

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea Magistrale

**Analisi tecnico-economica
dell'impatto delle ondate di calore
sulla resilienza del sistema di
distribuzione urbano**



Relatore:

Dr. Andrea MAZZA

Correlatore:

Prof. Ettore BOMPARD

Candidato:

Chiara CARROZZO

matricola: 255020

Luglio 2021

*Qualunque cosa accada domani, devi promettermi una cosa:
che rimarrai chi sei. Non un soldato perfetto, ma un uomo buono.*
Captain America-Il primo vendicatore

Sommario

Negli ultimi anni, il cambiamento climatico sta causando eventi e fenomeni atmosferici estremi che gravano sull'intera comunità sia da un punto di vista sociale che economico. Tutto ciò ha portato a sviluppare un concetto che fino a poco tempo fa in molti ambiti non era considerato: la resilienza. Un sistema in grado di fronteggiare uno shock nel minor tempo possibile ed in modo ottimale senza ripercussione è un sistema resiliente; si comprende come sia una caratteristica fondamentale per poter fronteggiare questi nuovi eventi. In particolar modo i sistemi elettrici di potenza devono affrontare ed evitare le cause che uno o più fenomeni possono provocare. Per esempio, gli utenti connessi al sistema di distribuzione potrebbero rimanere disalimentati per lungo tempo, peggiorando gli indici di qualità del servizio elettrico. Ciò comporta il pagamento di penali da parte del distributore all'autorità di regolazione (ARERA, Autorità Regolazione per Energia Reti e Ambiente). Per tale ragione è stato introdotto il Piano Resilienza, cioè un piano basato sull'analisi costi benefici (CBA) che permette la remunerazione degli investimenti effettuati sulla rete sulla base del miglioramento ottenibile.

In questo elaborato, verranno studiati gli effetti che le ondate di calore hanno sul sistema di distribuzione della città di Torino, simulando guasti su porzioni di reti reali sia in presenza che assenza dell'ondata di calore, verificando così sia il livello di resilienza sia quello di affidabilità. Attraverso un algoritmo che prevede innanzitutto la distinzione tra i giorni con e senza ondata dal 2012 al 2019 si procede, in un primo momento a distinguere i guasti singoli dai ripetuti e, successivamente, ad associare i guasti in base al periodo in cui sono avvenuti: periodo invernale, estivo senza ondate e per ultimo periodo di ondata. In questo modo si correla la causa all'effetto. Quindi si valuta il tasso di guasto per ognuna delle differenti situazioni.

Attraverso il processo di Poisson si modellano i guasti, essendo eventi rari, e procedendo con una simulazione Monte Carlo, si potrà valutare, lungo un orizzonte temporale di 25 anni, i costi evitati e gli utenti medi disalimentati ottenuti grazie alla sostituzione del sistema in cavo delle porzioni di rete simulate.

Indice

Elenco delle tabelle	X
Elenco delle figure	XII
Elenco dei simboli	1
1 Introduzione	7
1.1 Definizioni generali	7
1.2 Definizioni nell'ambito dei sistemi elettrici di potenza	10
1.2.1 Definizioni sulla generazione	11
1.2.2 Definizioni sulla trasmissione	12
1.2.3 Definizioni sulla distribuzione	12
1.3 Valutazione della resilienza nel power system	13
1.3.1 Valutazione resilienza in letteratura	15
1.3.2 Affidabilità e resilienza	19
2 Ondate di calore	21
2.1 Calcolo indici	21
2.2 Risultati ottenuti	22
3 Analisi guasti	28
3.1 Filtro guasti	28
3.2 Guasti singoli e ripetuti	28
3.3 Fattori di guasto	33

4	Procedura di calcolo	37
4.1	Delibera ARERA	37
4.2	Processo di Poisson	38
4.3	Metodo Monte Carlo	41
4.3.1	Ricerca guasti	42
4.3.2	Potenza ed energia non fornita	44
4.3.3	Costi utente	46
4.3.4	Costi DSO	47
4.4	Costi evitati	48
4.5	Utente medio disalimentato	49
5	Casi studio	51
5.1	Caso studio 1	51
5.1.1	Processo di Poisson	53
5.1.2	Metodo Monte Carlo	59
5.1.3	Costi evitati e utente medio disalimentato	60
5.2	Caso studio 2	63
5.2.1	Processo di Poisson	64
5.2.2	Metodo Monte Carlo	70
5.2.3	Costi evitati e utente medio disalimentato	70
5.3	Caso studio 3	73
5.3.1	Processo di Poisson	75
5.3.2	Metodo Monte Carlo	81
5.3.3	Costi evitati e utente medio disalimentato	82
6	Differenti metodologie e confronto	85
6.1	Funzioni <i>Matlab</i>	86
6.2	Calcolo durata ondate calore	88
6.3	Stima probabilistica ondate di calore	95
7	Conclusioni	99
A	Struttura codice implementato	101

Elenco delle tabelle

1.1	Definizioni resilienza	8
1.2	Affidabilità e resilienza	20
2.1	Dati riassuntivi delle ondate di calore	23
3.1	Distribuzione oraria dei guasti doppi per l'affidabilità	30
3.2	Distribuzione oraria dei guasti doppi per la resilienza	30
3.3	Guasti per porzione di rete alimentata da cabina primaria	31
3.4	Guasti per le prime sette cabine durante le ondate di calore	32
3.5	Guasti per le prime sette cabine durante le ondate di calore più i tre giorni successivi	32
3.6	Fattore di guasto riferiti alle ondate di calore ed ai tre giorni successivi	35
3.7	Fattore di guasto riferiti al periodo estivo senza ondate	36
3.8	Fattore di guasto riferiti al periodo invernale	36
4.1	Dati Arpa sulle ondate di calore con $RF = 4,5W/m^2$	40
4.2	Giorni totali e ondate di calore	41
4.3	Tempi di rilevamento e riparazione guasto	45
4.4	Costi di interruzione utente residenziale e non residenziale	46
4.5	Costi di rilevamento e riparazione guasti	47
5.1	Lunghezza festoni primo caso studio	52
5.2	Dati primo caso studio, festone 1	52
5.3	Dati primo caso studio, festone 2	53
5.4	Dati primo caso studio, festone 3	53
5.5	Valori medi guasti affidabilità caso studio 1	54
5.6	Valori medi guasti resilienza caso studio 1	58
5.7	Massimo valore di uteti medi disalimentati, caso studio 1	62

5.8	Lunghezza festoni secondo caso studio	63
5.9	Dati secondo caso studio, festone 1	63
5.10	Dati secondo caso studio, festone 2	64
5.11	Dati secondo caso studio, festone 3	64
5.12	Dati secondo caso studio, festone 4	64
5.13	Valori medi guasti affidabilità caso studio 2	65
5.14	Valori medi guasti resilienza caso studio 2	69
5.15	Massimo valore di uteti medi disalimentati, caso studio 2	72
5.16	Lunghezza festoni caso studio 3	73
5.17	Dati terzo caso studio, festone 1	74
5.18	Dati terzo caso studio, festone 2	74
5.19	Dati terzo caso studio, festone 3	75
5.20	Valori medi guasti affidabilità caso studio 3	76
5.21	Valori medi guasti resilienza caso studio 3	80
5.22	Massimo valore di uteti medi disalimentati, caso studio 3	84
6.1	Valori medi guasti considerando le ondate + tre giorni	89
6.2	Dati giornalieri ottenuti dalla stima probabilistica sulle ondate di calore dal 2012 al 2019	96

Elenco delle figure

1.1	Trapezio di resilienza	13
1.2	Schema a blocchi per la valutazione della resilienza	17
1.3	Affidabilità e Resilienza	19
2.1	Durata delle ondate di calore	24
2.2	Ondate di calore per ogni anno	25
2.3	Andamento di EHF , EHI_{accl} e EHI_{sig} durante i 3 mesi critici per ogni anno	26
2.4	Istogramma confronto ondate	27
3.1	Rappresentazione della procedura di suddivisione guasti	29
3.2	Istogramma confronto guasti singoli e ripetuti per giorni di ondata e giorni di ondata con i tre giorni	33
4.1	Funzione di distribuzione discreta e funzione di ripartizione	39
4.2	Dimensioni matrici di guasto	41
4.3	Flowchart ripristino rete dopo dei guasti	43
4.4	Schema guasto singolo e ripetuto con relative PNS	44
5.1	Schema unifilare caso studio 1	51
5.2	Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità periodo invernale, caso studio 1	55
5.3	Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità periodo estivo, caso studio 1	56
5.4	Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità guasti singoli durante periodo di ondata, caso studio 1	57
5.5	Funzioni di distribuzione e ripartizione per la resilienza, caso studio 1	59
5.6	Costi evitati B1 e B3 caso studio 1	60

5.7	Costi evitati B2 e B4 caso studio 1	61
5.8	Utenti medi caso studio 1	62
5.9	Schema unifilare caso studio 2	63
5.10	Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità periodo in- vernale, caso studio 2	66
5.11	Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità periodo esti- vo, caso studio 2	67
5.12	Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità periodo di ondata guasti singoli, caso studio 2	68
5.13	Funzioni di distribuzione e ripartizione per la resilienza, caso studio 2	69
5.14	Costi evitati B1 e B3 caso studio 2	70
5.15	Costi evitati B2 e B4 caso studio 2	71
5.16	Utenti medi disalimentati caso studio 2	72
5.17	Schema unifilare caso studio 2	73
5.18	Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità periodo in- vernale, caso studio 3	77
5.19	Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità periodo esti- vo, caso studio 3	78
5.20	Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità guasti singoli durante periodo di ondata, caso studio 3	79
5.21	Funzioni di distribuzione e ripartizione per la resilienza, caso studio 3	81
5.22	Costi evitati B1 e B3 caso studio 3	82
5.23	Costi evitati B2 e B4 caso studio 3	83
5.24	Utenti medi disalimentati caso studio 3	83
6.1	B1 e B3 con primo confronto	87
6.2	B2 e B4 con primo confronto	87
6.3	Funzioni di ripartizione e distribuzione con confronto tra i due studi, guasti singoli	90
6.4	Funzioni di ripartizione e distribuzione con confronto tra i due studi, guasti ripetuti	91
6.5	B1 e B3, periodo di ondata con tre giorni	92
6.6	B2 e B4, periodo di ondata con tre giorni	93

6.7	Confronto B1 e B3 per i due metodi utilizzati	94
6.8	Confronto B2 e B4 per i due metodi utilizzati	94
6.9	Funzione di distribuzione dei giorni di durata di ogni ondata di calore	95
6.10	B1 e B3, stima probabilistica ondate di calore	96
6.11	B2 e B4, stima probabilistica ondate di calore	97
6.12	Confronto B1 e B3 tra i due metodi utilizzati	98
6.13	Confronto B2 e B4 tra i due metodi utilizzati	98

Elenco dei simboli

Variabili

$\delta^{(est)}$	Giorni periodo estivo senza ondata 2021-2045
$\delta^{(hw)}$	Giorni periodo di ondata 2021-2045
$\delta^{(inv)}$	Giorni periodo invernale 2021-2045
δ_{3g}^{est}	Giorni periodo estivo 2012-2017 considerando il periodo di ondata con i tre giorni successivi ad ognuna
δ_{3g}^{hw}	Giorni periodo di ondata 2012-2017 considerando i tre giorni successivi ad ogni ondata
δ_{prob}^{est}	Giorni periodo estivo 2021-2045 calcolati con i dati dell'elaborato
δ_{prob}^{hw}	Giorni periodo di ondata 2021-2045 calcolati con i dati dell'elaborato
λ_{post}	Tasso di guasto post investimento
λ_{pre}	Tasso di guasto pre investimento
$\lambda_r^{(est)}$	Tasso di guasto riferito ai guasti ripetuti, periodo estivo senza ondate 2012-2017
$\lambda_r^{(hw)}$	Tasso di guasto riferito ai guasti ripetuti, periodo di ondata 2012-2017
$\lambda_r^{(inv)}$	Tasso di guasto riferito ai guasti ripetuti, periodo invernale 2012-2017

ELENCO DEI SIMBOLI

$\lambda_s^{(est)}$	Tasso di guasto singolo, periodo estivo senza ondata 2012-2017
$\lambda_s^{(hw)}$	Tasso di guasto riferito ai guasti singoli, periodo di ondata 2012-2017
$\lambda_s^{(inv)}$	Tasso di guasto riferito ai guasti singoli, periodo invernale 2012-2017
$d^{(est)}$	Giorni periodo estivo senza ondata 2012-2017
$d^{(hw)}$	Giorni periodo di ondata 2012-2017
$d^{(inv)}$	Giorni periodo invernale 2012-2017
f_{rid}	Fattore di riduzione
l	Lunghezza intera rete IRETI S.p.A.
n	Occorrenza per processo di Poisson
n_{hw}	Numero ondate di calore 2021-2045
$t_{faultDet}$	Tempo di rilevamento guasto
$t_{repair}^{(aff)}$	Tempo riparazione guasto affidabilità
$t_{repair}^{(res)}$	Tempo riparazione guasto resilienza
$C_{faultDet}$	Costo orario rilevamento guasto
$C_{noresidential}^{UT}$	Costo d'interruzione per utente non residenziale
C_{repair}	Costo orario riparazione guasti
$C_{residential}^{UT}$	Costo d'interruzione per utente residenziale
EHF	Excess heat factor
EHI_{accl}	Indice acclimatazione
EHI_{sig}	Indice di significatività

