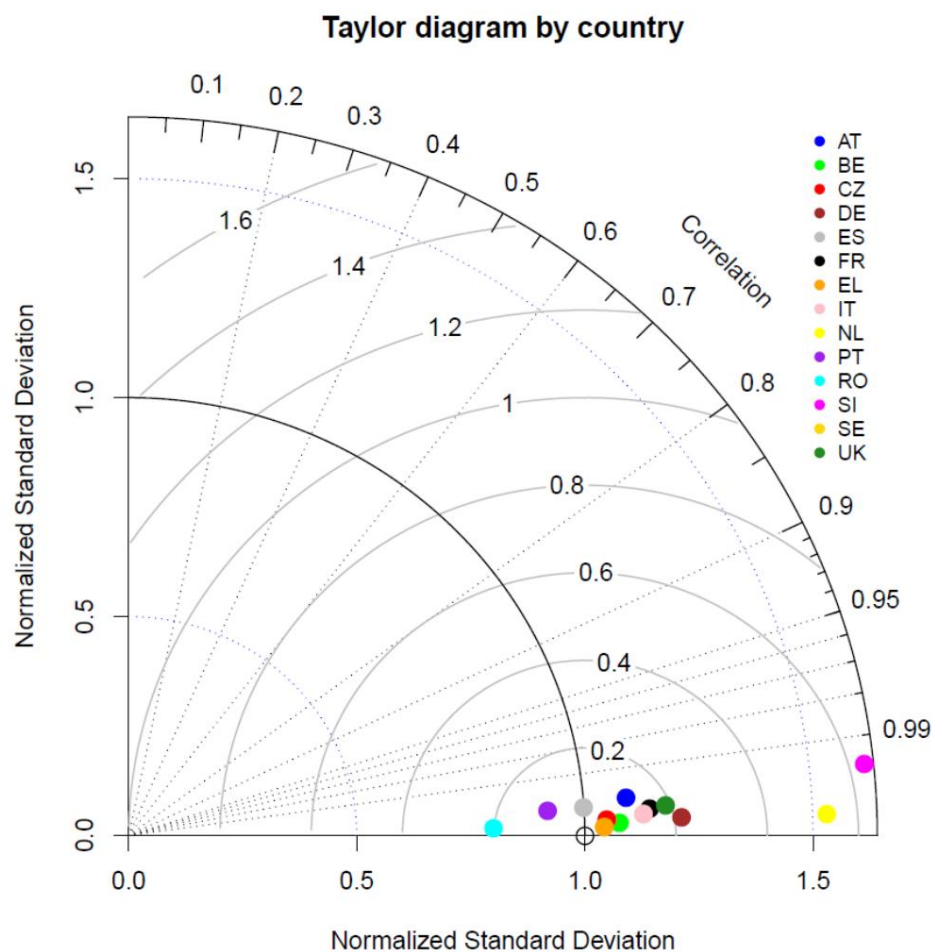
$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - y_i)^2}{N}} \quad (2)$$

$$SD = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{\hat{y}})^2}{n-1}} \quad (3)$$

Gli indicatori statistici mostrano che le correlazioni dei modelli delle simulazioni con i dati TSO sono superiori a 0,99 per tutti i paesi analizzati. Gli errori RMS centrati tra i dati simulati e quelli TSO arrivano fino a 0,2 per tutti i paesi ad eccezione di Paesi Bassi e Slovenia che sono rispettivamente 0,5 e 0,6. Le deviazioni standard dei modelli simulati sono proporzionali alla distanza radiale dall'origine. La maggior parte dei paesi sono caratterizzati da deviazioni standard comprese tra 1 e 1,2 ad eccezione di Paesi Bassi e Slovenia che sono circa 1,5 e Romania e Portogallo si aggirano intorno a 0,8. In sintesi, i meriti relativi del modello mostrano che tutti i paesi concordano bene con i dati TSO più vicini al punto di riferimento sull'asse x con correlazioni elevate e bassi errori RMS. Romania e Portogallo presentano una minore variabilità spaziale, mentre Slovenia e

I Paesi Bassi hanno troppa variabilità spaziale rispetto ai dati TSO. Il caso della Spagna mostra la migliore variabilità con la stessa deviazione standard dei dati TSO, basso RMSE e alte correlazioni.

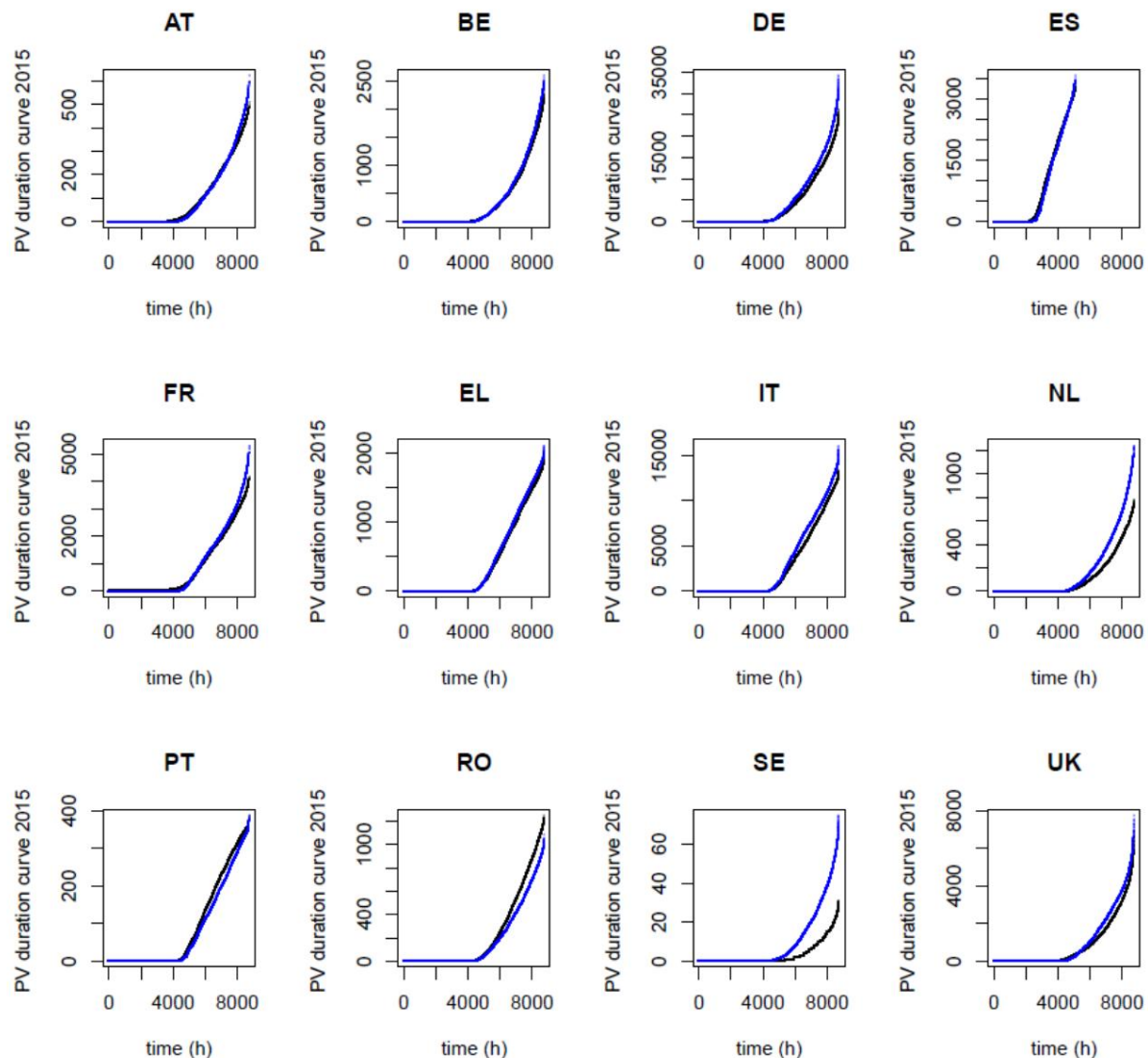
Figura 3. Diagramma di Taylor per i paesi con dati TSO disponibili.



3.2 Curve di durata

Le curve di durata dell'energia FV per le simulazioni e i dati TSO sono mostrati nella **Figura 4**. È dimostrato che per tutti i paesi con dati TSO disponibili, le simulazioni seguono uno schema simile dei dati TSO. Valutando gli estremi delle curve si osserva che le simulazioni riproducono valori più elevati rispetto ai dati TSO nella maggior parte dei paesi precedentemente menzionati e tengono conto delle incongruenze delle stesse serie temporali orarie di generazione effettiva. In questa fase, si osserva che le serie temporali selezionate da ENTSO-E per il caso della Svezia vengono omesse e il paese viene corretto con la curva di calibrazione di un altro paese.

Figura 4. Curve di durata del fotovoltaico per i paesi con dati disponibili sul TSO. Il colore blu rappresenta la generazione derivata da PVGIS e il colore nero i dati TSO.



3.3 Serie temporali e tassi di rampa

Le prestazioni statistiche complessive mostrano buoni risultati, il che significa che le simulazioni sono in grado di riprodurre la produzione di energia fotovoltaica con errori simili. Il confronto diretto tra le serie temporali modellate e quelle del TSO può fornire ulteriori informazioni utili sull'idoneità di EMHIREs nel riprodurre i dati reali. Ad esempio, la **Figura 5**, la **Figura 6** e la **Figura 7** mostrano le serie temporali di produzione di energia fotovoltaica per i set di dati derivati da PVGIS, corretti da PVGIS e TSO per Belgio, Germania e Regno Unito.

Al fine di valutare la qualità delle serie temporali corrette per il FV nel catturare l'improvviso aumento o diminuzione della potenza caratterizzata da ampie differenze positive o negative ora per ora, vengono analizzate le serie dei valori di rampa in termini assoluti dei set di dati modellati e TSO. Il TSO e le serie temporali corrette sono normalizzati con la capacità installata di ciascun paese e mostrati nella **Figura 8**. Le deviazioni standard sono rappresentate dalle barre e i valori estremi sono rappresentati con le linee nere (barre di errore) sopra le barre. Si osserva che, laddove sono disponibili i dati TSO, sia la deviazione standard modellata che i valori estremi sono simili ai valori TSO.

Figura 5. Serie temporali orarie di produzione di energia derivate da PVGIS (blu), corrette PVGIS (rosso) e TSO (nero) per il Belgio 2015

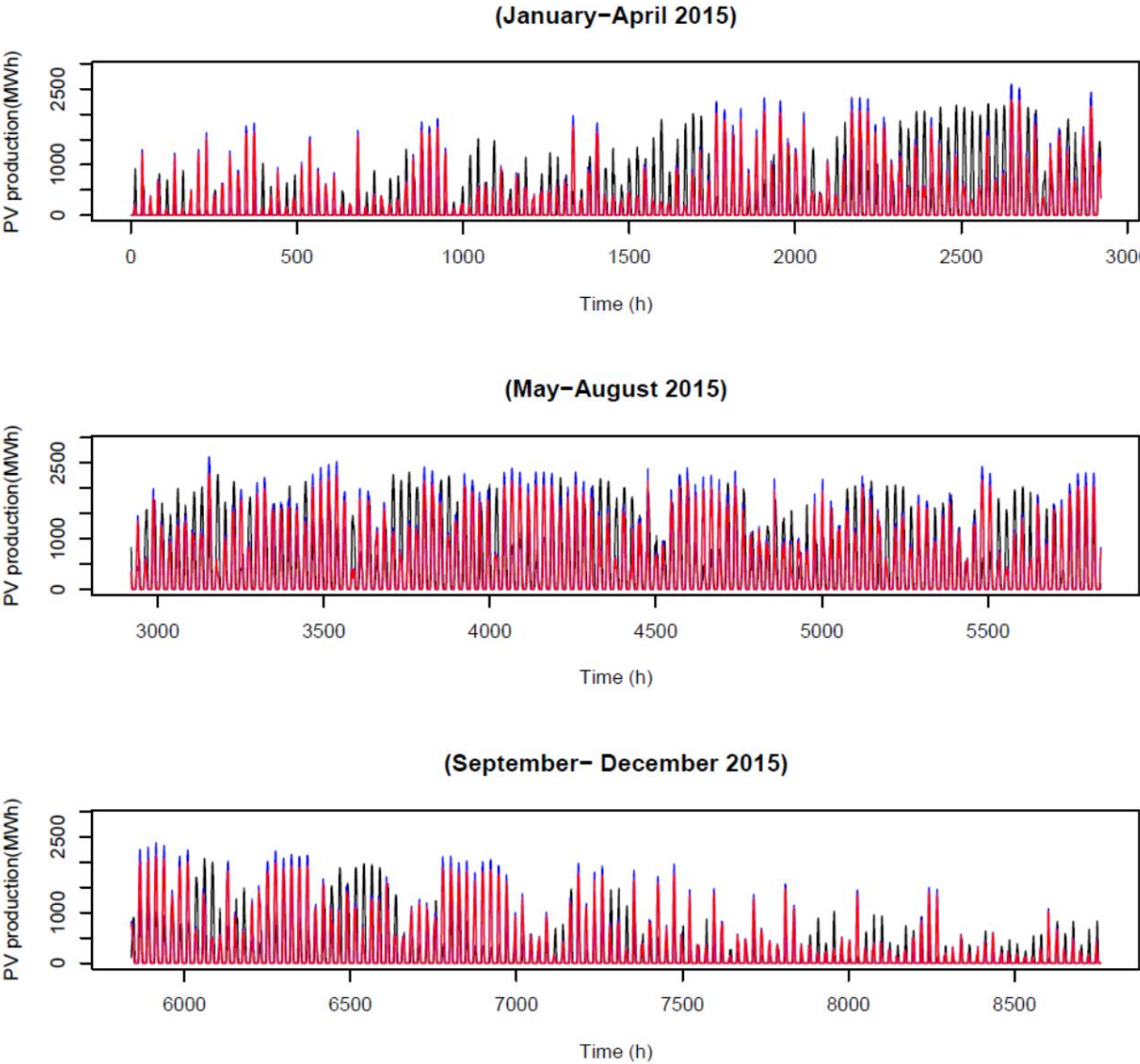


Figura 6. Serie temporali orarie di generazione di energia derivate da PVGIS (blu), corrette PVGIS (rosso) e TSO (nero) per la Germania 2015

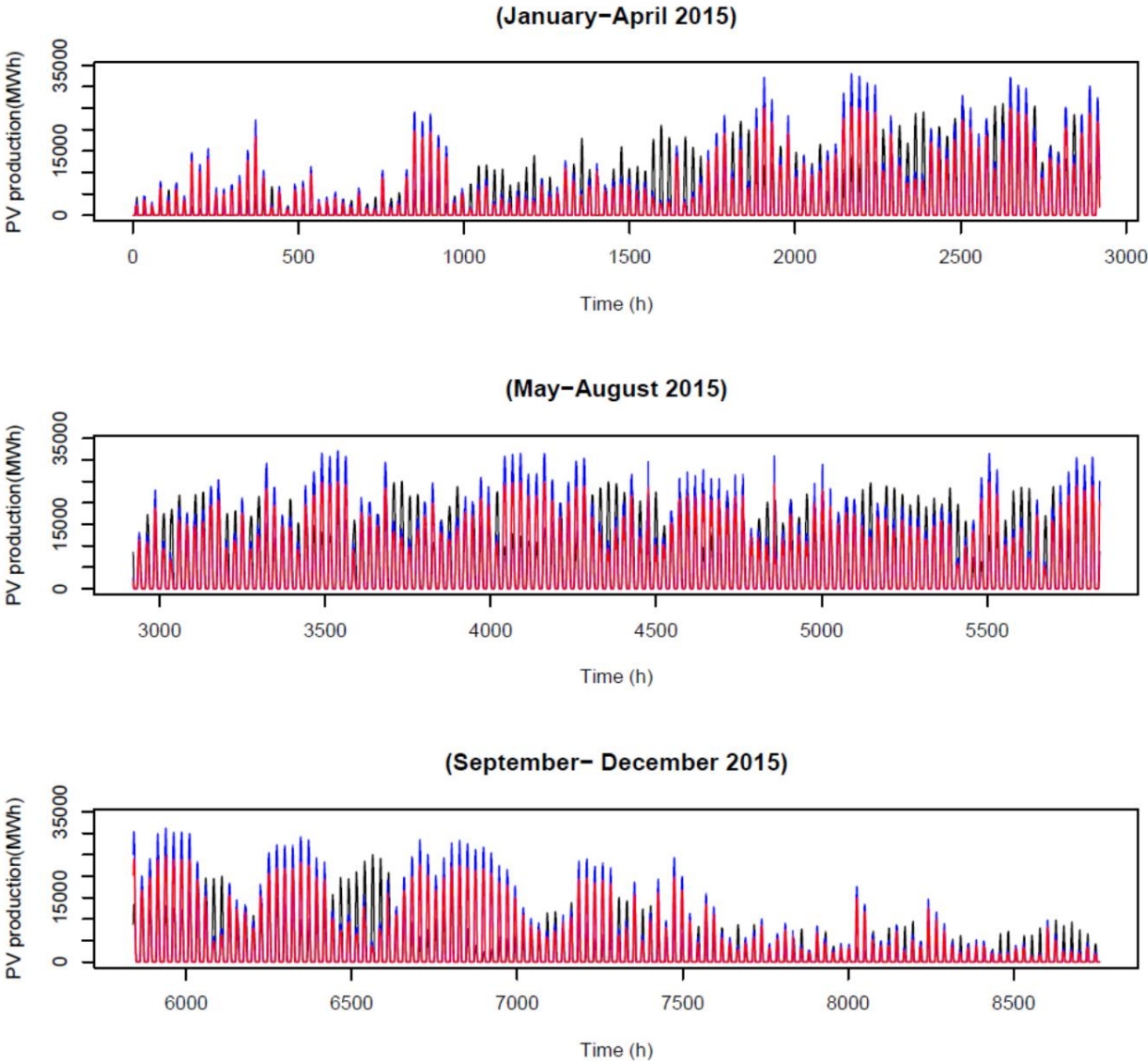


Figura 7. Serie temporali orarie di generazione di energia derivate da PVGIS (blu), corrette PVGIS (rosso) e TSO (nero) per il Regno Unito 2015