$ENS_{1,Nores}$	Energia non fornita per carichi non residenziali relativi al calcolo per guasti ripetuti
$ENS_{1,Res}$	Energia non fornita per carichi residenziali relativi al calcolo per guasti ripetuti
$ENS_{2,Nores}$	Energia non fornita per carichi non residenziali relativi al calcolo per guasti ripetuti
$ENS_{2,Res}$	Energia non fornita per carichi residenziali relativi al calcolo per guasti ripetuti
$ENS_{3,Nores}$	Energia non fornita per carichi non residenziali relativi al calcolo per guasti ripetuti
$ENS_{3,Res}$	Energia non fornita per carichi residenziali relativi al calcolo per guasti ripetuti
$ENS_{r,Nores}$	Energia non fornita totale per carichi non residenziali relativi al calcolo per guasti ripetuti
$ENS_{r,Res}$	Energia non fornita totale per carichi residenziali relativi al calcolo per guasti ripetuti
$ENS_{s,Nores}$	Energia non fornita totale per carichi non residenziali relativi al calcolo per guasti singoli
$ENS_{s,Res}$	Energia non fornita totale per carichi residenziali relativi al calcolo per guasti singoli
$G^{(r,est)}$	Guasti ripetuti periodo estivo 2012-2017
$G^{(r,hw)}$	Guasti ripetuti periodo di ondata 2012-2017
$G^{(r,inv)}$	Guasti ripetuti periodo invernale 2012-2017
$G^{(s,est)}$	Guasti singoli periodo estivo 2012-2017
$G^{(s,hw)}$	Guasti singoli periodo di ondata 2012-2017

$G^{(s,inv)}$	Guasti singoli periodo invernale 2012-2017
P_{media}	Potenza media calcolata per ogni per caso studio
$PNS_{1,Nores}$	Potenza non fornita per carichi non residenziali relativa sia al calcolo per guasti ripetuti sia per guasti singoli
$PNS_{1,Res}$	Potenza non fornita per carichi residenziali relativa sia al calcolo per guasti ripetuti sia per guasti singoli
$PNS_{2,Nores}$	Potenza non fornita per carichi non residenziali relativi al calcolo per guasti ripetuti
$PNS_{2,Res}$	Potenza non fornita per carichi residenziali relativi al calcolo per guasti ripetuti
$PNS_{3,Nores}$	Potenza non fornita per carichi non residenziali relativi al calcolo per guasti ripetuti
$PNS_{3,Res}$	Potenza non fornita per carichi residenziali relativi al calcolo per guasti ripetuti
$Tot_{P_{nores}}$	Totale potenza non residenziale per caso studio
$Tot_{P_{res}}$	Totale potenza residenziale per caso studio
$Tot_{Ut_{Dom}}$	Totale utenti domestici per caso studio
$Tot_{Ut_{Nodom}}$	Totale utenti non domestici per caso studio
Vettori	
$\lambda_r^{(est)}$	Tassi di guasto relativi ai guasti ripetuti, periodo estivo senza ondate
$\lambda_r^{(hw)}$	Tassi di guasto relativi ai guasti ripetuti, periodo di ondata
$\lambda_r^{(inv)}$	Tassi di guasto relativi ai guasti ripetuti, periodo invernale
$\lambda_s^{(est)}$	Ttassi di guasto relativi ai guasti singoli, periodo estivo senza ondata

$\lambda_s^{(hw)}$	Tassi di guasto relativi ai guasti singoli, periodo di ondata
$\lambda_s^{(inv)}$	Tassi di guasto relativi ai guasti singoli, periodo invernale
l_{pre}	Lunghezze cavi casi studio
Matrici	
$C^{(UT,aff)}$	Costi lato utente studio affidabilità
$C^{(UT,res)}$	Costi lato utente studio resilienza
$C_r^{(DSO,est)}$	Costi dovuti ai guasti ripetuti periodo estivo, lato DSO
$C_r^{(DSO,hw)}$	Costi dovuti ai guasti ripetuti periodo di ondata, lato DSO
$C_r^{(DSO,inv)}$	Costi dovuti ai guasti ripetuti periodo invernale, lato DSO
$C_s^{(DSO,est)}$	Costi dovuti ai guasti singoli periodo estivo, lato DSO
$C_s^{(DSO,hw)}$	Costi dovuti ai guasti singoli periodo di ondata, lato DSO
$C_s^{(DSO,inv)}$	Costi dovuti ai guasti singoli periodo invernale, lato DSO
$ENS_{Noresidential}^{(aff)}$	Energia non fornita carichi non residenziali studio affidabilità
$ENS_{Noresidential}^{(res)}$	Energia non fornita carichi non residenziali studio resilienza
$ENS_{Residential}^{(aff)}$	Energia non fornita carichi residenziali studio affidabilità
$ENS_{Residential}^{(res)}$	Energia non fornita carichi residenziali studio resilienza
$ENS_{tot}^{(aff)}$	Energia non fornita totale per tutto l'orizzonte temporale esaminato, studio affidabilità
$ENS_{tot}^{(res)}$	Energia non fornita totale per tutto l'orizzonte temporale esaminato, studio resilienza
N_{fault}^{est}	Matrice di guasto, differenza pre post investimento periodo estivo
N_{fault}^{hw}	Matrice di guasto, differenza pre post investimento periodo di ondata

N_{fault}^{inv}	Matrice di guasto, differenza pre post investimento periodo invernale
$Ut_{medio}^{(aff)}$	Utente medio disalimentato lato affidabilità
$Ut_{medio}^{(res)}$	Utente medio disalimentato lato resilienza

Capitolo 1

Introduzione

1.1 Definizioni generali

La resilienza è un concetto che proviene dall'ambito metallurgico: è definita come *"La resistenza a rottura per sollecitazione dinamica"* [1]. Questa spiegazione porta a pensare quanto il concetto possa essere esteso in vari ambiti, nel momento in cui c'è bisogno che un qualcosa funzioni normalmente nonostante uno sforzo o un disturbo. Infatti negli ultimi anni molte organizzazioni, associazioni hanno definito il termine con innumerevoli definizioni abbastanza generiche che posso essere adattate in base ai diversi contesti.

In [2] e [3] ve ne sono elencate alcune, e si può arrivare ad una definizione generalizzata la quale indica la resilienza come la capacità di un sistema ad anticipare, adattarsi, riprendersi e recuperare in modo rapido a degli shock o eventi traumatici senza subirne conseguenze. Quindi, esso deve essere in grado di riprendere l'ordinario funzionamento dopo un incidente. Ovviamente, ogni definizione ha delle proprie peculiarità, chi parlando di sistema entra più nel dettaglio e lo definisce in ambito sociale e civile [4], [5], [6], [7], [8], [9]; chi, invece, si sofferma nello specificare cosa si intende per shock o eventi traumatici [6], [7], [10]; e chi ancora si focalizza sulla velocità e rapidità del ripristino al normale funzionamento [4], [8], [10], [11].

Si può dedurre, quindi, come la resilienza sia un concetto di rilevante importanza; infatti, un sistema resiliente è anche un sistema robusto, resistente ed elastico, che sa sfruttare le proprie risorse in modo efficiente, rapido e dinamico. Per fare ciò,

però, bisogna effettuare un'analisi delle conseguenze causate dall'evento sul sistema.

In Tabella 1.1 sono elencate alcune definizioni che si possono trovare in letteratura.

Tabella 1.1: Definizioni resilienza

Organizzazione/Autore	Definizione
United Nations Office For Disaster Risk Reduction [8]	<i>È la capacità di un sistema, di una comunità o di una società, esposta a pericoli, di resistere, assorbire, venire incontro, adattarsi, trasformarsi e recuperare dagli effetti di un pericolo in una maniera veloce ed efficiente, incluso a conservazione e la restaurazione delle sue strutture e funzioni base essenziali attraverso la gestione del rischio.</i>
Stockholm Resilience Centre [6]	<i>La resilienza è la capacità di un sistema, sia esso un individuo, una foresta, una città o un'economia, ad affrontare i cambiamenti e continuare a svilupparsi. Si tratta di come gli esseri umani e la natura possano usare shock e disturbi, come una crisi finanziaria o un cambiamento climatico, per stimolare il rinnovamento e il pensiero innovativo.</i>
Dipartimento per lo sviluppo internazionale [7]	<i>La resilienza alle catastrofi è la capacità di paesi, comunità e famiglie di gestire il cambiamento, mantenendo o trasformando gli standard di vita di fronte a shock o stress - come terremoti, siccità o conflitti violenti - senza compromettere le loro prospettive a lungo termine.</i>
Hollnagel [12]	<i>La resilienza è la capacità di un'organizzazione (sistema) a mantenere o ripristinare rapidamente uno stato stabile, in modo da continuare le operazioni durante e dopo un grave incidente o in presenza di stress significativi continui.</i>

European Commission [4]	<i>“La resilienza è la capacità di un individuo, una comunità o un paese di far fronte, adattarsi e riprendersi rapidamente dallo stress e dagli shock causati da un disastro, violenza o conflitto”</i>
Rockefeller foundation [5]	<i>"Aiutare le città, le organizzazioni e le comunità a prepararsi meglio, a rispondere e a trasformarsi dalle interruzioni"</i>
White House [10]	<i>“La resilienza è la capacità di prepararsi e adattarsi alle mutevoli condizioni, resistere e riprendersi rapidamente dalle interruzioni; nonché la capacità di resistere e recuperare da minacce o incidenti naturali”</i>
Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) [11]	<i>La capacità di un sistema e dei suoi componenti di anticipare, assorbire, accogliere o riprendersi dagli effetti di un evento pericoloso in modo tempestivo ed efficiente, anche assicurando la conservazione, il ripristino o il miglioramento delle sue strutture e funzioni di base essenziali.</i>
Multidisciplinary Center for Earthquake Engineering Research (MCEER) [9]	<i>La capacità delle unità sociali (ad esempio, organizzazioni, comunità) di mitigare i pericoli, contenere gli effetti dei disastri quando si verificano e svolgere attività di recupero in modi che riducano al minimo i disagi sociali e mitigino gli effetti di futuri disastri.</i>

Altre definizioni si possono trovare in [13, pp.8-9], [2] e [3].

1.2 Definizioni nell'ambito dei sistemi elettrici di potenza

In questi anni il sistema elettrico sta risentendo di tutti i cambiamenti che si stanno avendo nel mondo; si parla sia di evoluzione tecnologica che di cambiamenti climatici i quali, possono provocare molti black-out e quindi disservizi della rete. In questo modo entra in gioco l'avere un sistema resiliente. Nel paragrafo precedente si sono evidenziate quali sono le generiche definizioni di resilienza. Ma se, appunto, si parla di power system? Quindi se si è nell'ambito di generazione, trasmissione e distribuzione del sistema elettrico? Rifacendoci alle definizioni di prima il sistema elettrico deve essere in grado prima di tutto di assorbire i disturbi, cercando di mantenere almeno in parte il funzionamento, e non creare un disservizio esteso. Dopodiché bisogna soffermarsi sul recupero veloce dai disturbi affinché la mancata fornitura di energia duri il minor tempo possibile in modo da non creare disagi né ai clienti, né ai fornitori.

Anche qui varie organizzazioni hanno delineato quelle che sono alcune specifiche che deve avere un sistema resiliente. Innanzitutto bisogna capire il tipo di disturbi che il sistema deve fronteggiare. L'*Organizzazione per la sicurezza e la cooperazione in Europa* (OSCE) [14] distingue sei diversi tipi di eventi:

- naturali (meteorologico e geologico come incendi, alluvioni e uragani, tempeste, terremoti, ondate di calore, grandi nevicate e grandine, frane, tempesta geomagnetica; ognuno è caratterizzato da parametri ben specifici, quali per esempio: movimento suolo, durata dello scuotimento per i terremoti; velocità del vento per una tempesta; ecc.);
- tecnici (ad es. avaria casuale, incendio accidentale, ecc.);
- involontario umano;
- intenzionale umano (atti dannosi);
- dovuti ad attività gestionali, organizzative e operative;
- dovuti a ragioni di mercato (eccessiva pressione economica).

Mentre in [15] vengono considerati soli eventi naturali, quindi terremoti, tempeste, onde di tempeste, tsunami, allagamento ed erosioni.

É evidente, quindi, come i disturbi relativi alla resilienza siano di bassa probabilità ma alto impatto (*High Impact Low Probability*, HILP) e che interessano zone di rete molto estese con guasti simultanei a cascata. Infatti, in [14] vengono effettuate altre considerazioni. Una, riguarda la vulnerabilità: più un sistema è vulnerabile (quindi maggior possibilità di subire il danno), meno è resiliente. Altre caratteristiche che deve avere il sistema sono:

- robustezza dei componenti fisici;
- rapidità nel recuperare il servizio;
- ridondanza degli elementi;
- intraprendenza intesa come la capacità nell'identificare i problemi, stabilirne la priorità e stanziare nell'eventualità risorse esterne.