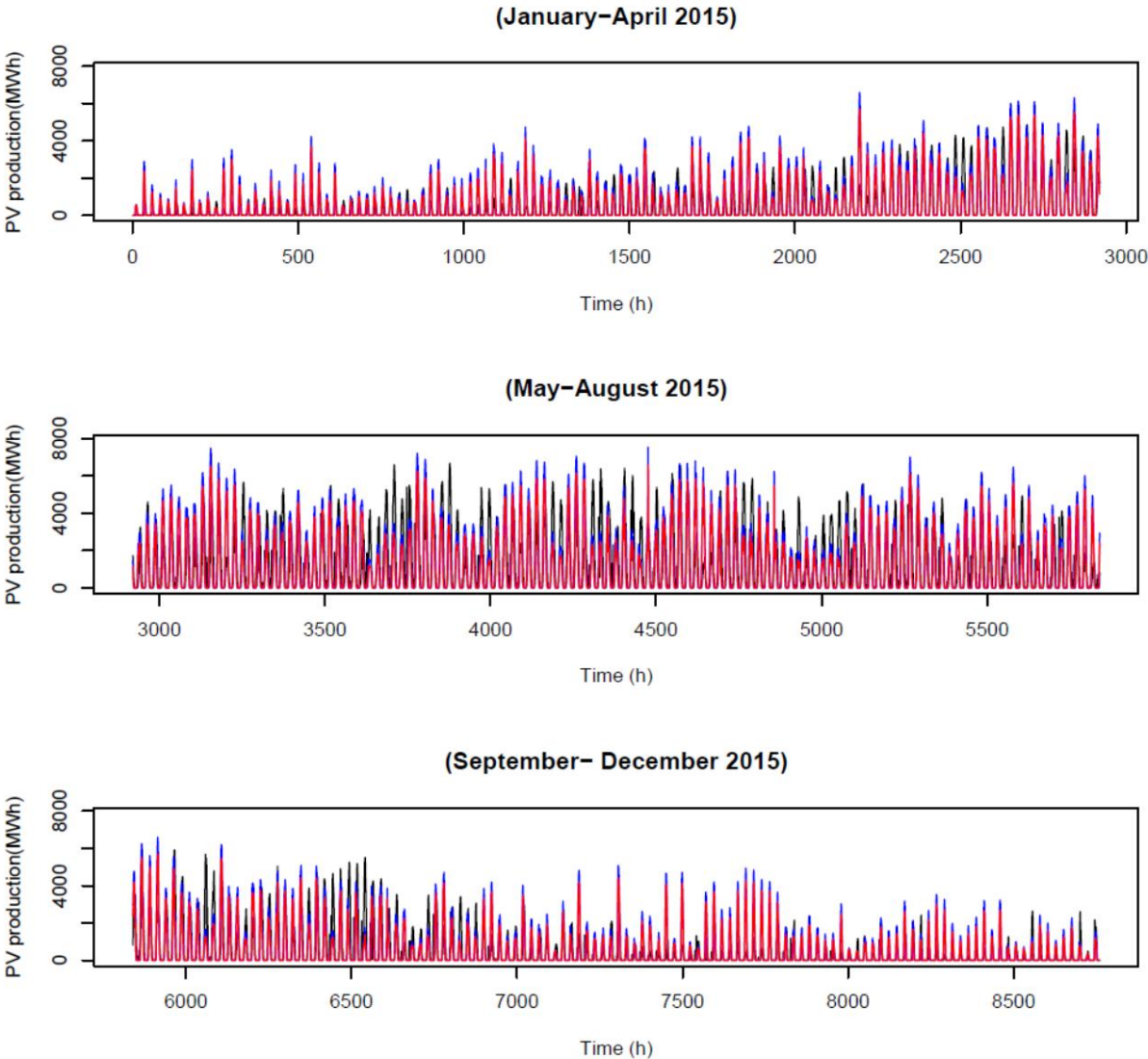
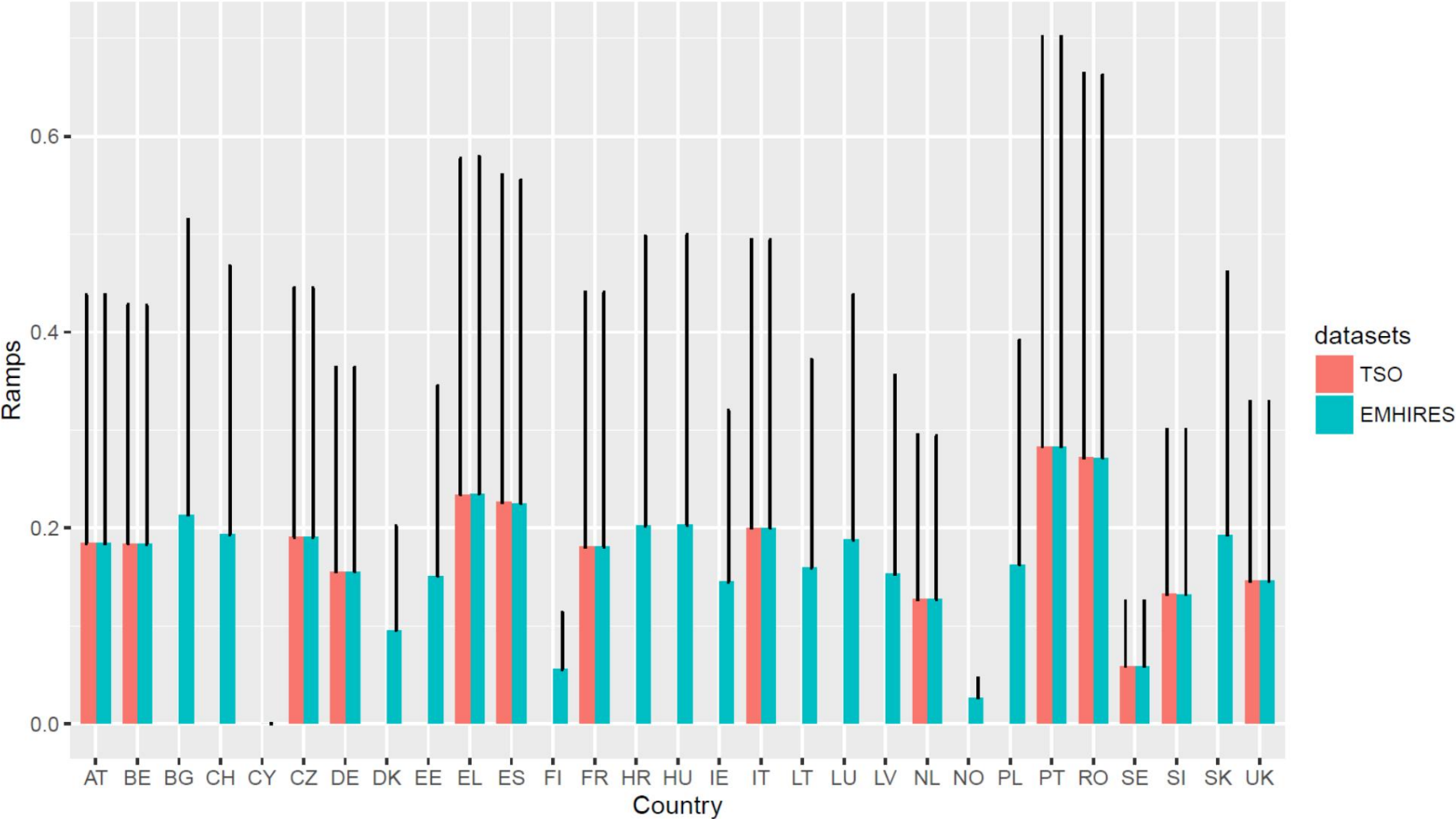


Figura 8. Deviazione standard assoluta ed estremi delle serie temporali orarie normalizzate per i set di dati TSO ed EMHIRES (corretti con PVGIS) per tutti i paesi con dati TSO disponibili



3.4 Fattori di capacità e statistiche regionali

Un ulteriore confronto tra il set di dati EMHIRES e le serie temporali del TSO viene effettuato calcolando i fattori di capacità; ovvero il rapporto tra la somma dell'energia prodotta (GWh) e la massima generazione possibile (capacità installata (GW)*8760) per Paese.

Si precisa che la generazione è stata calcolata tenendo conto della capacità installata al 31 di dicembre 2015 e poi, è stato corretto con la curva di calibrazione (compresa la generazione nel corso del 2015). Tuttavia, per questo confronto, la capacità installata considerata è la capacità media al 31 dicembre 2014 e 2015. La **Tabella 3**

Tabella 3. Capacità installata al 31 dicembre 2014 e 2015 e percentuale di aumento nel corso del 2015. include l'aumento della capacità installata nel corso del 2015, mostrando che per diversi paesi la crescita della quota è significativa, ad esempio per Regno Unito e Paesi Bassi e pertanto è stata considerata la distribuzione nel corso dell'anno.

La **tabella 4** illustra i fattori di capacità media e massima per l'output diretto del modello PVGIS, dei dati TSO e del set di dati EMHIRES, calcolati con la capacità installata media del 2015. Per i paesi in cui le serie temporali orarie non sono disponibili, i fattori di capacità hanno stato calcolato sulla base della produzione annua totale.

Ancora una volta, i fattori di capacità del TSO per alcuni paesi mostrano valori molto bassi o estremi (come il caso di Svezia, Slovenia e Paesi Bassi, nella tabella colorata in rosso) facendo sospettare incongruenze nelle serie temporali del TSO.

In generale, si osserva che i valori medi sono molto simili tra i set di dati ma l'output del modello PVGIS tende a sovrastimare i fattori di capacità massima. Le serie temporali corrette con i dati TSO (EMHIRES) – sia con la produzione annuale che con le serie orarie – mostrano che i fattori di capacità media e massima sono più vicini ai dati TSO.

La **Figura 9** mostra i boxplot per i fattori di capacità oraria per paese per un periodo di 30 anni e la

Figura 10 mostra i fattori di capacità fotovoltaica medi per ciascun NUTS 2 classificati per paesi.

Sebbene nel confronto tra i dati EMHIRES e TSO

i risultati fossero altamente correlati, sarebbe necessario validare i dati su scala regionale con serie temporali orarie effettive. Pertanto, la convalida da parte della regione NUTS 2 continuerà una volta che i dati saranno rilasciati dal TSO nazionale.

Tabella 3. Capacità installata al 31 dicembre 2014 e 2015 e percentuale di incremento nel corso del 2015.

PAESE	Capacità installata (MW) a partire dal		% è aumentato
	31/12/2014	31/12/2015	
Austria	324	404	20
Belgio	2986	2904	3
Bulgaria	1039	1041	0
Svizzera	437	756	42
Cipro	N / A	85	N / A
Re ceco	2061	2067	0
Germania	37981	39332	1
Danimarca	606	781	22
Estonia	N / A	6	N / A
Spagna	6902	6967	1
Finlandia	N / A	11	N / A
Francia	5292	6192	15
Grecia	2436	2444	0
Croazia	30	44	32
Ungheria	6	29	79
Irlanda	N / A	1	N / A
Italia	18620	19100	3
Lituania	69	69	0
Lussemburgo	109	116	6
Lettonia	N / A	2	N / A
Olanda	1000	1429	30
Norvegia	N / A	14	N / A
Polonia	23	87	74
Portogallo	396	429	8
Romania	1162	1249	7
Slovenia	260	263	1
Slovacchia	531	532	0
Svezia	79	104	24
Regno Unito*	5400	9000	40

* Nel Regno Unito il principale aumento della capacità installata si è verificato nel primo trimestre dell'anno.

Tabella 4. Fattori di capacità per ciascun paese forniti dai dati diretti di PVGIS, EMHIRES e TSO per il 2015.

Paese	Avv. TSO	Massimo. TSO	Avv. EMHIRES	Massimo. EMHIRES	Avv. PVGIS	Massimo. PVGIS
A	13.08	71.18	13.04	71.18	13.36	87.39
ESBIRE	11.59	78.33	11.78	79,65	12.44	88,40
BG	15.38	N / A	14.30	87,40	15.38	87.44
CH	N / A	N / A	13.69	72,90	14.01	86.37
CZ	12.14	82.82	12.12	82.82	12.55	89,75
DE	10.21	66.47	10.21	66.47	12.34	87.09
Non so	10.03	N / A	10.43	79.01	28.11	87,75
EE	N / A	N / A	8.86	75.14	10.58	85,78
ES	17.81	72.27	17.51	74.32	16.64	78,69
FI	N / A	N / A	6.77	57.67	8.4	69.14
FR	14.35	67.57	13.37	68.06	14.60	85,93
EL	16.84	84.84	16.89	86.37	17.97	86.41
EUROPE	N / A	N / A	13.08	73.08	15.28	87.62
HU	N / A	N / A	14.07	72,59	14.32	87.07
IOE	N / A	N / A	9.02	76.20	10.72	87.15
ESSO	14.29	69,80	14.28	70.01	16.47	84.33
LT	N / A	N / A	9,70	73.46	11.41	84.54
LU	N / A	N / A	11.36	81.12	12.22	90.14
LV	N / A	N / A	9.29	74.63	11.00	86.43
Paesi Bassi	9.52	54.72	11.24	79,90	12.09	87.07
NO	N / A	N / A	5.16	48.41	6.86	60.20
PL	N / A	N / A	10.85	76.13	12.55	86,73
P.T	21.26	90,54	21.25	90,54	18.84	90,45
RO	12.17	99,95	14.25	71.23	14.56	86,50
SI	16.46	56.14	12.25	73,56	14.45	88.10
SK	10.75	N / A	10.7	85.46	13.4	85,97
SE	3.15	29.81	7.5	60.86	9.21	71.72
UK	9.51	74.36	9.48	74.36	11.17	86.16

Figura 9. Boxplot dei fattori di capacità per paese per il periodo di 30 anni (1986-2015)

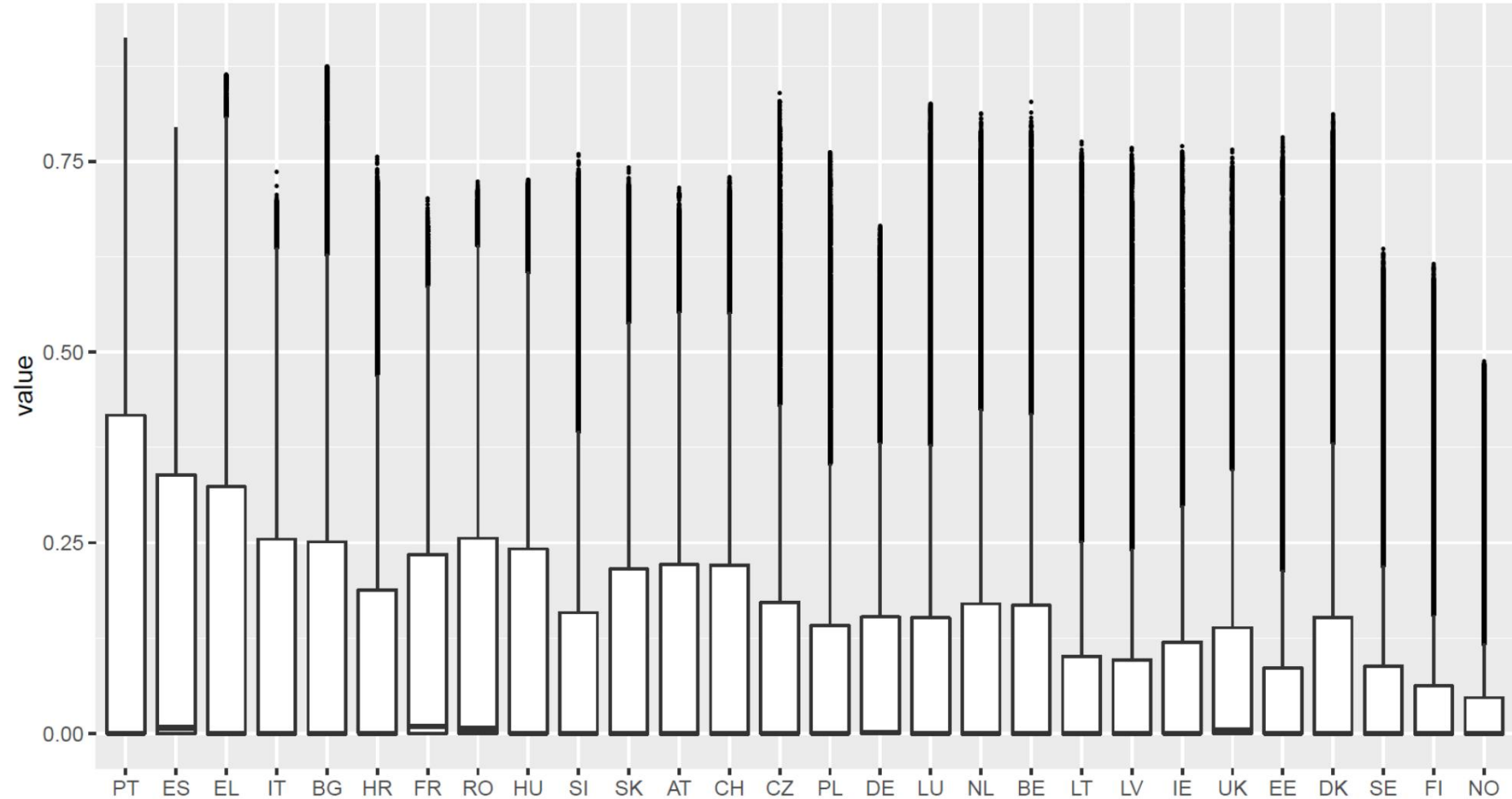
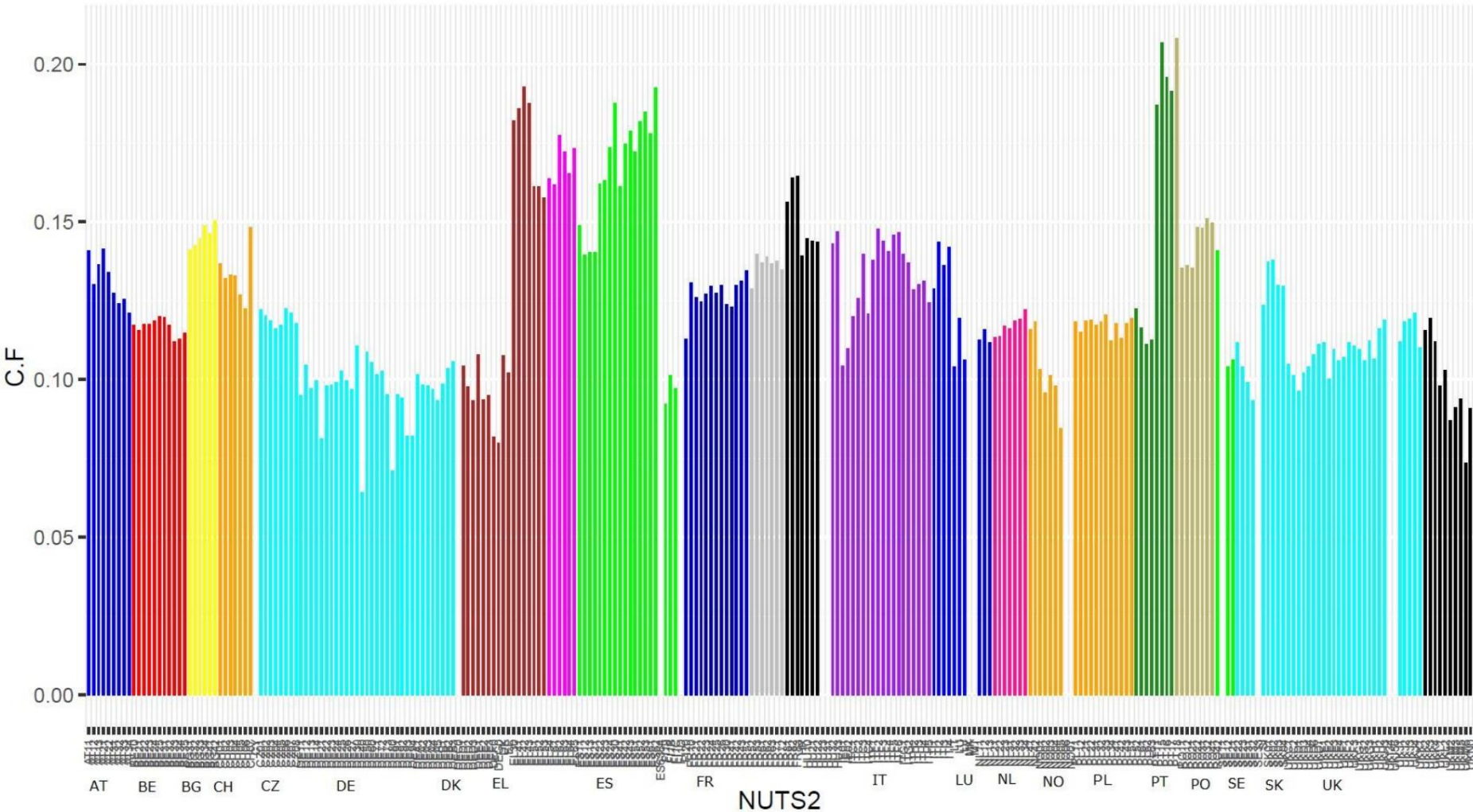