Nel momento in cui si parla di resilienza bisogna distinguere i tre livelli del sistema elettrico (generazione, trasmissione, distribuzione) considerando che ognuno è soggetto a varie problematiche e gli effetti causati da uno shock sono diversi. Nella distribuzione e trasmissione i concetti e le finalità sono più o meno simili, infatti ARERA (*Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente*) considera entrambi i livelli del sistema elettrico effettuando alcune considerazioni descritte in seguito e stabilendo un vero e proprio Piano resilienza.

1.2.1 Definizioni sulla generazione

In riferimento al sistema di alimentazione non ci sono definizioni vere e proprie. EPRI (*Electric Power Research Institute*) [16] ha stabilito delle linee guida affinché il sistema sia resiliente poiché va incontro a eventi meteorologici o naturali estremi (terremoti, incendi, gravi disturbi geomagnetici) ma anche atti di vandalismo o cyber attack. Inoltre negli ultimi anni si sta progredendo sempre più nelle fonti rinnovabili (eolico e solare) ma questo tipo di generazione è molto vulnerabile ed instabile. C'è bisogno quindi, ancor di più, della resilienza del sistema.

1.2.2 Definizioni sulla trasmissione

Riguardo la trasmissione, ENTSO-E definisce la resilienza tecnica e la sicurezza del sistema come la capacità del sistema stesso a resistere a condizioni sempre più estreme (contingenze eccezionali) [17]. Un'altra organizzazione che ha dato una spiegazione riguardo la resilienza è l'operatore di trasmissione italiano, Terna; si sofferma su due concetti, sistema funzionale e restauro. Infatti ritiene che il valore della resilienza dipenda dal costo della sicurezza intrinseca del sistema e dalla densità del restauro, poiché un TSO deve essere in grado di resistere e reagire a eventi meteorologici gravi, che possono portare a ridurre la funzionalità della rete, ripristinando il più rapidamente possibile lo stato iniziale del sistema [18]. Infine ARERA in un documento del 2017 [19] ha stabilito linee guida attraverso nuovi strumenti regolatori per quanto riguarda una rete resiliente che si focalizzano su due aspetti; il primo è riferito alle sollecitazioni che ricevono le infrastrutture e quindi la loro resistenza ad esse, mentre il secondo è in funzione della rapidità e tempestività nell'intervenire.

1.2.3 Definizioni sulla distribuzione

Per quanto riguarda la parte di distribuzione del sistema elettrico il principale DSO italiano, cioè *e-distribuzione*, ha definito la resilienza del sistema come la sua capacità di resistere a forti sollecitazioni esterne e di ripristinare, il più velocemente possibile, il suo normale funzionamento [2, p.9]. Come già detto anche ARERA spiega la resilienza in ambito di distribuzione. Questo livello del power system è molto importante poiché è dimostrato che circa il 90% dei guasti dovuti ad eventi catastrofici si verificano nella rete di distribuzione [20]. Si comprende, quindi, quanto si debba lavorare su questo livello per far sì di avere continuità nel servizio essendo quello più sensibile e vulnerabile. Durante la *International Conference on electricity distribution* (CIRED) del 2018, un working group ha presentato un report dove sono descritti alcuni casi studio che si basano sui disservizi del sistema di distribuzione causati da eventi estremi [13].

1.3 Valutazione della resilienza nel power system

I precedenti paragrafi hanno fornito quelle che sono in linea generica le definizioni date per la resilienza se si parla di power system. Ora è importante delineare le caratteristiche della resilienza in un sistema e capirne l'evoluzione nel corso del tempo nel momento in cui avviene un evento estremo. A questo proposito Bruneau ha introdotto il "triangolo di resilienza" dove la resilienza può essere quantificata come l'integrale del degrado delle prestazioni del sistema dopo lo shock [21]. Successivamente, però Panteli et al [22] hanno introdotto il "trapezio di resilienza" che è in grado di misurare la durata del degrado del sistema prima del ripristino. In Figura 1.1 [23] si nota come il trapezio sia diviso in 3 fasi:

- la prima è quando il sistema è colpito dall'evento ed entra in uno stato di deperimento;
- la seconda fase è la permanenza dello stato di deperimento, durante il quale bisogna ricorrere a delle misure correttive per poter entrare nella fase 3;
- la terza fase è quella dove avviene l'azione riparatrice e si ritorna allo stato di normale funzionamento.

Per far sì che il tempo di ripristino sia il più breve possibile, bisogna attuare delle misure correttive di pianificazione-operative [24].

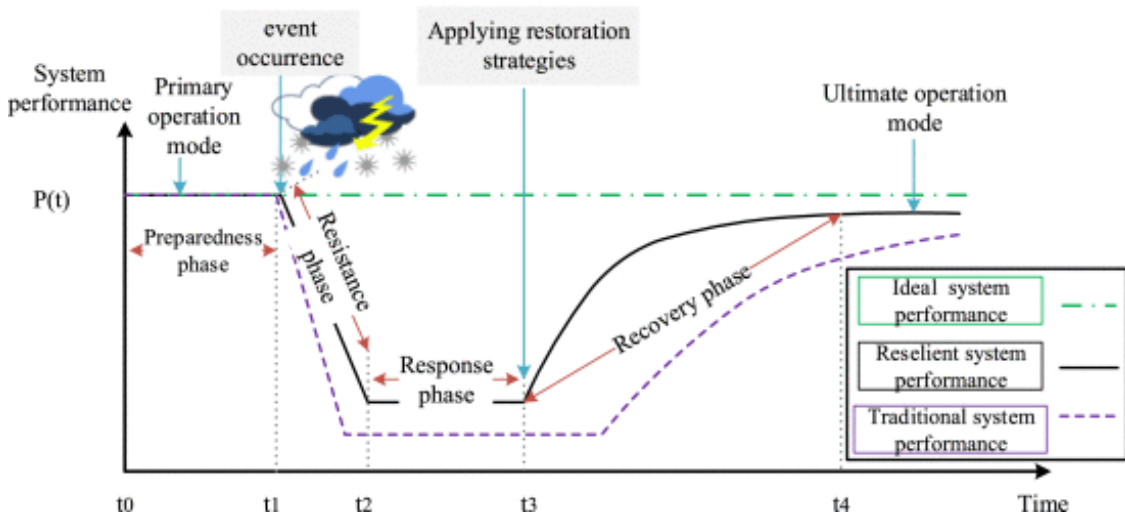


Figura 1.1: Trapezio di resilienza

Si può notare, quindi, che in base al tempo in cui si verificano gli eventi le caratteristiche di resilienza si possono distinguere in quelle di pianificazione, risposta e ripristino: alcune sono a breve termine mentre altre a lungo. Se si considera l'ora in cui è avvenuto lo shock le misure di resilienza si dividono in "misure di conservazione" e "misure di recupero". Ovviamente tutti questi modi per migliorare la resilienza del sistema variano in base ai livelli del sistema elettrico (distribuzione o trasmissione).

Per i sistemi di distribuzione le strategie per migliorare la resilienza possono essere basate su approcci hardware e software. I primi per esempio sono: taglio e gestione della vegetazione, aumento della resistenza delle linee, dei pali e di altri componenti della rete di distribuzione, sostituzione delle linee aeree con cavi sotterranei, installazione di linee, interruttori e trasformatori aggiuntivi. Gli approcci software invece includono: determinazione della priorità dei carichi in tempi e zone differenti, gestione del sistema di distribuzione come un sistema multi-microgrid, decentralizzare il controllo dei livelli di automazione per migliorarli, sviluppo di tecnologie per reti intelligenti [23].

Fin qui si è parlato di metodi per migliorare la resilienza di rete senza però considerare effettivamente la rilevanza che ha l'evento gravoso su di essa. Infatti, bisogna prima effettuare un'analisi e uno studio sul tipo di fenomeno, capirne la gravità e la probabilità che avvenga nel corso del tempo in modo da correlare ad esso il numero di guasti che ha causato. Da qui poi capire anche con che probabilità si verificano i guasti, se interessano un solo componente del sistema o l'intero sistema, quanto si propagano e, infine studiare gli eventuali investimenti che possono essere fatti attraverso un piano di analisi costi benefici (CBA). Questo procedimento è molto importante perché solo in questo modo si può correlare causa ed effetto e quindi capire quanto una rete sia resiliente.

C'è da considerare, però che, parlando di fenomeni che accadono raramente la raccolta dei dati risulta essere un problema. Un parametro importante per ovviare a questa problematica è utilizzare le curve di fragilità. Esse forniscono, in un determinato momento, le probabilità di guasto dei componenti del power system in funzione di un parametro meteorologico. Queste curve possono essere ricavate:

- empiricamente, dall'analisi statistica di un insieme di guasti osservati;

- sperimentalmente;
- analiticamente;
- affidandosi ad un giudizio di esperti;
- unendo i vari metodi descritti sopra.

1.3.1 Valutazione resilienza in letteratura

In seguito verranno riassunti brevemente vari articoli distinguendo però, chi ha effettuato una vera e propria analisi della resilienza tenendo conto della causa-effetto dovuta all'evento e chi invece ha semplicemente attuato delle ottimizzazioni senza nessun riscontro precedente.

In [25] viene eseguito un quadro multifase per la misurazione della resilienza elettrica: primo passo è la caratterizzazione della minaccia, secondo è la valutazione della vulnerabilità dei componenti, terzo la reazione del sistema ed infine si effettua il ripristino del sistema. Come in input vi sono ampiezza e profilo temporale dell'evento meteorologico e utilizzando le curve di fragilità si inviano i dati ad una simulazione sequenziale basata sul metodo Monte Carlo. Dopodiché vengono effettuati dei modelli OPT (*Optimal Power Flow*) in DC e AC in base al danneggiamento dei componenti e infine questi vengono ripristinati secondo una distribuzione probabilistica. Tutto questo procedimento viene ripetuto per l'intero periodo di tempo definito.

In [26] gli autori forniscono un quadro quantitativo per valutare il grado di resilienza di una rete di distribuzione alle tempeste di vento. Vengono usate le curve di fragilità dei cavi aerei e il profilo della tempesta di vento per capire il degrado della rete. Usano un nuovo metodo analitico semplice ed efficiente dal punto di vista di carico computazionale il quale fornisce un modello probabilistico per gli impatti che ha una tempesta di vento sulla rete.

In [27] viene attuato un procedimento a 3 fasi: modellazione degli eventi naturali (in questo caso una tempesta), valutazione della vulnerabilità dei componenti, effettuata attraverso le curve di fragilità e simulazione Monte Carlo, ed infine il miglioramento della resilienza. Questo è fatto attraverso un rafforzamento hardware che è risolto tramite un problema di ottimizzazione e la risoluzione di un algoritmo genetico che ha come vincoli il budget, l'accessibilità ai componenti e la criticità

dei carichi.

Gli autori di [28] propongono un approccio di risoluzione stocastico per aumentare la resilienza della rete di distribuzione durante un incendio. Vengono effettuate delle valutazioni dinamiche sulle linee come bilanci termici in modo da capire a quale distanza le linee iniziano a risentire del calore causando abbassamenti di tensione o interruzioni.

In [29] viene effettuata una procedura a due fasi tramite un programma lineare mixed-integer che modella le caratteristiche topologiche ed elettriche della rete di distribuzione. Si parte dal riconoscimento dell'evento, per poi proseguire con la determinazione delle curve di fragilità. Quindi si passa ad analizzare i diversi possibili scenari tramite i modelli di probabilità ed infine si calcolano gli indici di resilienza per quantificarla.

Mentre in [30] ricavano questi indici basandosi su un modello di programmazione stocastico che richiede di soddisfare determinati requisiti della rete nel momento in cui vi è un evento avverso in corso. Questi modelli sono difficili da risolvere visto che il numero di scenari è molto elevato, quindi si ricorre ad un approccio euristico basato sulla decomposizione per semplificare il tutto. Tale procedura è fatta per avere una soluzione economica in ambito di pianificazione e per ridurre al minimo il costo che si ha nel ripristino del carico.

I precedenti articoli hanno sviluppato modelli per quanto riguarda il miglioramento della resilienza sulla rete di distribuzione. Come esempio per il sistema di trasmissione si può considerare [31] che prende come caso studio quello di una tempesta di ghiaccio. Anche qui vengono considerate le curve di fragilità per evidenziare la relazione tra la probabilità di guasto dei componenti e l'intensità meteorologica. Vengono poi effettuate simulazioni Monte Carlo per valutare gli impatti spaziali e temporali che la tempesta ha avuto sul sistema. Un altro esempio è dato da [22] dove viene costruito un modello di fragilità dei componenti e poi valutata la resilienza attraverso modelli multi-temporali e multi-regionali basata su OPT e simulazione Monte Carlo sequenziale.

Si può notare come nei precedenti articoli c'è quasi un algoritmo prestabilito, che può essere riassunto in modo molto elementare nello schema in Figura 1.2 per arrivare ad avere un'ottimizzazione delle rete di distribuzione o di trasmissione.