Figura 10. Esempio dei fattori di capacità FV medi del periodo 1986-2015 per ciascun NUTS-2 classificato per paese.



3.5 Descrizione dei file generati e piattaforma utilizzata

La prima versione del set di dati EMHIRES rilascia quattro diversi file sulle serie temporali orarie della produzione di energia fotovoltaica nel corso di 30 anni (1986-2015), tenendo conto della capacità installata esistente alla fine del 2015, per ciascun paese, zona di offerta e per NUTS 1. e la regione NUTS 2.

- 30 anni di fattori di capacità di potenza fotovoltaica a livello nazionale.
- 30 anni di fattori di capacità di potenza fotovoltaica nella zona di offerta
- 30 anni di fattori di capacità di potenza fotovoltaica a livello NUTS 1
- 30 anni di fattori di capacità di potenza fotovoltaica a livello NUTS 2

Le serie temporali vengono pubblicate come serie temporali di fattori di capacità oraria, tenendo conto della potenza installata per paese, NUTS1, NUTS2 e zona di offerta incluse negli allegati. La capacità installata (MW) per Paese è stata estratta dalla scheda statistica annuale ENTSO-E; la capacità installata (MW) ai livelli NUTS1, NUTS 2 e NUTS 3 è stata ricavata utilizzando il potenziale teorico di NUTS2 e normalizzata in base alla relazione tra i dati ENTSO-E per paese.

Una descrizione dettagliata dei dati ottenuti sarà effettuata in futuri rapporti e pubblicazioni. Nel presente rapporto, sono state calcolate alcune statistiche di base della produzione di energia fotovoltaica per 30 anni per paese e sono riportate nella **Tabella 5**. Infine, le ultime cifre includono un campione visivo di regioni NUTS 2 selezionate casualmente con la media del ciclo mensile e diurno nel corso dei 30 anni.

Termini di utilizzo:

Questo rapporto descrive la metodologia utilizzata per generare EMHIRES e l'approccio seguito per convalidare i dati rispetto alle serie temporali dei gestori dei sistemi di trasmissione. È stata descritta la cascata di incertezze associata. Pertanto, la responsabilità su come utilizzare, esaminare la qualità dei dati per gli obiettivi dell'utente e trattare i dati disponibili spetta all'utente.

Se si utilizzano i dati EMHIRES nelle pubblicazioni, si prega di ringraziare l'Unità di gestione della conoscenza, Direzione C Energia, trasporti e clima, Centro comune di ricerca, Commissione europea per la diffusione di EMHIRES.

E utilizzare la citazione dell'attuale rapporto Science for Policy del JRC.

Link per scaricare il set di dati:

<https://setis.ec.europa.eu/parent-jrc-activities/jrc-setis-reports/emhires-dataset-part-ii-solar-power-generation>

Tabella 5. Medie EMHIRE-PV, 3° quantile e fattore di capacità massima per un periodo di 30 anni per paese.

Paese medio		Quantile 3d massimo	
A	0,1262	0,2212	0,7153
ESSENE	0,1122	0,1679	0,8275
BG	0,1433	0,2512	0,8740
CH	0,1284	0,2207	0,7290
CZ	0,1170	0,1722	0,8392
DE	0,0978	0,1527	0,6654
Non so	0,1061	0,1523	0,8111
EE	0,0892	0,0856	0,7811
ES	0,1719	0,3390	0,7938
FI	0,0682	0,0622	0,6159
FR	0,1282	0,2347	0,7020
EL	0,1697	0,3234	0,8637
FRANCIA UNICA	0,1271	0,1880	0,7558
HU	0,1389	0,2420	0,7259
CIOE	0,0874	0,1196	0,7705
ESSO	0,1393	0,2548	0,7364
LT	0,0939	0,1009	0,7751
LU	0,1134	0,1516	0,8261
LV	0,0917	0,0967	0,7676
Paese Base	0,1103	0,1700	0,8123
NO	0,0509	0,0471	0,4879
PL	0,1024	0,1415	0,7617
P.T	0,2082	0,4171	0,9111
RO	0,1397	0,2558	0,7229
SI	0,1171	0,1584	0,7590
SK	0,1290	0,2154	0,7426
SE	0,0751	0,0880	0,6347
UK	0,0924	0,1387	0,7649

Figura 11. Media su un periodo di 30 anni dei fattori di capacità mensile in regioni NUTS2 selezionate.

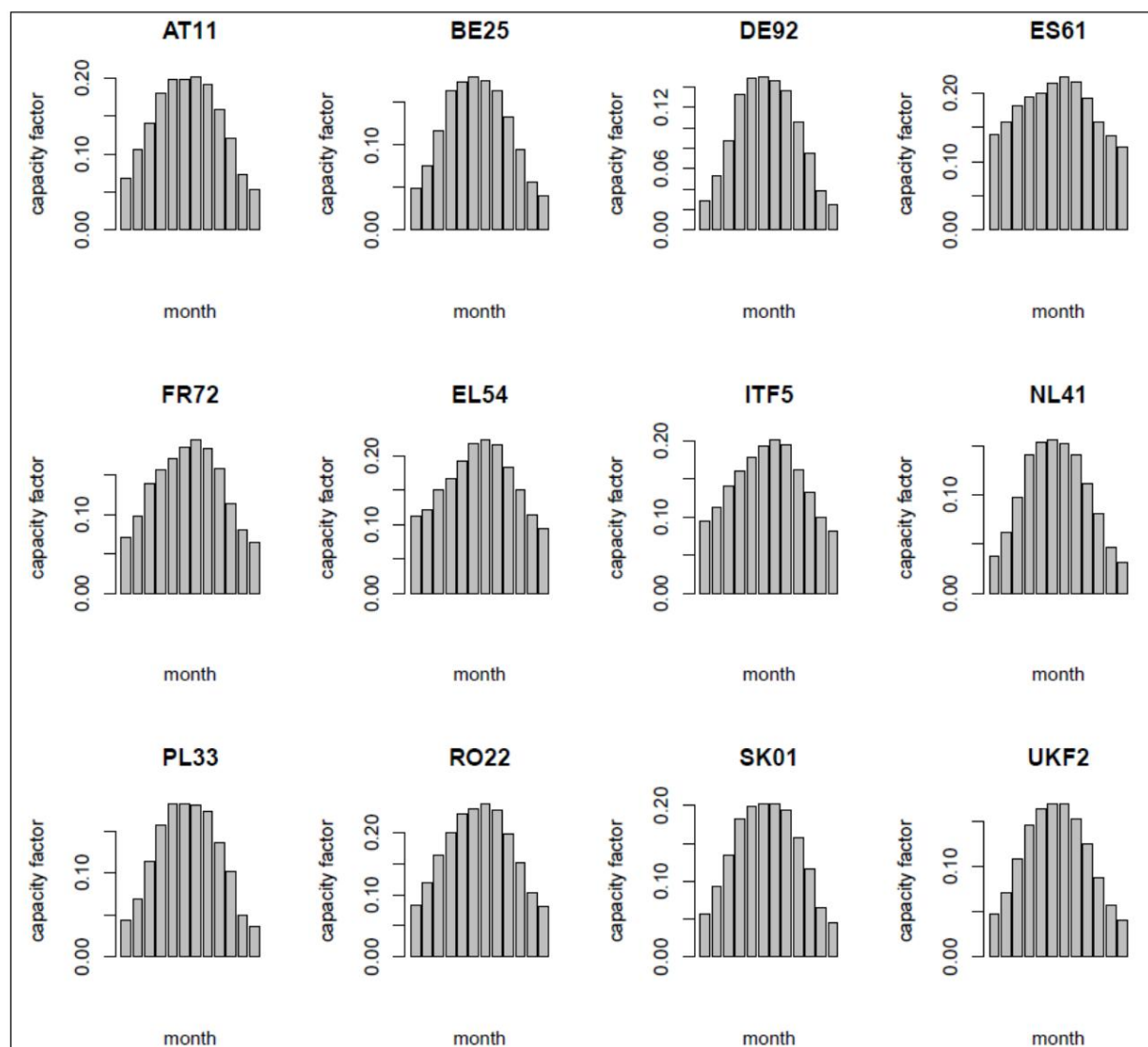
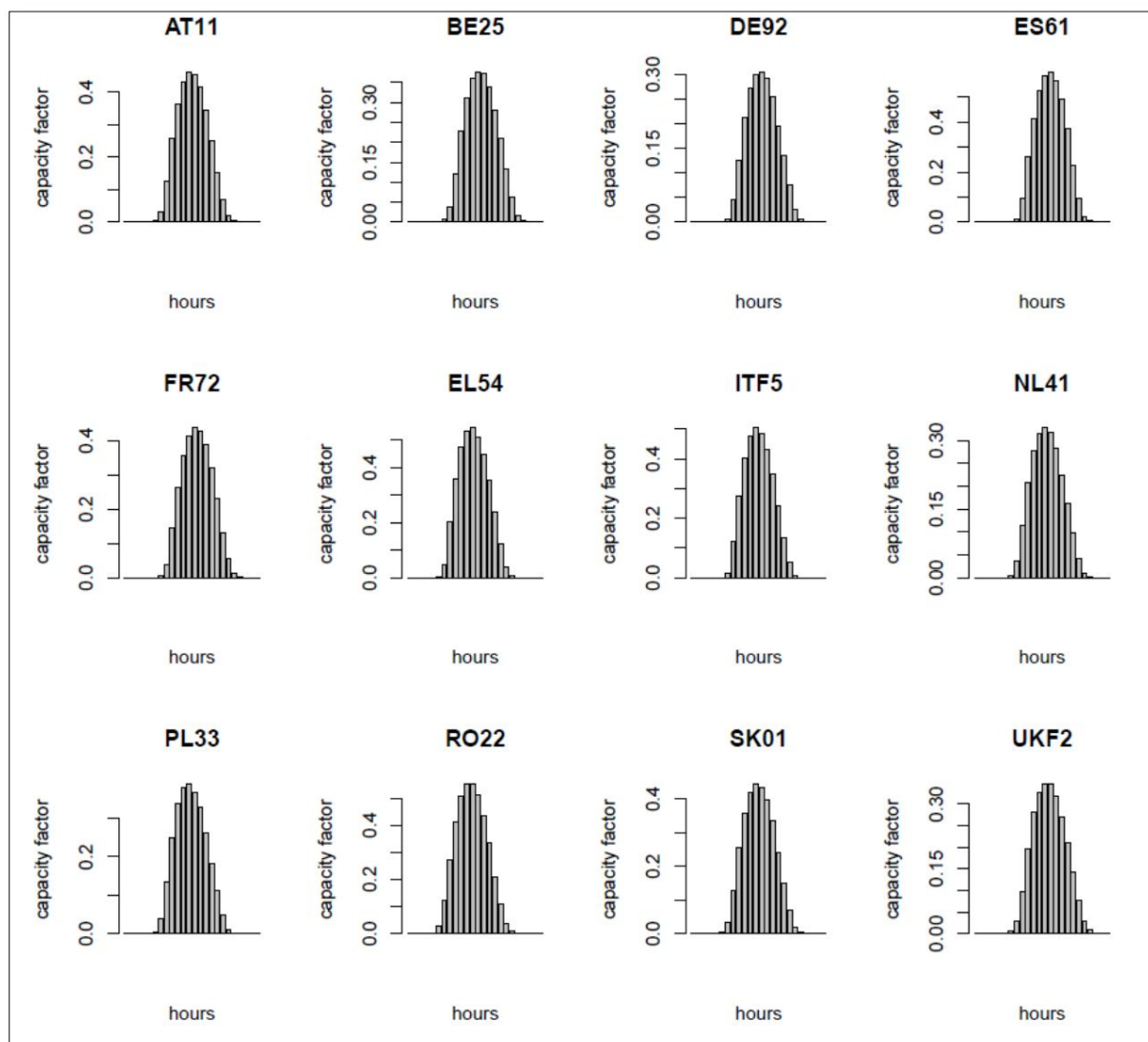


Figura 12. Media su un periodo di 30 anni dei fattori di capacità oraria in regioni NUTS2 selezionate.



4 Conclusioni e ulteriori passi

EMHIRES è il primo set di dati pubblicamente disponibile di serie temporali europee di generazione di energia solare ad alta risoluzione temporale e spaziale derivate da fonti meteorologiche che coprono fino al livello NUTS-2. È stato generato utilizzando il modello PVGIS, un robusto strumento online open source per stimare la produzione di elettricità solare di un sistema fotovoltaico (PV).

La validazione di EMHIRES rispetto alle statistiche dei sistemi elettrici e alle serie temporali pubblicate dai gestori dei sistemi di trasmissione mostra una performance molto buona nei paesi analizzati. EMHIRES è in grado di catturare la variabilità dell'energia solare, la stagionalità e i cicli diurni, nonché i picchi e le rampe.

In generale si registra una leggera sovrastima delle simulazioni a causa delle incertezze accumulate nel processo teorico di conversione della radiazione in generazione.

Cioè l'estrazione e la ricostruzione dei dati satellitari, il calcolo della radiazione diffusa su un piano inclinato, le ipotesi fatte sulla tecnologia, l'orientamento dei moduli, la distribuzione spaziale e le posizioni esistenti e nelle serie temporali stesse. Il limite di EMHIRES (e di conseguenza di altre serie temporali derivate da condizioni meteorologiche) è che non tiene conto degli effetti di riduzione, interruzioni quali manutenzioni e perdite di rete o incidenze sulla rete. Tuttavia, l'utilizzo di EMHIRES per l'analisi dei sistemi energetici aumenterà la precisione delle valutazioni dell'adeguatezza della generazione, degli studi sull'integrazione delle energie rinnovabili e degli studi di mercato per le tecnologie di flessibilità come lo stoccaggio.

Come la parte eolica di EMHIRES, questo è l'unico studio, per quanto a conoscenza degli autori, che cerca di riprodurre serie temporali dell'energia solare sia a livello nazionale che regionale coprendo l'intera Europa con una metodologia omogenea evitando l'uso di fonti artificiali o on-line. fattori di correzione mirati allo scopo. Sebbene sia possibile ottenere valori di correlazione elevati su aree più limitate ed omogenee e/o utilizzando parametri aggiuntivi appositamente studiati da impostare a posteriori attraverso il data Fitting, lo scopo di questo studio è quello di sviluppare una metodologia ab-initio per la simulazione della produzione di *energia* solare e si applicano in modo omogeneo a tutta l'Europa. La metodologia ha fornito risultati che vanno dal buono all'eccellente per tutti i paesi per i quali sono disponibili dati affidabili sui TSO, indipendentemente dalla loro diversità geografica, talvolta enorme.

L'utilizzo delle serie temporali di generazione eolica e solare di EMHIRES per l'analisi dei sistemi energetici aumenterà la precisione delle valutazioni di adeguatezza della generazione, degli studi sull'integrazione delle energie rinnovabili e degli studi di mercato per le opzioni di flessibilità del sistema energetico come i sistemi di stoccaggio, i veicoli elettrici e la risposta alla domanda.

Inoltre, ulteriore lavoro consisterà nell'eseguire nuove simulazioni con diversi presupposti tecnologici e guidate da diversi scenari futuri. Il set di dati EMHIRES verrà utilizzato per l'analisi dei sistemi energetici attuali e futuri. Il credito di capacità dell'energia eolica e solare ha un impatto sull'adeguatezza della produzione di un sistema energetico, pertanto i crediti di capacità saranno determinati utilizzando valutazioni probabilistiche. I set di dati generati negli scenari futuri saranno ad accesso aperto.

Tutti i set di dati possono essere rivisti, aggiornati e riadattati a nuove situazioni nel sistema energetico (ad esempio la messa in servizio di nuovi impianti) nonché a futuri scenari di diffusione dell'elettricità FER.