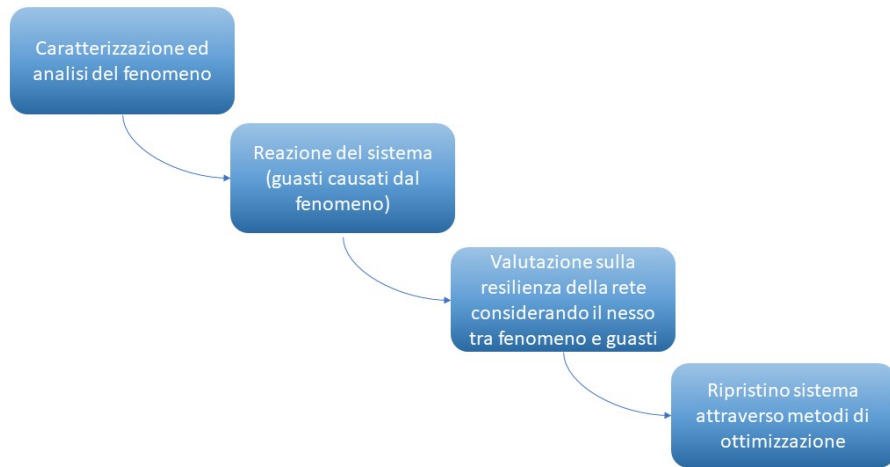


Figura 1.2: Schema a blocchi per la valutazione della resilienza

Da ciò riportato in seguito si potrà notare la differenza di approccio tra gli articoli precedenti e i successivi.

In [32] vi è una riconfigurazione della rete di distribuzione e pianificazione delle DER (*risorse energetiche distribuite*) attraverso un algoritmo che identifica la topologia della rete radiale in base al rango della matrice di incidenza. Quindi con la nuova configurazione viene ridotto il costo cumulativo sia per il funzionamento delle DER che per il carico. Il tutto avviene attraverso una programmazione lineare che ha un carico di lavoro computazionale relativamente basso.

Gli autori in [33] effettuano una valutazione della configurazione di rete attraverso il metodo Monte Carlo. Dopodiché, per capire l'impatto che potrebbero avere più microgrid nella rete, viene effettuato un modello stocastico in particolare la catena di Markov, sulla matrice di transizione (in base agli stati del sistema).

In [34] viene proposto un modello di ottimizzazione a due fasi per decidere gli investimenti in unità ES (*energy storage*) mobili attraverso la risoluzione dell'algoritmo PH (*progressive hedging*) che in termini di prestazioni computazionali supera gli altri risolutori standard. In [35] è effettuata l'allocazione ottimale di sorgenti di DG (*generazione distribuita*) attraverso la risoluzione di funzione multi-obiettivo.

Questo problema è risolto tramite un metodo fuzzy e dai metodi di Pareto. In questo modo si genereranno delle microgrid che sono un'ottima soluzione per rendere la rete resiliente su larga scala.

In [36] viene valutata la disponibilità delle microgrid per poter ripristinare i carichi critici e valutare il tempo di servizio. Il primo problema è modellato attraverso un programma stocastico vincolato in modo poi da calcolare il COT (*tempo di funzionamento continuo*), concetto introdotto proprio in questo articolo.

In [37] effettuano delle analisi costo beneficio per appurare le configurazioni ottimali per avere una rete più resiliente. È proposto uno schema gerarchico nella gestione di multi microgrid. Inoltre, questo articolo si focalizza sulle differenze che ci sono nell'avere delle microgrid gestite in modo autonomo (quindi ognuna con la propria capacità di generazione) e quelle invece coordinate tra loro. Ovviamente, l'ultima strategia riduce l'investimento totale e i costi operativi delle microgrid.

In [38] per gestire al meglio la funzionalità di tutte le unità energetiche presenti nella rete (sia DER che fonti rinnovabili) viene applicato un algoritmo stocastico a due livelli in modo anche da ridurre al minimo i costi di esercizio. In [39] viene proposta una soluzione che riguarda la formazione di più microgrid energizzate da DG per il ripristino di carichi critici. In particolare, è formulato un programma mixed-integer linear per massimizzare i carichi critici da prelevare soddisfacendo nello stesso momento l'autoadeguatezza, topologia e i vincoli di funzionamento per la formazione delle microgrid. Nell'articolo [40] è stato proposto un metodo per quantificare la resilienza della rete utilizzando l'AHP (*Analytic Hierarchy Process*). Questo è fatto attraverso la topologia della rete, il numero di percorsi comuni per ripristinare il carico e la probabilità delle disponibilità di DG. In [41] viene presentato un modello resiliente per formare più microgrid dinamiche, gestendo il problema dei carichi prioritari e imponendo dei limiti di budget di emergenza, insieme anche all'utilizzo di DG. Il tutto attraverso un programma lineare intero-misto che soddisfa i requisiti topologici e vincoli operativi della rete.

In [42] vengono prese in considerazione diverse tecniche di miglioramento della resistenza della rete, come il potenziamento dei pali e la gestione della vegetazione. Il tutto è formulato come un problema di ottimizzazione a tre livelli per ridurre

al minimo gli investimenti e la riduzione del carico in eventi meteorologici estremi. Questo programma di ottimizzazione viene poi trasformato in un programma equivalente lineare intero-misto a due livelli.

1.3.2 Affidabilità e resilienza

Prima ancora che si iniziasse a parlare di resilienza, una delle principali caratteristiche del sistema elettrico era l'affidabilità. Un sistema elettrico affidabile deve garantire qualità e sicurezza riguardo eventuali disservizi. Ma una rete affidabile potrebbe non essere in grado di fronteggiare eventi estremi.

Resilienza e affidabilità però sono correlate tra loro e molto importanti per il power system poiché assicurano entrambe la qualità e il servizio stesso ma in condizione diverse. Inoltre una rete resiliente è sicuramente anche affidabile, il contrario però non è detto. La Figura 1.3 [24] mostra in modo immediato la grande differenza che vi è tra questi due termini, mentre in Tabella 1.2 [13] sono elencati gli aspetti più dettagliati che distinguono e differenziano affidabilità e resilienza.

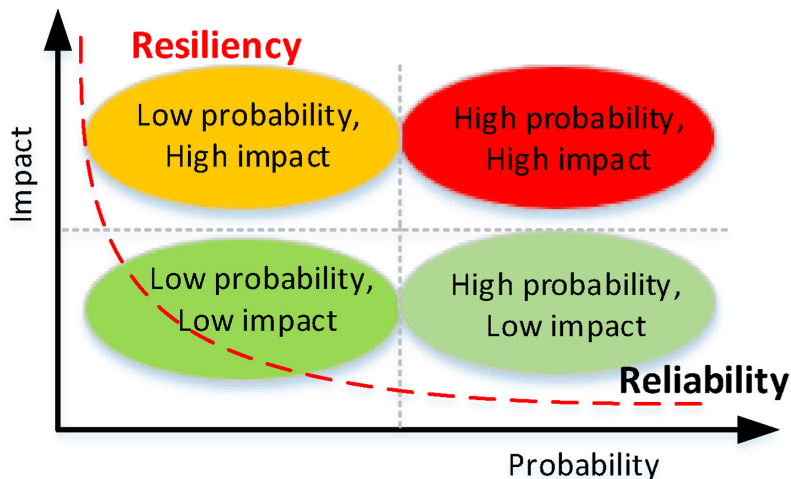


Figura 1.3: Affidabilità e Resilienza

Tabella 1.2: Affidabilità e resilienza

Affidabilità	Resilienza
-Basso impatto, alta probabilità	-Alto impatto, bassa probabilità
-Misure di controllo già ben definite	-Tipicamente nessuna misura di controllo
-Luogo e tempo random	-Correlazione spazio-temporale tra guasto ed evento
-Strumenti per l'analisi e metodi di ottimizzazione	-Strumenti matematici limitati
-Numero limitato di disservizi causati dai componenti guasti	-Guasti ripetuti e simultanei
-Piccola porzione di rete disalimentata	-Larga porzione di rete disalimentata
-Recupero veloce	-Tempo e risorse utilizzate per il pieno recupero della rete

Capitolo 2

Ondate di calore

Nel capitolo precedente si è parlato degli eventi estremi che il sistema elettrico deve essere in grado di fronteggiare.

Lo studio di questo elaborato si focalizza sulle le ondate di calore e ciò che causano sul sistema di distribuzione. Esse vengono definite come periodi di caldo estremo che possono causare svariati disagi, sia per la salute e le attività umane, che in natura.

Ancora non vi è una definizione vera e propria per qualificare un'ondata di calore, ma in questo lavoro di tesi si farà riferimento ad uno studio che ha portato ad ottenere degli indici grazie ai quali si può ricavare la presenza o meno di un'ondata [43]. Si è ritenuto opportuno avvalersi di questi indici dato che il loro utilizzo è stato effettuato in vari contesti molto differenti fra loro (partendo dall'Australia [44], continuando in Grecia [43], Repubblica Ceca [45] e Romania [46]).

2.1 Calcolo indici

Il lavoro è iniziato partendo da una stima e verifica delle ondate di calore avvenute tra il 2012 e il 2019. Si è proceduto nel calcolo dei diversi indici utilizzati nello studio effettuato in Grecia [43].

Il primo indice è EHF (*excess heat factor*), ottenuto da 2.1:

$$EHF = EHI_{sig} \times \max\{1, EHI_{accl}\} \quad (2.1)$$

dove EHI_{sig} è un indice di significatività, il quale è positivo nel momento in cui si verifica un'ondata di calore, mentre EHI_{accl} è definito come un indice di acclimatazione, che è positivo o negativo in base alle condizioni climatiche calde o fredde. Esso descrive molto l'influenza che il calore ha sulla popolazione, poiché non sempre gli essere umani riescono ad acclimatarsi con un brusco cambio di temperatura.

Il primo si ricava tramite l'Equazione 2.2:

$$EHI_{sig} = \left[\frac{T_i + T_{i-1} + T_{i-2}}{3} \right] - T_{95} \quad (2.2)$$

dove il primo termine è la media giornaliera per un periodo di tre giorni, mentre il secondo termine è il 95esimo percentile.

EHI_{accl} si ricava, invece, da l'Equazione 2.3:

$$EHI_{accl} = \left[\frac{T_i + T_{i-1} + T_{i-2}}{3} \right] - \left[\frac{T_{i-3} + \dots + T_{i-32}}{30} \right] \quad (2.3)$$

dove il secondo termine è la media giornaliera su un periodo di 30 giorni. Per sapere quando è avvenuto un episodio di ondata di calore, bisogna valutare quando l'indice EHI è positivo per almeno tre giorni di seguito.

I dati necessari per il calcolo di questi indici sono stati scaricati dal sito Arpa Piemonte [47] sul quale sono messi a disposizione i dati meteorologici giornalieri dal 1989 ad oggi per ogni stazione meteorologica situata in Piemonte. Si sono quindi ottenute le temperature medie giornaliere riferite alla stazione di Torino "Buon Pastore" (1989-2007) e "Giardini Reali" (2008-2011) per il calcolo del 95esimo percentile, mentre le temperature medie giornaliere dal 2012 al 2019 per la misura degli altri indici.

2.2 Risultati ottenuti

Effettuando i calcoli si sono ottenute 25 ondate di calore nel corso degli anni esaminati. La durata massima si è avuta nel giugno 2015, con un'ondata durata 30 giorni, mentre quella media è approssimativamente 7 giorni. Si deduce che la massima durata è stato un evento eccezionale: infatti, l'ondata subito inferiore è di 14 giorni. Si è analizzato anche il tempo minimo tra due ondate successive ed è risultato essere 3 giorni, utile successivamente affinché non ci siano sovrapposizione

degli effetti analizzando varie ipotesi.

I dati principali sono elencati in Tabella 2.1 e in Figura 2.1 dove sono mostrate per ogni anno la durata di ogni ondata.

Tabella 2.1: Dati riassuntivi delle ondate di calore

Numero ondate	Data inizio	Data fine	Durata (giorni)
1	'28/05/2012'	'30/05/2012'	3
2	'24/06/2012'	'03/07/2012'	10
3	'16/07/2012'	'25/07/2012'	10
4	'21/06/2013'	'27/06/2013'	7
5	'01/07/2013'	'06/07/2013'	6
6	'10/05/2014'	'12/05/2014'	3
7	'30/05/2015'	'28/06/2015'	30
8	'04/07/2015'	'09/07/2015'	6
9	'23/05/2016'	'25/05/2016'	3
10	'06/06/2016'	'10/06/2016'	5
11	'17/06/2016'	'20/06/2016'	4
12	'25/07/2016'	'28/07/2016'	4
13	'12/05/2017'	'25/05/2017'	14
14	'04/06/2017'	'08/06/2017'	5
15	'22/06/2017'	'24/06/2017'	3
16	'30/06/2017'	'07/07/2017'	8
17	'16/07/2017'	'18/07/2017'	3
18	'25/07/2017'	'29/07/2017'	5
19	'19/05/2018'	'21/05/2018'	3
20	'29/05/2018'	'02/06/2018'	5
21	'23/06/2018'	'25/06/2018'	3
22	'28/06/2018'	'07/07/2018'	10
23	'25/05/2019'	'01/06/2019'	8
24	'04/06/2019'	'07/06/2019'	4
25	'20/06/2019'	'25/06/2019'	6

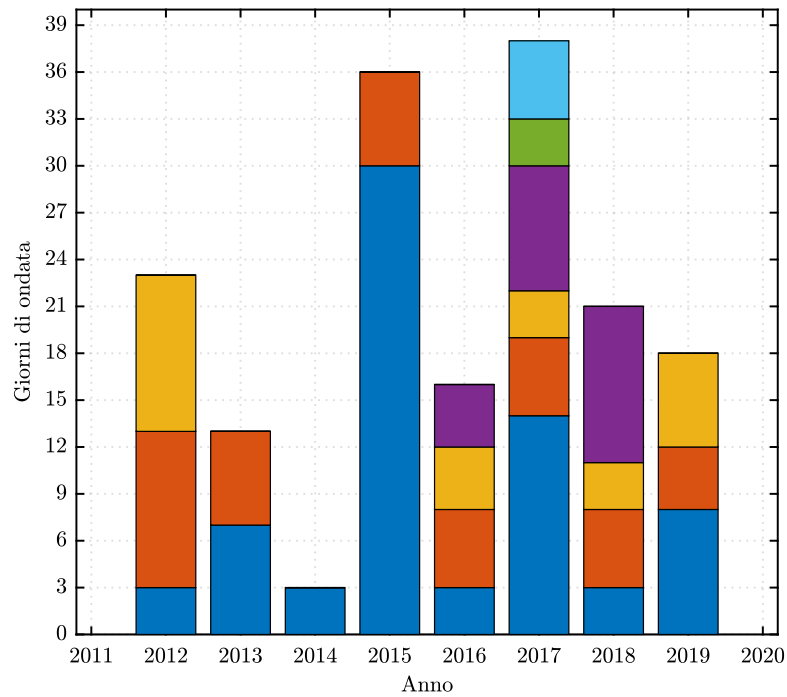


Figura 2.1: Durata delle ondate di calore

L'istogramma in Figura 2.2, invece, riassume il numero di ondate in base all'anno senza distinzione sulla durata. Si nota come sia stato il 2017 l'anno più colpito, al contrario del 2014 che ha avuto una sola ondata durata 3 giorni. Tenendo presente anche i dati dell'istogramma precedente, si può notare che nonostante il 2015 abbia avuto solo due ondate di calore, la prima è stata quella di massima durata, mentre per il 2017 più del 50% di queste sono durate in media 4 giorni. In generale il numero medio di ondate all'anno è risultato essere circa 3. Nel prossimo capitolo si noteranno quali sono stati gli effetti avuti sul sistema elettrico considerando tutti questi dati.

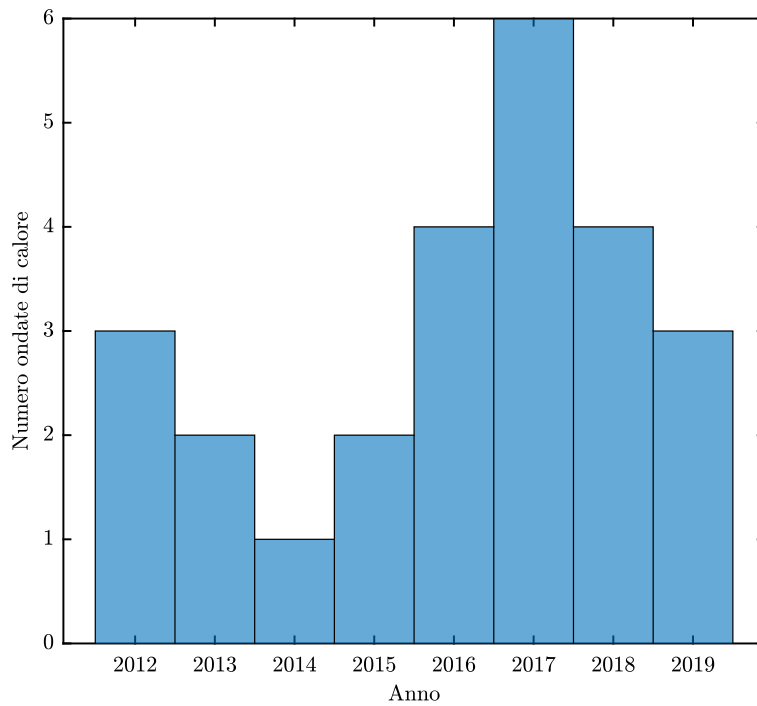


Figura 2.2: Ondate di calore per ogni anno

In Figura 2.3 sono rappresentati, invece, gli andamenti dei tre indici utilizzati per ottenere i risultati precedenti. Si nota come ad ogni picco di EHF corrisponda effettivamente un'ondata di calore.

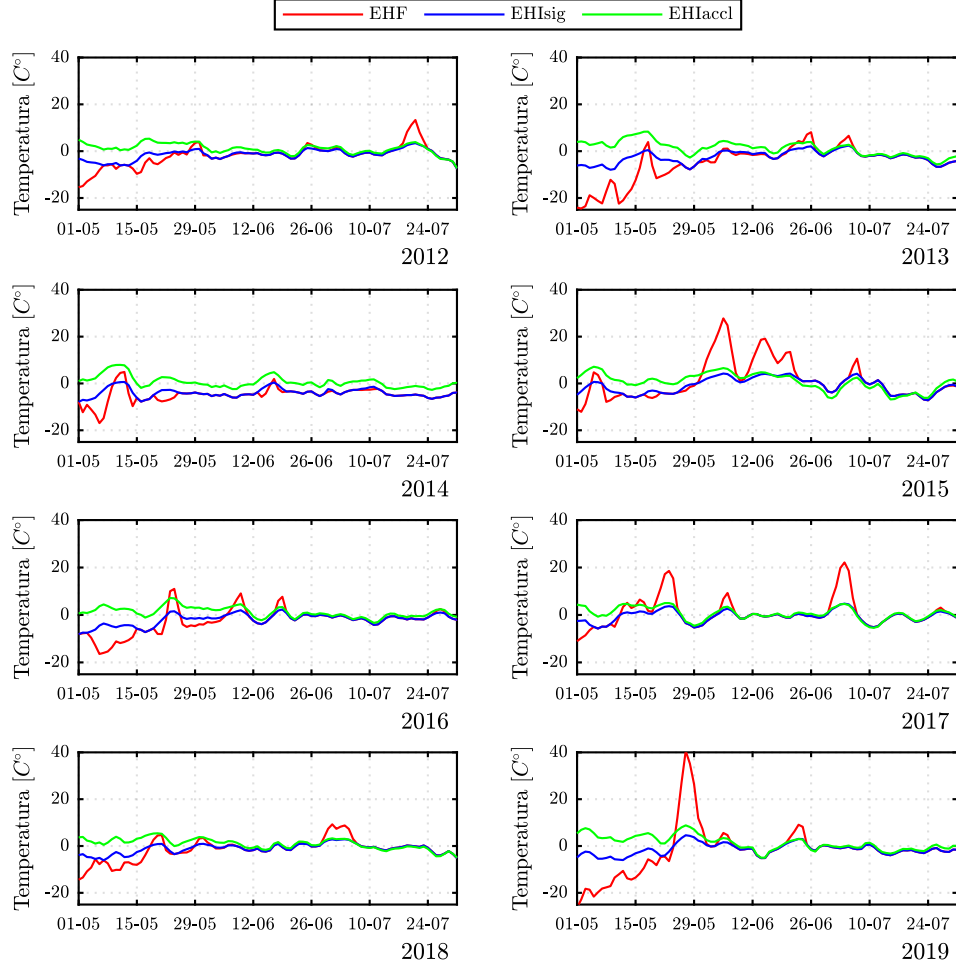


Figura 2.3: Andamento di EHF , EHI_{accl} e EHI_{sig} durante i 3 mesi critici per ogni anno

Confronto con dati Arpa

Analizzando i dati forniti da Arpa Piemonte, si può effettuare un confronto riguardo il numero e i giorni di ondate di calore dal 2012 al 2019 [47]. Per calcolare questi eventi è stato considerato il RF (*Radiative Forcing*) cioè un fattore, misurato in W/m^2 , che indica l'influenza che hanno le emissioni dei Gas serra (*Green House Gases*) sul bilancio energetico Terra-atmosfera. Questo indice se positivo è associato ad un riscaldamento della superficie terrestre, se negativo un raffreddamento. La

International Panel on Climate Change (IPCC) ha studiato vari possibili scenari fino al 2100, tra cui quello che vede un incremento medio della temperatura di circa $1,6^\circ$ con un $RF = 4,5W/m^2$, e quello con un $RF = 8,5W/m^2$ che vede un incremento medio maggiore di $2,5^\circ$ [48]. I dati Arpa fanno riferimento ad entrambi gli indici.

In Figura 2.4 è mostrato l'istogramma di confronto tra le due fonti e tra i dati di questo elaborato.

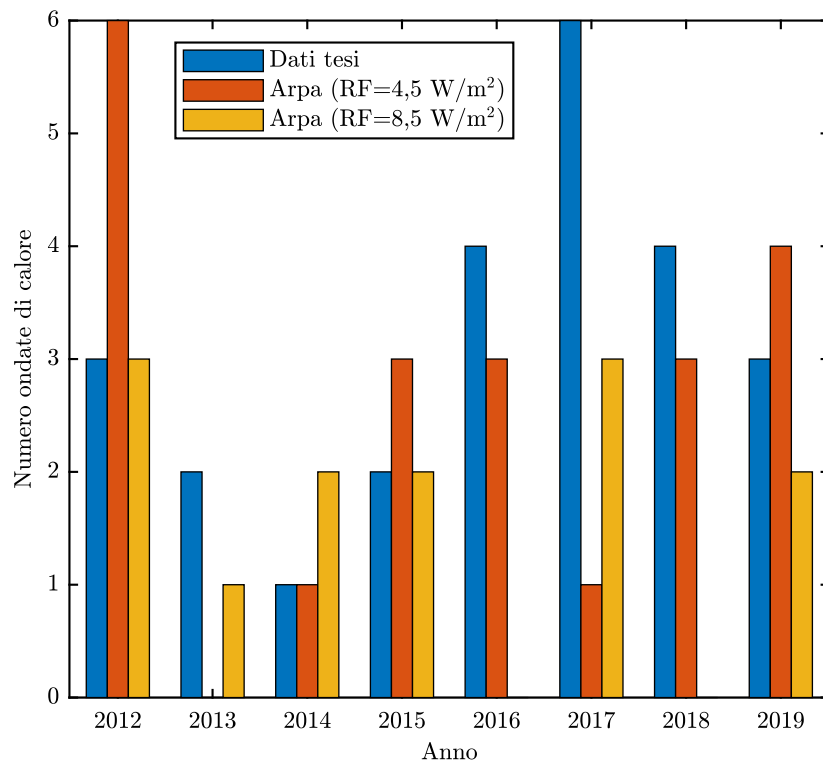


Figura 2.4: Istogramma confronto ondate

A colpo d'occhio si nota che i valori tra di loro non sono molto concordi, e che i risultati ottenuti dall'elaborato tendono ad essere quasi sempre maggiori dei dati ricavati da Arpa con riferimento a $RF = 8,5W/m^2$.

Capitolo 3

Analisi guasti

3.1 Filtro guasti

L'analisi dei guasti è partita facendo riferimento ad un database contenente tutti i guasti avvenuti sull'intera rete urbana di Torino dal 2012 al 2017 riferiti al sistema di distribuzione gestito da IRETI S.p.A..

Soprattutto nell'estate del 2017 l'operatore ha avuto numerosi disservizi su porzioni di rete in cavo interrato e sui rispettivi giunti (sono uno degli elementi più fragili tra tutti i componenti che compongono un sistema in cavo). Considerando solo i fattori di interesse si sono andati a filtrare i guasti in base ad essi.

I guasti filtrati sono risultati 1042 e si è potuto procedere nella distinzione tra guasti singoli e ripetuti.

3.2 Guasti singoli e ripetuti

Per guasto singolo si intende un guasto permanente che colpisce un solo componente del festone di rete interessato. Questo tipo di guasto non comporta gravi disagi nella qualità del servizio poiché, essendo la rete di distribuzione debolmente magliata, si riesce a ripristinare in tempi brevi la fornitura per ogni cliente.

Per guasti ripetuti si intende, invece, guasti che accadono sulla stessa porzione di rete (alimentata quindi dalla stessa cabina AT/MT) in un intervallo di tempo inferiore a quello che serve per garantire la riparazione del primo guasto. Questo tipo

di guasti incidono molto di più sulla qualità del servizio poiché bisogna fronteggiare più disservizi nello stesso momento e richiedono più risorse.

Si è quindi proceduto al calcolo dei guasti singoli e ripetuti per ogni cabina primaria. La suddivisione relativa all'affidabilità è avvenuta considerando come guasto ripetuto, un guasto avvenuto in un arco di 6 ore dal primo; in riferimento al periodo di ondate, invece la discretizzazione è stata effettuata considerando 8 ore dal primo guasto. Questo perché il tempo di riparazione di un guasto è considerato maggiore nel caso di condizioni atmosferiche avverse ¹. In Figura 3.1 è mostrata la linea temporale e degli esempi di guasto. Avviene il guasto 1 e nelle 6 o 8 ore successive non vi è alcun altro guasto, quindi il guasto 1 risulta essere singolo. Mentre per il guasto 2 si nota che all'interno del semicerchio indicante il periodo temporale delle 6 o 8 ore si susseguono altri 2 guasti: il guasto 2 è un centro, invece i guasti 3 e 4 dipendono dal guasto 2. Il guasto 5 è un guasto singolo.