Riferimenti

- [1] Commissione europea, *Pacchetto Unione dell'energia – Una strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente con una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici*, Commissione europea COM(2015) 80, 2015.
- [2] Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione di energia elettrica (ENTSO-E), "Seasonal Outlook Report Evolutions", 2014. [In linea]. Disponibile:
https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/Seasonal_Outlook_Report_Ev_soluzioni.pdf.
- [3] Amministrazione delle informazioni sull'energia, 2016. , "Prospettive energetiche internazionali 2016", US Energy
- [4] COM(2016) 860, "Energia pulita per tutti gli europei", Commissione europea, Bruxelles, 2016.
- [5] I. González-Aparicio e A. Zucker, "Impatto delle previsioni sull'incertezza dell'energia eolica sull'integrazione del mercato dell'energia eolica in Spagna", *Applied Energy*, pp. 159, 334-349, 2015.
- [6] Commissione E., "Sistema di informazione geografica del fotovoltaico - Mappe interattive per l'Europa", 2017. [In linea]. Disponibile:
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>.
- [7] EUROSTAT, "EUROSTAT Europeo <http://ec.europa.eu/eurostat/> Statistiche", [In linea]. Disponibile:
[web/nuts/history](http://ec.europa.eu/eurostat/web/nuts/history).
- [8] J. Schmetz, P. Tjemkes, D. Just, J. Kerkmann, S. Rota e A. Ratier, "Un'introduzione a Meteosat Second Generation (MSG)", *Bull. Sono. Incontrato. Soc.*, vol. 83, pp. 977-992, 2002.
- [9] GCOS-82, "Il secondo rapporto sull'adeguatezza dei sistemi di osservazione globale del clima" a sostegno dell'UNFCCC", WMO, Ginevra, 2003.
- [10] R. Muller, U. Pfeifroth, C. Trager-Chatterjee, J. Trentmann e R. Cremer, "Digging the METEOSAT Treasure - 3 decades of solar surface radiation", *remote sensing*, vol. 7, pagg. 8067-8101, 2015.
- [11] R. Mueller, T. Behrendt, A. Hammer e A. Kemper, "Un nuovo algoritmo per il recupero basato su satellite dell'irraggiamento della superficie solare nelle bande spettrali", *Rilevamento remoto*, vol. 4, pp. 622-647, 2012.
- [12] M. Suri e J. Hofierka, "Un nuovo modello di radiazione solare basato su GIS e la sua applicazione alle valutazioni fotovoltaiche", *Transactions in GIS*, vol. 8, pp. 175-190, 2004.
- [13] Centro europeo per le previsioni meteorologiche a medio termine, "Climate reanalysis", 2017. [Online]. Disponibile: <http://www.ecmwf.int/en/research/climate-reanalysis>.
- [14] LR, "Specifiche dei file per i prodotti MERRA", nota 1 dell'ufficio GMAO (versione 2.3), 2012.
- [15] A. Boilley e L. Wald, "Confronto tra rianalisi meteorologiche da ERA-Interim e MERRA e misurazioni dell'irradiazione solare giornaliera in superficie", *Renewable Energy*, vol. 75, pp. 135-143, 2015.
- [16] S. Pfenninger e I. Staffell, "Modelli a lungo termine della produzione fotovoltaica europea utilizzando 30 anni di rianalisi orarie convalidate e dati satellitari", *Energy*, vol. 114, pp. 1251-1265, 2016.
- [17] D.-JRCET a. CD Commissione Europea, "PV GIS," [Online]. Disponibile:

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.

- [18] T. Huld e AM Gracia Amillo, "Stima delle prestazioni dei moduli fotovoltaici su grandi regioni geografiche: il ruolo dell'irraggiamento, della temperatura dell'aria, della velocità del vento e dello spettro solare", *Energies*, pp. 5159-5181, 2015.
- [19] T. Huld, R. Muller e A. Gambardella, "Un nuovo database sulla radiazione solare per la stima delle prestazioni fotovoltaiche in Europa e Africa", *Solar Energy*, pp. 1803-1815, 2012.
- [20] M. Suri, T. Huld, E. Dunlop e H. Ossenbrink, "Potenziale della generazione di elettricità solare negli stati membri dell'Unione Europea e nei paesi candidati", *Energia solare*, pp. 1295-1305, 2007.
- [21] I. Moustafelou, I. Gonzalez-Aparicio, T. Huld e A. Zucker, "Impatto della distribuzione spaziale dei moduli fotovoltaici e idoneità dell'uso del territorio sulla generazione solare totale", in Conferenza ed esposizione europea sull'energia solare *fotovoltaica*, 2017.
- [22] Eurostat, [Online]. 3 Dicembre 2015. Disponibile: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/gisco/geodata/reference-data/administrative-units-statistical-units/nuts#nuts13>.
- [23] Copernicus-Agenzia europea dell'ambiente, 19 settembre 2016. [Online]. Disponibile: <http://land.copernicus.eu/pan-european/corine-land-cover/clc-2006/view>.
- [24] Agenzia europea dell'ambiente, 8 dicembre 2016. [Online]. Disponibile: <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/natura-7/#tab-european-data>. [Accesso a dicembre 2016].
- [25] T. Peschel, "Parchi solari. Opportunità per la Biodiversità: un rapporto sulla biodiversità dentro e intorno agli impianti fotovoltaici a terra." *Speciale Rinnova*, n. 45, 2010.
- [26] ENTSOE, "Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica, ENTSOE Reliable Sustainable Connected", 2015. [In linea]. Disponibile: <https://www.entsoe.eu/data/entso-e-transparency-platform/Pages/default.aspx>.
- [27] Racc. 543/2013, *presentazione e pubblicazione dei dati nei mercati elettrici*, Commissione europea, 2013.
- [28] J. Egerer, C. Gerbaulet, R. Ihlenburg, F. Kunz, B. Reinhard, C. Hirschhausen, A. Weber e J. Weibezahn, "Dati del settore elettrico per modelli di rilevanza politica. Documentazione dei dati e applicazioni ai mercati elettrici tedesco ed europeo", Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlino, 2014.
- [29] TKE, "Riepilogo di molteplici aspetti delle prestazioni del modello in un unico diagramma", *Journal of Geophys. Res.*, pag. 106, 7183-7192, 2001.

Lista delle figure

Figura 1. Riepilogo della metodologia complessiva per sviluppare il set di dati EMHIREs-PV.....	4
Figura 2. Curve di calibrazione utilizzate per correggere qualsiasi distorsione sistematica delle serie temporali di generazione fotovoltaica con dati TSO.....	11
Figura 3. Diagramma di Taylor per i paesi con dati TSO disponibili.....	13
Figura 4. Curve di durata del fotovoltaico per i paesi con dati disponibili sul TSO. Il colore blu rappresenta la generazione derivata da PVGIS e il colore nero i dati TSO.	14
Figura 5. Serie temporali orarie di generazione di energia derivate da PVGIS (blu), corrette PVGIS (rosso) e TSO (nero) per il Belgio 2015.....	15
Figura 6. Serie temporali orarie di generazione di energia derivate da PVGIS (blu), corrette PVGIS (rosso) e TSO (nero) per la Germania 2015.....	16
Figura 7. Serie temporali orarie di produzione di energia derivate da PVGIS (blu), corrette da PVGIS (rosso) e TSO (nero) per il Regno Unito 2015.....	17
Figura 8. Deviazione standard assoluta ed estremi delle serie temporali orarie normalizzate per i set di dati TSO ed EMHIREs (corretti con PVGIS) per tutti i paesi con dati TSO disponibili.....	18
Figura 9. Boxplot dei fattori di capacità per paese per il periodo di 30 anni (1986-2015)	22
Figura 10. Esempio dei fattori di capacità FV medi del periodo 1986-2015 per ciascun NUTS-2 classificato per paese.	23
Figura 11. Media su un periodo di 30 anni dei fattori di capacità mensile in regioni NUTS2 selezionate.....	26
Figura 12. Media su un periodo di 30 anni dei fattori di capacità oraria in regioni NUTS2 selezionate.....	27

Elenco delle tabelle

Tabella 1. Capacità installata fotovoltaica (MW) al 31 dicembre 2015 e produzione annua (GWh) per Paese.....	9
Tabella 2. Statistiche descrittive del delta per i paesi selezionati.....	10
Tabella 3. Capacità installata al 31 dicembre 2014 e 2015 e percentuale di incremento nel corso del 2015.....	20
Tabella 4. Fattori di capacità per ciascun paese forniti dai dati diretti di PVGIS, EMHIRES e TSO per il 2015.....	21
Tabella 5. Medie EMHIRES-PV, 3° quartile e fattore di capacità massima per un periodo di 30 anni per paese.	25

Allegati**Allegato 1. Calcolata la capacità installata fotovoltaica (MW) al 31 del 2015 dalle regioni NUTS 2.**