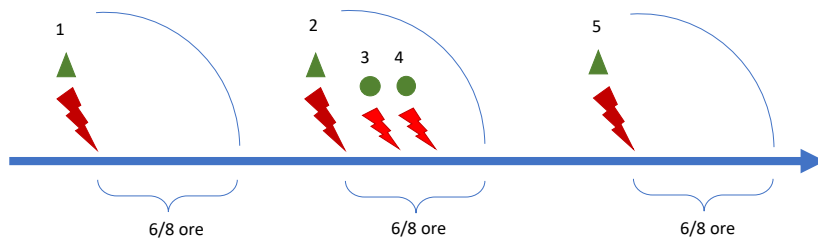


Figura 3.1: Rappresentazione della procedura di suddivisione guasti

Un'ulteriore suddivisione è stata fatta nell'arco delle 6 e 8 ore considerando la fascia oraria entro la quale sono avvenuti i guasti. In questo modo si può effettuare una migliore stima per capire entro quante ore dal primo guasto è più probabile che ne susseguia un secondo. Nelle Tabelle 3.1 e 3.2 è possibile osservare come,

¹Secondo la delibera di ARERA in vigore dal 1 gennaio 2020 [49]

per entrambi i periodi esaminati, circa l'85% dei guasti ripetuti si ha nell'arco di un'ora, ma se nel periodo di ondata il restante 15% si distribuisce entro le 3 ore, per i giorni senza ondate si ha una distribuzione più graduale e omogenea sulle 6 ore. Infatti l'effetto che l'ondata di calore ha sul sistema elettrico è più marcato e immediato rispetto ad un normale periodo dell'anno, proprio perché parlando di resilienza, come già detto siamo nel campo degli HILP (eventi ad alto impatto e bassa probabilità).

Tabella 3.1: Distribuzione oraria dei guasti doppi per l'affidabilità

	1h	2h	3h	4h	5h-6h
Num. guasti	121	12	2	4	6
Probabilità	85%	8%	1%	2%	4%

Tabella 3.2: Distribuzione oraria dei guasti doppi per la resilienza

	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h-8h
Num. guasti	18	2	1	0	0	0	0
Probabilità	86%	10%	4%	0%	0%	0%	0%

Dai calcoli effettuati nel complesso sono risultati 756 guasti singoli, circa il 73% dei totali, e 286 ripetuti, quindi il restante 27% dei guasti avuti. Di questi ultimi 119 sono risultati i centri dei guasti ripetuti. Per semplicità si considereranno i guasti ripetuti come doppi. Quindi si avranno 119 guasti con occorrenza doppia. Per comodità, da qui in avanti, a meno dall'essere specificato, per guasti ripetuti o doppi si intenderanno i centri da considerare quindi, sempre con occorrenza doppia.

In Tabella 3.3 sono mostrati, per ogni cabina primaria di Torino, i guasti i singoli ed i ripetuti per tutto il periodo preso in esame. Le prime sette cabine con più guasti sono evidenziate in grassetto. Si può notare che, per quasi tutte, i guasti singoli e i ripetuti sono proporzionali tra loro, ad esclusione delle cabine *CABINA 19* e *CABINA 27* : la prima ha subito molti guasti singoli ma pochi ripetuti (che al fine della resilienza sono quelli che effettivamente contano), la seconda il contrario.

Tabella 3.3: Guasti per porzione di rete alimentata da cabina primaria

Cabina primaria	Guasti singoli	Guasti ripetuti
CABINA 1	7	0
CABINA 2	11	1
CABINA 3	4	0
CABINA 4	1	0
CABINA 5	13	0
CABINA 6	39	14
CABINA 7	9	1
CABINA 8	17	1
CABINA 9	6	1
CABINA 10	2	0
CABINA 11	9	0
CABINA 12	35	9
CABINA 13	12	1
CABINA 14	2	0
CABINA 15	29	7
CABINA 16	7	0
CABINA 17	45	11
CABINA 18	28	4
CABINA 19	46	4
CABINA 20	20	1
CABINA 21	7	1
CABINA 22	8	0
CABINA 23	17	5
CABINA 24	31	2
CABINA 25	20	0
CABINA 26	11	0
CABINA 27	36	8
CABINA 28	14	0
CABINA 29	13	0
CABINA 30	1	0
CABINA 31	7	0
CABINA 32	3	0
CABINA 33	10	0
CABINA 34	32	1
CABINA 35	2	0
CABINA 36	76	23
CABINA 37	64	17
CABINA 38	36	7
CABINA 39	22	0
CABINA 40	3	0
CABINA 41	1	0

Nelle Tabelle 3.4 e 3.5 è possibile, invece, osservare le prime sette cabine primarie con più guasti: nella prima tabella sono elencati i guasti facendo riferimento al periodo di ondata di calore pura, mentre nella seconda quelli considerando anche i tre giorni successivi ad ogni ondata.

Tabella 3.4: Guasti per le prime sette cabine durante le ondate di calore

Cabina Primaria	Guasti singoli	Guasti ripetuti
CABINA 6	3	2
CABINA 17	3	1
CABINA 19	5	1
CABINA 27	7	0
CABINA 36	8	3
CABINA 37	3	1
CABINA 38	5	2

Tra i risultati avuti e mostrati nelle tabelle si può notare l'effettivo aumento dei guasti ripetuti in Tabella 3.5, almeno del 50%, rispetto al caso di ondata pura.

Tabella 3.5: Guasti per le prime sette cabine durante le ondate di calore più i tre giorni successivi

Cabina Primaria	Guasti singoli	Guasti ripetuti
CABINA 6	6	3
CABINA 17	4	1
CABINA 19	7	2
CABINA 27	9	2
CABINA 36	12	4
CABINA 37	7	6
CABINA 38	6	3

Questa differenza può essere vista in maniera più immediata e nel complesso in Figura 3.2 dove i due istogrammi rappresentano i guasti totali avuti ogni anno durante il periodo di ondate in entrambi i casi analizzati. Durante quest'analisi sono stati considerati i guasti singoli comprendendo anche i centri, e tutti i restanti come secondi guasti. Ciò implica, quindi, che l'effetto di questo evento climatico avuto sul power system non si limita ai giorni effettivi, ma continua nei successivi. Particolare attenzione va al 2017, anno con più ondate, che ha un aumento netto dei guasti considerando i tre giorni successivi all'ondata: per i guasti singoli più del 100%, mentre per i ripetuti è ben oltre, si passa da soli 2 guasti (quindi due centri) a 13. Rifacendosi alla Tabella 2.1, un incremento sostanziale di guasti si è avuto alla 13esima e 15esima ondata. La prima ha avuto una durata di 14 giorni, la quale avrà influito particolarmente sulle linee; infatti anche il 2015, anno con sole 2 ondate, ma con durata della prima di 30 giorni, è stato caratterizzato da molti

guasti. Mentre in riferimento alla 15esima ondata, avrà influito la vicinanza con la successiva che ha avuto una durata significativa.

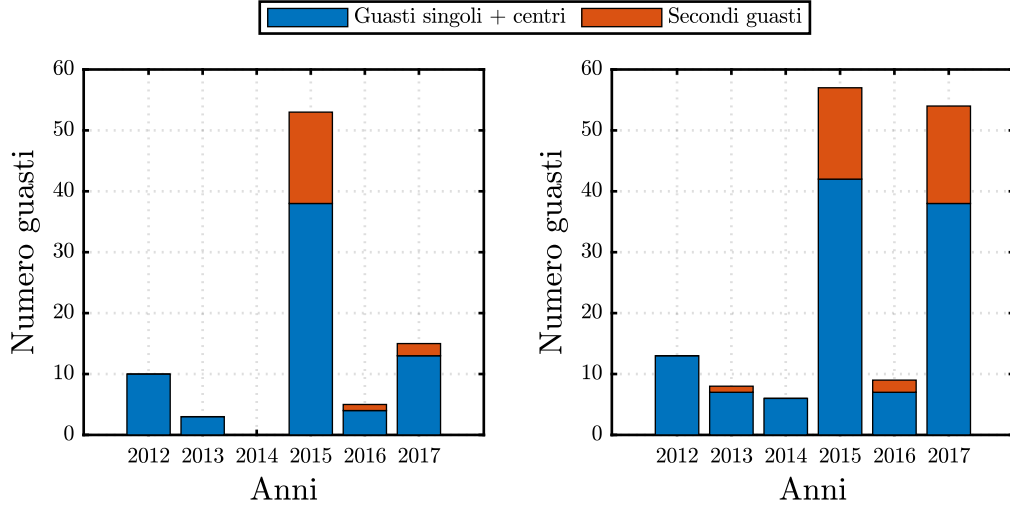


Figura 3.2: Istogramma confronto guasti singoli e ripetuti per giorni di ondata e giorni di ondata con i tre giorni

Ricavati questi dati si può procedere nel determinare i tassi di guasto giornalieri per diversi periodi.

3.3 Fattori di guasto

I fattori di guasto, cioè l'incidenza di disservizi rapportata ad una determinata lunghezza di linea e periodo di tempo, sono stati ottenuti prendendo in considerazione tre periodi diversi dell'anno:

- giorni invernali, dal 1 gennaio al 30 aprile e dal 1 ottobre al 31 dicembre ($d^{(inv)}$);
- giorni estivi senza ondata ($d^{(est)}$);
- giorni estivi di ondata (durata giornaliera di ogni ondata $d^{(hw)}$).

Questa distinzione è nata dal fatto che le ondate di calore sono fenomeni prettamente estivi, quindi si è ritenuto opportuno procedere in questo modo. Per ogni periodo esaminato bisogna calcolare il tasso di guasto per i guasti singoli e per quelli ripetuti.

1. Fattore di guasto durante l'intero periodo di ondate di calore:

- per i guasti singoli, trovato tramite la seguente equazione:

$$\lambda_s^{(hw)} = \frac{\sum_{i=1}^y G_i^{(s,hw)}}{l \cdot \sum_{i=1}^k d_i^{(hw)}} \quad (3.1)$$

dove y è il numero di anni esaminati, quindi dal 2012 a 2017, $G^{(s,hw)}$ sono i guasti singoli totali avvenuti durante le ondate, k sono il numero di ondate di calore, $d^{(hw)}$ è la durata di ogni ondata, ed infine l è la lunghezza dell'intera rete di Torino gestita da IRETI S.p.A., circa 2000 km [50];

- per i guasti ripetuti, ricavato da:

$$\lambda_r^{(hw)} = \frac{\sum_{i=1}^y G_i^{(r,hw)}}{l \cdot \sum_{i=1}^k d_i^{(hw)}} \quad (3.2)$$

dove l'equazione è uguale a quella precedente con la sola differenza che vengono considerati i centri dei guasti doppi anziché i singoli.

Questi fattori di guasto, quindi, hanno un'unità di misura pari a guasti/km/giorni di ondata.

2. Fattore di guasto durante il periodo invernale:

- per i guasti singoli il risultato è stato ottenuto dalla seguente equazione:

$$\lambda_s^{(inv)} = \frac{\sum_{i=1}^y G_i^{(s,inv)}}{l \cdot \sum_{i=1}^y d_i^{(inv)}} \quad (3.3)$$

dove y è sempre il numero di anni esaminati, $G^{(s,inv)}$, come prima, i guasti singoli per tutto il periodo invernale, infine $d_i^{(inv)}$ indica i giorni totali del periodo esaminato.

- per i guasti ripetuti l'equazione di riferimento è sempre analoga alla precedente:

$$\lambda_r^{(inv)} = \frac{\sum_{i=1}^y G_i^{(r,inv)}}{l \cdot \sum_{i=1}^y d_i^{(inv)}} \quad (3.4)$$

Qui l'unità di misura dei due fattori è analoga a quella degli altri due ma i giorni considerati sono solo quelli invernali: guasti/km/giorni invernali.

3. Fattore di guasto durante il periodo estivo senza ondate:

- le formule sono analoghe alle precedenti:

$$\lambda_s^{(est)} = \frac{\sum_{i=1}^y G_i^{(s,est)}}{l \cdot \sum_{i=1}^y d_i^{(est)}} \quad (3.5)$$

dove $G^{(s,est)}$ sono i guasti estivi totali per anno e $d_i^{(est)}$ i giorni del periodo estivo senza ondate.

- per i guasti ripetuti:

$$\lambda_r^{(est)} = \frac{\sum_{i=1}^y G_i^{(r,est)}}{l \cdot \sum_{i=1}^y d_i^{(est)}} \quad (3.6)$$

L'unità di misura di questi tassi di guasto è: guasti/km/giorni estivi senza ondate

Risultati ottenuti

In Tabella 3.6 sono indicati i valori dei fattori di guasto ottenuti per il l'intero periodo di ondata e anche considerando i tre giorni successivi ad ognuna. Si possono confermare i risultati ottenuti nel paragrafo precedente: con il passare del tempo i guasti, sia singoli, ma soprattutto doppi aumentano, portando ad avere un tasso di guasto più alto. Anche per questi risultati, in riferimento ai valori dei tassi di guasto ripetuti, si deve tener conto di un'occorrenza doppia.

Tabella 3.6: Fattore di guasto riferiti alle ondate di calore ed ai tre giorni successivi

	0 giorni	3 giorni
$\lambda_s^{(hw)}$	0,000217	0,000237
$\lambda_r^{(hw)}$	0,000054	0,000065

In Tabella 3.7 invece, sono stati inseriti i risultati dei fattori di guasto riguardanti il periodo estivo senza ondate escludendo in un prima momento i giorni di ondata pura, in un secondo anche i successivi tre. Si nota che per l'ondata pura i valori del tasso di guasto per i guasti singoli è analogo, mentre per i ripetuti è maggiore nel periodo di ondata, ma osservando i risultati ottenuti considerando i 3

giorni successivi la differenza tra i due periodi esaminati inizia ad essere rilevante soprattutto riguardo il valore del tasso dei guasti ripetuti.

Tabella 3.7: Fattore di guasto riferiti al periodo estivo senza ondate

	0 giorni	3 giorni
$\lambda_s^{(est)}$	0,000217	0,000212
$\lambda_r^{(est)}$	0,000042	0,000038

Infine, in Tabella 3.8 sono mostrati i valori per i fattori di guasto nel periodo invernale: risultati nettamente inferiori rispetto i precedenti soprattutto per quello riferito ai guasti ripetuti che confrontato con il fattore di ondata è quasi quattro volte piccolo.

Tabella 3.8: Fattore di guasto riferiti al periodo invernale

$\lambda_s^{(inv)}$	0,00014
$\lambda_r^{(inv)}$	0,000015

Capitolo 4

Procedura di calcolo

4.1 Delibera ARERA

Secondo la delibera di ARERA, in vigore dal 1 gennaio 2020 [49], ogni società distributrice deve stilare un Piano resilienza, con orizzonte temporale almeno triennale, per il miglioramento della resilienza del sistema di distribuzione. In questo piano sono inclusi tutti gli interventi individuati per limitare i disservizi causati da eventi estremi (ondate di calore, precipitazioni nevose, tempeste di vento, ecc..). Il Piano resilienza ha al suo interno un Piano di sviluppo della rete di distribuzione, nel quale è effettuata un'analisi delle criticità principali legate alla resilienza, i relativi interventi di sviluppo e potenziamento della rete che conducono ad un incremento di essa ed infine i risultati, cioè costi, benefici e impatti attesi sugli utenti. Questo Piano deve essere coordinato con Terna e con eventuali altre imprese distributrici collegate.

Nello stesso documento ARERA delinea quali sono i vari costi evitati ed i vari elementi per il calcolo di essi tenendo presente per l'analisi economica le seguenti ipotesi:

- tasso di sconto 4% reale;
- vita economica 25 anni di esercizio;
- nessun valore residuale.

Le categorie dei costi evitati sono:

- B1: minori costi per la riduzione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza della rete ottenibile grazie all'intervento allo studio;
- B2: minori costi per gli interventi in emergenza delle imprese distributrici in occasione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza della rete;
- B3: minori costi per la riduzione di interruzioni ordinarie ottenibile grazie all'intervento allo studio;
- B4: minori costi di esercizio delle imprese distributrici in occasione di interruzioni ordinarie;
- B5: altri minori costi o altri benefici che non siano oggetto di potenziale doppio conteggio con i benefici suddetti.

In questo elaborato verranno calcolate le prime quattro voci. Riguardo il calcolo di ognuno e i costi di riferimento, verranno mostrati in seguito nel paragrafo [4.4](#).

In definitiva, quindi, si avranno due voci di costo che riguardano il miglioramento della resilienza e due che riguardano il miglioramento dell'affidabilità, attraverso le quali si definisce l'efficacia dell'investimento e il contributo avuto sull'effettivo miglioramento della resilienza sulla rete. Per procedere nel calcolo di costi e utenti è indispensabile effettuare delle simulazioni partendo dal processo di Poisson e dal metodo Monte Carlo.

4.2 Processo di Poisson

Considerando i guasti come degli eventi rari, il miglior modo per modellarli ed effettuare una simulazione è utilizzando la distribuzione di Poisson.

Il processo di Poisson è uno dei principali processi contatore, dove per processo contatore si intende un processo aleatorio $N(t), t \geq 0$ nel quale $N(t)$ rappresenta un numero totale di eventi verificatosi entro il tempo t . Affinché un processo contatore sia un processo di Poisson con intensità $\lambda > 0$ deve soddisfare 3 condizioni [\[51\]](#):

1. $N(0) = 0$;
2. eventi indipendenti;

3. il numero di eventi in un qualsiasi intervallo di durata t è una distribuzione di Poisson con media λt , cioè:

$$P(N(t) = n) = e^{-\lambda t} \frac{(\lambda t)^n}{n!} \quad (4.1)$$

Tutte e tre queste ipotesi sono rispettate: si parte da una condizione in funzionamento ordinario della rete (ipotesi 1), la suddivisione fatta tra guasti singoli e ripetuti porta ad avere indipendenza tra essi (ipotesi 2), il verificarsi di un guasto può essere definito un evento raro quindi rappresentabile tramite il processo di Poisson (ipotesi 3).

Quindi attraverso questa distribuzione si andrà a studiare la probabilità che si presentino n guasti (definiti come occorrenza) conoscendo il numero medio di casi λ , cioè il tasso di guasto, nel corso di un determinato orizzonte temporale t e per una certa lunghezza che varierà in base al festone di rete studiato.

La distribuzione di Poisson può essere rappresentata attraverso due funzioni: funzione di distribuzione discreta e funzione di ripartizione (o cumulativa). In Figura 4.1 sono rappresentati esempi delle due funzioni con occorrenza $n = 20$; si nota come più λt è alto, più la distribuzione tende ad essere una gaussiana, una distribuzione normale (esempio con $\lambda t = 10$).

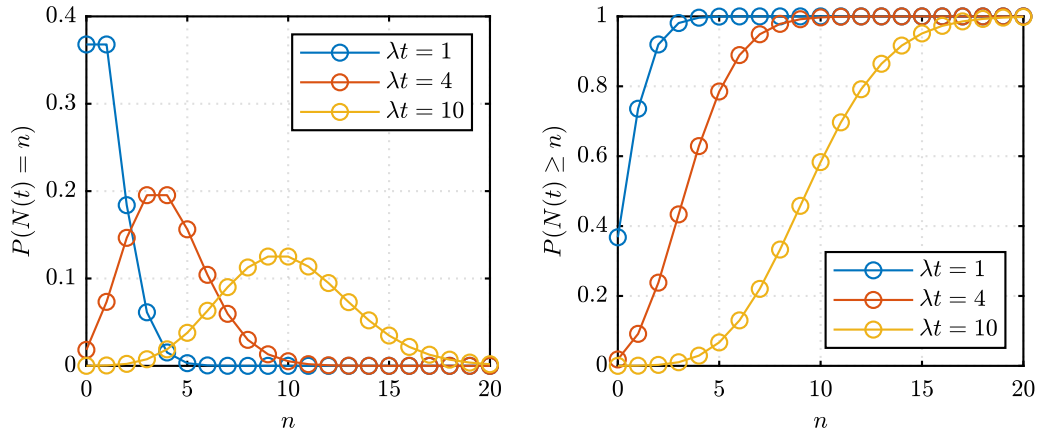


Figura 4.1: Funzione di distribuzione discreta e funzione di ripartizione

Si otterranno così, in maniera probabilistica, dei guasti totali durante i 25 anni in base ad ogni periodo esaminato, per i guasti singoli e ripetuti. Dai risultati avuti

dalle funzioni di ripartizione si potrà, attraverso un Monte Carlo stimare il numero di guasti e la loro distribuzione temporale.

Dati orizzonte temporale di investimento

I dati temporali utilizzati per il calcolo delle funzioni di Poisson sono stati ottenuti dal database di Arpa Piemonte, considerando i giorni di ondata dal 2021 al 2045 [52]. La Tabella 4.1 riassume i valori utilizzati per ogni anno.

Tabella 4.1: Dati Arpa sulle ondate di calore con $RF = 4,5W/m^2$

Anno	Numero ondate	Massima lunghezza (giorni)	Giorni totali
2021	2	10	15
2022	3	13	23
2023	1	8	8
2024	1	9	9
2025	2	11	14
2026	2	3	6
2027	2	22	34
2028	4	7	19
2029	1	3	3
2030	3	13	32
2031	5	9	28
2032	3	14	25
2033	2	3	6
2034	3	5	14
2035	2	8	11
2036	3	27	45
2037	1	10	10
2038	2	5	10
2039	1	6	6
2040	0	0	0
2041	6	12	38
2042	5	9	27
2043	4	9	23
2044	2	9	14
2045	4	8	24

Da questi dati si ottengono i giorni totali di ondate di calore nel corso dei 25 anni, quelli senza ondata e il numero di ondate di calore (Tabella 4.2).

Tabella 4.2: Giorni totali e ondate di calore

Giorni di ondata ($\delta^{(hw)}$)	Giorni estivi senza ondata ($\delta^{(est)}$)	Giorni invernali ($\delta^{(inv)}$)	Numero ondate (n_{hw})
444	3356	5325	64

Trovate le distribuzioni di Poisson per ogni caso studio si potrà procedere nel determinare il numero di guasti lungo l'orizzonte temporale considerato.

4.3 Metodo Monte Carlo

Attraverso una simulazione Monte Carlo si determina il numero di guasti nei 25 anni su ogni porzione di rete. Quindi si estrae casualmente con probabilità uniforme un numero x ; si confronta x con le ordinate di ogni cumulativa di Poisson (y), e attraverso il comando $y(y < x)$ si ha il vettore con i soli valori di interesse. Il numero di guasti sarà la lunghezza di quel vettore. Con un'ulteriore estrazione uniforme si procede nel determinare quando sono avvenuti i guasti nell'arco dei 25 anni: 1 corrisponderà al venticinquesimo anno.

Questo procedimento è ripetuto per i tre periodi esaminati e per guasti singoli e ripetuti. In definitiva si avranno sei matrici di guasto. Sono matrici tridimensionali dove per ogni festone e numero Monte Carlo si avranno i guasti sparsi nei 25 anni (Figura 4.2).

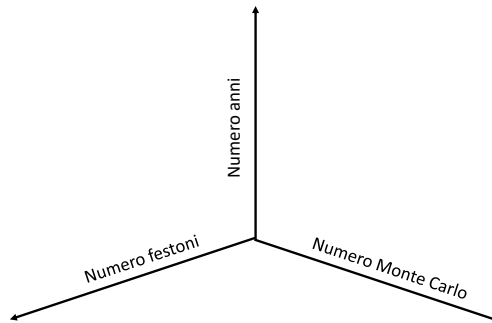


Figura 4.2: Dimensioni matrici di guasto

É stata trovata la situazione status quo delle linee prese in esame; ora bisogna considerare l'impatto dell'investimento, cioè la sostituzione del sistema in cavo, per poter capire quali benefici comporta quest'azione sull'intera linea.

Devono essere quindi calcolate le matrici di guasto ad investimento attuato: il tasso di guasto post intervento dovrà essere necessariamente più basso. Per tale ragione viene considerato il fattore di riduzione, pari a:

$$f_{rid} = \frac{\lambda_{post}}{\lambda_{pre}} \quad (4.2)$$

dove λ_{pre} sono i tassi di guasto ottenuti precedentemente per ogni periodo e λ_{post} il tasso di guasto ad investimento attuato. In questo elaborato verranno considerate tre diverse casistiche con tre fattori di guasto differenti: riduzione del 20% dei guasti, del 50% e del 80%. Verranno poi confrontati i risultati per vederne le differenze.

É possibile quindi, costruire le matrici 3D post intervento. Per ogni guasto avuto si estrae con distribuzione uniforme un numero e confrontato con il fattore di riduzione si calcola se vi è un'effettiva riduzione dei guasti o meno. Un aspetto da considerare nel calcolo delle matrici pre e post è la lunghezza della linea, poiché nel momento in cui vi è la sostituzione del cavo può esserci un cambiamento della lunghezza. Se questo comporta un aumento tale da avere una situazione post intervento peggiore di quella pre (cioè i guasti, nonostante il tasso di guasto diminuisca, aumentano), bisogna invertire il procedimento: il calcolo utilizzato per ricavare le matrici pre investimento servirà ad ottenere la situazione post, e viceversa.

Ottenute le matrici, i costi evitati saranno quelli avuti dalla differenza tra la situazione pre e post. Ultimo passo da attuare è simulare i guasti con l'estrazione di rami guasti e il calcolo dell'energia persa e utenti disalimentati per ogni linea.

4.3.1 Ricerca guasti

Bisogna analizzare innanzitutto come avviene il ripristino dell'alimentazione su una linea successivamente al guasto.

Avuto un guasto in t_0 , vi è l'apertura automatica dell'interruttore a inizio linea e quindi tutti i carichi su di essa sono disalimentati. Nel frattempo, avviene la ricerca del guasto in un tempo $t_{faultDet}$, dopo il quale si procede ad aprire il sezionatore

a monte e a valle del tratto guasto, per poi richiudere l'interruttore nel punto di alimentazione. In questo modo tutti i carichi a monte del ramo guasto sono rialimentati, mentre per quelli a valle vi è l'alimentazione da un altro percorso. A questo punto, una squadra d'intervento si occupa della riparazione fisica del punto guasto che avviene in un tempo t_{repair} . Potrebbe, però, accadere che, durante il tempo di riparazione del primo guasto ne susseguia un secondo (al tempo t_1); a questo punto il lato del festone dove è avvenuto il guasto viene nuovamente disalimentato poiché vi è l'apertura dell'interruttore. Occorre, quindi, rilevare il punto del secondo guasto e una volta trovato vi è la rialimentazione. Ma un'isola di rete, cioè i nodi compresi tra i due rami guasti, non sarà rialimentata sin quando non ci sarà il ripristino del normale funzionamento della rete. Tutto il procedimento descritto è riassunto in Figura 4.3 attraverso un flowchart.