Paese NUTS2	code	Capacità installata calcolata (MW)
A	ALLE 11	35,98
A	AT21	98,42
A	ALLE 12	156,30
A	AT31	91,76
A	AT32	57.32
A	AT22	147,91
A	AT33	106.52
A	AT34	19.93
A	AT13	3.63
ES	BE21	266,80
ES	BE31	110,73
ES	BE32	371.38
ES	BE33	349.33
ES	BE22	237.10
ES	BE34	391.62
ES	BE35	348.09
ES	BE23	288,57
ES	BE10	15.52
ES	BE24	212.63
ES	BE25	312.23
BG	BG32	132.03
BG	BG33	133.24
BG	BG31	172,82
BG	BG34	190,52
BG	BG41	192,40
BG	BG42	220.01
CZ	CZ06	378,25
CZ	CZ03	443,98
CZ	CZ08	138,75
CZ	CZ01	13.63
CZ	CZ05	325,58
CZ	CZ04	223.21
CZ	CZ02	297,73
CZ	CZ07	245,88
DE	DEA5	775,72
DE	DE30	99.02
DE	DE40	3268,65
DE	DE91	805.45
DE	DE50	39,55

DE	DED1	208,99
DE	DE71	823,87
DE	DEE1	344,60
DE	DEA4	646.15
DE	DED2	923.27
DE	DEA1	559,95
DE	DE13	1255.44
DE	DE72	581,55
DE	DEE2	1230.09
DE	DE60	68,00
DE	DE92	889,74
DE	DE12	839.61
DE	DE73	856.38
DE	DEB1	839.22
DE	DEA2	789,43
DE	DED3	1246.56
DE	DE93	1423.47
DE	DEE3	1069.06
DE	DE80	2305,85
DE	DE25	821.54
DE	DEA3	702,00
DE	DE22	1211.96
DE	DE21	2153,80
DE	DE24	752,93
DE	DE23	1050,66
DE	DEB3	790.07
DE	DEC0	281,90
DE	DEF0	1445.32
DE	DE27	1225.74
DE	DE11	1267.18
DE	DEG0	1731.86
DE	DEB2	497.26
DE	DE14	1142.45
DE	DE26	950,60
DE	DE94	1419.27
ES	ES61	932.49
ES	ES24	453,98
ES	ES12	56.20
ES	ES13	27.35
ES	ES41	811.68
ES	ES42	835.38
ES	ES51	299,33
ES	ES63 ES64	0,00
ES	ES30	83,52
ES	ES52	230,61

ES	ES43	420.81
ES	ES11	191,96
ES	ES53	47.54
ES	ES23	36.74
ES	ES22	77,35
ES	ES21	38.05
ES	ES62	121.07
FI	FI20	0,09
FI	FI1C	1.28
FI	FI1D	7.08
FI	FI1D	0,00
FI	FI1B	0,42
FI	FI19	2.13
FR	FR42	83.63
FR	FR61	477,53
FR	FR72	302.68
FR	FR25	158,49
FR	FR26	334.27
FR	FR52	249,66
FR	FR24	409.36
FR	FR21	243,66
FR	FR83	134,63
FR	FR43	175.27
FR	FR23	111.29
FR	FR10	117,50
FR	FR81	424.52
FR	FR63	190,90
FR	FR41	209,80
FR	FR62	575,53
FR	FR30	104,65
FR	FR51	336.44
FR	FR22	175.07
FR	FR53	293,00
FR	FR82	535.08
FR	FR71	549.03
EL	EL51	240,94
EL	EL30	80,70
EL	EL63	226.64
EL	EL53	154,62
EL	EL62	47,95
EL	EL54	168,55
EL	EL52	326,90
EL	EL43	174,59
EL	EL42	123.16
EL	EL65	297.13

EL	EL64	276.04
EL	EL61	242,75
EL	EL41	84.05
HU	HU33	5.84
HU	HU23	4.63
HU	HU32	5.36
HU	HU31	3,99
HU	HU21	3.48
HU	HU10	2.15
HU	HU22	3.56
CH	CH02	186,55
CH	CH03	37,99
CH	CH05	200,15
CH	CH01	164,96
CH	CH07	65,76
CH	CH06	68,80
CH	CH04	31,80
CIOE	IE01	0,44
CIOE	IE02	0,56
ESSO	ITF1	644.53
ESSO	ITF5	655.23
ESSO	ITF6	1003.76
ESSO	ITF3	890.17
ESSO	ITH5	1321.08
ESSO	ITH4	454.11
ESSO	ITI4	1214.36
ESSO	ITC3	325,15
ESSO	ITC4	1440.04
ESSO	ITI3	552.46
ESSO	ITF2	280,54
ESSO	ITC1	1537,75
ESSO	ITF4	1388.76
ESSO	ITG2	1783.29
ESSO	ITG1	1972.90
ESSO	ITI1	1440.96
ESSO	ITH2	347.21
ESSO	ITI2	547.84
ESSO	ITC2	163,98
ESSO	ITH3	1136.12
Parsi (Bassi)	NL13	101,70
Parsi (Bassi)	NL23	60,74
Parsi (Bassi)	NL12	135,33
Parsi (Bassi)	NL22	205.32
Parsi (Bassi)	NL11	89,69
Parsi (Bassi)	NL42	97,62

Paint Base	NL41	215.11
Paint Base	NL32	119.03
Paint Base	NL21	132.32
Paint Base	NL31	59,40
Paint Base	NL34	85,58
Paint Base	NL33	127.17
NO	NO04	2.23
NO	NO02	4,50
NO	NO07	0,00
NO	NO01	0,55
NO	NO03	3,70
NO	NO06	0,00
NO	NO05	3.02
PL	PL51	5,90
PL	PL61	4.85
PL	PL31	7.63
PL	PL43	4.01
PL	PL11	5.31
PL	PL21	4.35
PL	PL12	9.91
PL	PL52	2.83
PL	PL32	5.14
PL	PL34	5.42
PL	PL63	4.48
PL	PL22	3.53
PL	PL33	3.54
PL	PL62	5,80
PL	PL41	8,70
PL	PL42	5.59
P.T	PT18	163,70
P.T	PT15	27.69
P.T	PT16	132.23
P.T	PT17	14.88
P.T	PT11	90,49
RO	RO32	10.58
RO	RO12	168.05
RO	RO21	187.42
RO	RO11	161.82
RO	RO31	198,53
RO	RO22	185.23
RO	RO41	171,75
RO	RO42	165,62
SE	SE32	22.67
SE	SE31	24.69
SE	SE12	17.76

SE	SE33	0,00
SE	SE21	15.66
SE	SE11	3.18
SE	SE22	6,95
SE	SE23	13.09
SK	SK01	23.18
SK	SK03	173.02
SK	SK04	162.46
SK	SK02	173,35
UK	UKH2	126.32
UK	UKJ1	248.18
UK	UKD6	83,86
UK	UKK3	174.38
UK	UKD1	210,25
UK	UKF1	191,95
UK	UKK4	306.33
UK	UKK2	285,44
UK	UKH1	581.15
UK	UKE1	149,69
UK	UKL2	297,78
UK	UKM2	576.61
UK	UKH3	173,61
UK	UKK1	328.36
UK	UKD3	42.32
UK	UKJ3	195.33
UK	UKG1	252.48
UK	UKM6	1021.45
UK	UKI3, UKI4	14.13
UK	UKJ4	183,95
UK	UKD4	106.81
UK	UKF2	214.33
UK	UKF3	269,69
UK	UKD7	29.12
UK	UKM5	215.06
UK	UKE2	308.47
UK	UKN0	454.51
UK	UKC2	203,88
UK	UKI5, UKI6	34.87
UK	UKG2	246.83
UK	UKM3	411.58
UK	UKE3	62.31
UK	UKJ2	264,94
UK	UKC1	110,83
UK	UKG3	36.49
UK	UKL1	511.37

UK	UKE4	75.48
		44.00
CY	CY	85,00
Non so	Non so	781,00
EE	EE	6.00
LV	LV	2.00
LT	LT	69,00
LU	LU	116,00
MK	MK	#ND
MT	MT	#ND
SI	SI	263,00

***Europe Direct è un servizio che ti aiuta a trovare risposte alle tue domande
sull'Unione europea.***

Numero verde (*):

00 800 6 7 8 9 10 11

(*) Le informazioni fornite sono gratuite, così come la maggior parte delle chiamate (anche se alcuni operatori, cabine telefoniche o hotel potrebbero essere a pagamento).

Maggiori informazioni sull'Unione europea sono disponibili su Internet (<http://europa.eu>).

COME OTTENERE LE PUBBLICAZIONI COMUNITARIE

Pubblicazioni gratuite:

- una copia:
tramite EU Bookshop (<http://bookshop.europa.eu>);
- più di una copia o poster/mappe:
dalle rappresentanze dell'Unione Europea (http://ec.europa.eu/represent_en.htm); dalle delegazioni
nei paesi extra-UE (http://eeas.europa.eu/delegations/index_en.htm); contattando il servizio Europe
Direct (http://europa.eu/europedirect/index_en.htm) oppure
chiamando il numero 00 800 6 7 8 9 10 11 (numero verde da tutta l'UE) (*).

(*) Le informazioni fornite sono gratuite, così come la maggior parte delle chiamate (anche se alcuni operatori, cabine telefoniche o hotel potrebbero essere a pagamento).

Pubblicazioni a prezzo:

- tramite EU Bookshop (<http://bookshop.europa.eu>).

JRC Mission

As the science and knowledge service of the European Commission, the Joint Research Centre's mission is to support EU policies with independent evidence throughout the whole policy cycle.



EU Science Hub
ec.europa.eu/jrc



@EU_ScienceHub



EU Science Hub - Joint Research Centre



Joint Research Centre



EU Science Hub



Publications Office

doi:10.2760/044693

ISBN 978-92-79-69285-7