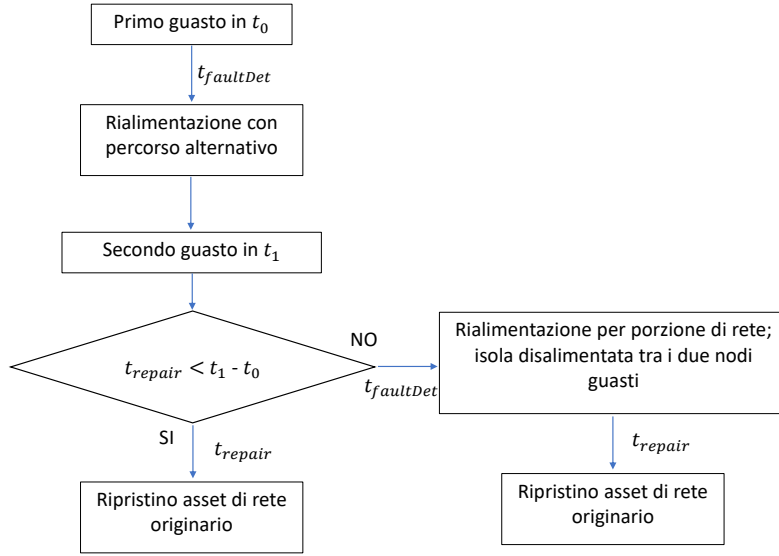


Figura 4.3: Flowchart ripristino rete dopo dei guasti

Si procede, attraverso estrazioni casuali, nel determinare il ramo guasto per i guasti singoli, e i due rami guasti per quelli doppi. In questo modo, si simula un guasto o dei guasti multipli avvenuti su una linea e si possono effettuare i calcoli relativi ad ogni caso.

4.3.2 Potenza ed energia non fornita

Una volta effettuata l'estrazione dei rami si determina il carico non fornito per tutti i casi, per poter poi calcolare i costi lato utente dovuti ai guasti. Si parte dal calcolo delle PNS (*Power not supplied*) per ogni guasto:

- Guasti singoli:
il carico non fornito equivale alla potenza persa su tutto il festone, residenziale e non residenziale ($PNS_{1,Res}$ e $PNS_{1,Nores}$).
- Guasti ripetuti:
in questo caso si devono calcolare 3 diverse potenze sia residenziali che non: la prima equivale alla perdita che si ha nel momento in cui avviene il primo guasto ($PNS_{1,Res}$ e $PNS_{1,Nores}$), la seconda è il carico perso al momento del secondo guasto e quindi sulla porzione di rete interessata da questo ($PNS_{2,Res}$ e $PNS_{2,Nores}$), mentre la terza corrisponde alla potenza non fornita sull'isola di rete disalimentata durante la riparazione dei guasti ($PNS_{3,Res}$ e $PNS_{3,Nores}$).

La Figura 4.4 mostra un esempio grafico dei rami interessati ai guasti per poter effettuare il calcolo delle potenze.

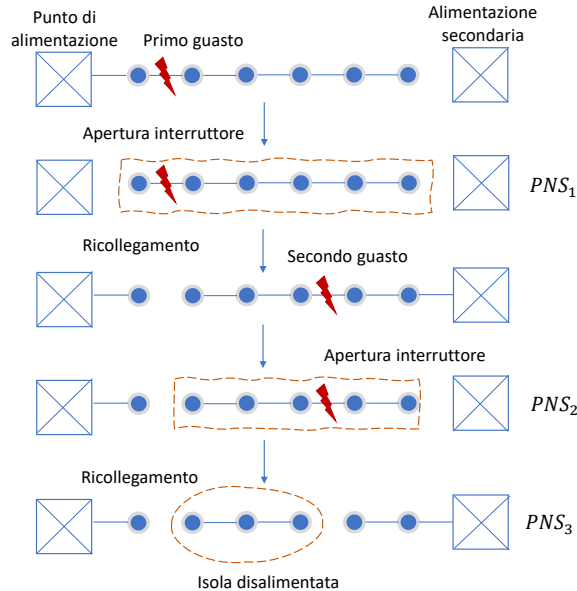


Figura 4.4: Schema guasto singolo e ripetuto con relative PNS

Per ogni PNS si calcola la rispettiva ENS (*Energy Not Supplied*):

- Guasti singoli:

$$ENS_{s,Res} = PNS_{1,Res} \cdot t_{faultDet} \quad (4.3)$$

$$ENS_{s,Nores} = PNS_{1,Nores} \cdot t_{faultDet} \quad (4.4)$$

dove $t_{faultDet}$ è il tempo di localizzazione del guasto.

- Guasti ripetuti, con anche qui tre voci di ENS per carichi residenziali e tre per non residenziali:

$$ENS_{1,Res} = PNS_{1,Res} \cdot t_{faultDet} \quad (4.5)$$

$$ENS_{1,Nores} = PNS_{1,Nores} \cdot t_{faultDet} \quad (4.6)$$

$$ENS_{2,Res} = PNS_{2,Res} \cdot t_{faultDet} \quad (4.7)$$

$$ENS_{2,Nores} = PNS_{2,Nores} \cdot t_{faultDet} \quad (4.8)$$

$$ENS_{3,Res} = PNS_{3,Res} \cdot t_{Repair} \quad (4.9)$$

$$ENS_{3,Nores} = PNS_{3,Nores} \cdot t_{Repair} \quad (4.10)$$

dove t_{Repair} è il tempo di riparazione del guasto, il quale è differente se si è in campo di resilienza o di affidabilità, distinzione già fatta nel Capitolo 2. Si calcola, quindi la somma totale delle ENS residenziali e non:

$$ENS_{r,Res} = ENS_{1,Res} + ENS_{2,Res} + ENS_{3,Res} \quad (4.11)$$

$$ENS_{r,Nores} = ENS_{1,Nores} + ENS_{2,Nores} + ENS_{3,Nores} \quad (4.12)$$

In Tabella 4.3 sono mostrati i valori di $t_{faultDet}$ fornito dal DSO e $t_{repair}^{(aff)}$ e $t_{repair}^{(res)}$ avuti dalle direttive di ARERA.

Tabella 4.3: Tempi di rilevamento e riparazione guasto

$t_{faultDet}$	$t_{repair}^{(aff)}$	$t_{repair}^{(res)}$
1h	6h	8h

In conclusione, si avranno delle matrici dell'energia non fornita riferite a carichi residenziali e non residenziali per il periodo invernale, periodo estivo e periodo di

ondate. Si possono ora distinguere quelli che sono i contributi della resilienza e quelli dell'affidabilità. Per la prima viene considerata l'energia non fornita relativa ai guasti ripetuti durante le ondate, per la seconda tutte le restanti voci di ENS; come già detto, sono i guasti ripetuti che causano un'effettivo disagio sulla qualità della fornitura ai clienti e quindi sono questi che bisogna andare a considerare per capire il vero beneficio avuto dalla sostituzione del cavo.

Sommando, quindi, tutti i contributi dovuti all'affidabilità per lato residenziale e non, e per la resilienza residenziale e non, si otterranno quattro matrici 3D delle energie non fornite:

- $ENS_{Noresidential}^{(aff)}$
- $ENS_{Residential}^{(aff)}$
- $ENS_{Noresidential}^{(res)}$
- $ENS_{Residential}^{(res)}$

4.3.3 Costi utente

Seguendo le indicazioni di ARERA, in relazione alle voci dei costi evitati si distinguono due tipi di costi differenti lato utente: i minori costi per la riduzione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza della rete, e quelli dovuti alle interruzioni ordinarie (quindi riferiti all'affidabilità). Le equazioni sono le stesse per entrambi le voci di costo, ovviamente considerando l'ENS corrispondenti:

$$C^{(UT,aff)} = C_{residential}^{(UT)} \cdot ENS_{Residential}^{(aff)} + C_{noresidential}^{(UT)} \cdot ENS_{Noresidential}^{(aff)} \quad (4.13)$$

$$C^{(UT,res)} = C_{residential}^{(UT)} \cdot ENS_{Residential}^{(res)} + C_{noresidential}^{(UT)} \cdot ENS_{Noresidential}^{(res)} \quad (4.14)$$

dove per $C_{residential}^{(UT)}$ e $C_{noresidential}^{(UT)}$ si fa riferimento al costo di interruzione per utente residenziale e non residenziale [49], rispettivamente. I valori sono mostrati in Tabella 4.4.

Tabella 4.4: Costi di interruzione utente residenziale e non residenziale

$C_{residential}^{(UT)}$	$C_{noresidential}^{(UT)}$
12 €/kWh	54 €/kWh

4.3.4 Costi DSO

Si passa ora ai costi dovuti al DSO: essi indicano il costo per la localizzazione dei guasti e per l'uscita delle squadre d'intervento, cioè la riparazione. Le equazioni di riferimento per i guasti singoli sono le seguenti:

$$C_s^{(DSO,inv)} = N_{fault}^{(inv)} \cdot (C_{faultDet} \cdot t_{faultDet} + C_{repair} \cdot t_{repair}^{(aff)}) \quad (4.15)$$

$$C_s^{(DSO,est)} = N_{fault}^{(est)} \cdot (C_{faultDet} \cdot t_{faultDet} + C_{repair} \cdot t_{repair}^{(aff)}) \quad (4.16)$$

$$C_s^{(DSO,hw)} = N_{fault}^{(hw)} \cdot (C_{faultDet} \cdot t_{faultDet} + C_{repair} \cdot t_{repair}^{(aff)}) \quad (4.17)$$

dove $N_{fault}^{(inv)}$, $N_{fault}^{(est)}$ e $N_{fault}^{(hw)}$ sono le matrici di guasto ottenute dalla differenza pre e post investimento per i guasti singoli, periodo invernale, estivo e di ondata rispettivamente. In Tabella 4.5 sono mostrati i valori di $C_{faultDet}$, che è il costo per ora di rilevamento guasti, e di C_{repair} , cioè il costo che comporta la riparazione del guasto.

Tabella 4.5: Costi di rilevamento e riparazione guasti

$C_{faultDet}$	C_{repair}
250 €/h	95 €/h

Tutte le voci riguardanti il calcolo dei costi DSO in riferimento ai guasti singoli rientreranno successivamente tutti sotto lo studio dell'affidabilità.

É importante ora analizzare i costi dovuti al DSO in caso di guasto doppio: teoricamente i costi sono raddoppiati, poiché il rilevamento del guasto avviene per due volte e ci sono due squadre che intervengono per la riparazione dei due guasti, essendo in punti della rete distanziati tra loro. Avendo però effettuato una distribuzione su fascia oraria della distanza tra i due guasti, si può effettuare una differenziazione: se i due guasti sono avvenuti tra la quinta e sesta ora riguardo l'affidabilità, e tra la settima e l'ottava riguardo la resilienza, allora la stessa squadra d'intervento può recarsi nel luogo del secondo guasto una volta riparato il primo. In questo modo i costi dovuti alla riparazione vengono ottimizzati.

Per ogni guasto ripetuto in base al periodo esaminato le equazioni generiche saranno:

$$\left. \begin{aligned} C_r^{(DSO,aff)} &= 2 \cdot C_{faultDet} \cdot t_{faultDet} + 2 \cdot C_{repair} \cdot t_{repair}^{(aff)} \\ C_r^{(DSO,res)} &= 2 \cdot C_{faultDet} \cdot t_{faultDet} + 2 \cdot C_{repair} \cdot t_{repair}^{(res)} \end{aligned} \right\} \text{ se } \Delta t < 5h, 7h \quad (4.18)$$

$$\left. \begin{aligned} C_r^{(DSO,aff)} &= 2 \cdot C_{faultDet} \cdot t_{faultDet} + C_{repair} \cdot t_{repair}^{(aff)} \\ C_r^{(DSO,res)} &= 2 \cdot C_{faultDet} \cdot t_{faultDet} + C_{repair} \cdot t_{repair}^{(res)} \end{aligned} \right\} \text{ se } \Delta t = 5h, 7h \quad (4.19)$$

dove queste voci calcolate guasto per guasto diventeranno gli elementi delle matrici dei costi sostenuti dal DSO: $C_r^{(DSO,inv)}$, $C_r^{(DSO,est)}$ e $C_r^{(DSO,hw)}$ ed in particolar modo per l'affidabilità corrisponderà, come sempre, la somma dei costi per il periodo invernale ed estivo, mentre per la resilienza quello del periodo di ondate.

4.4 Costi evitati

Dai calcoli effettuati precedentemente si otterranno delle matrici tridimensionali di dimensioni *num. Monte Carlo* x *num. anni* x *num. festoni* dei costi utente e DSO. Si procedere nel determinare i costi relativi alle quattro voci specificate nella delibera di ARERA:

1. B1:

$$C^{(UT,res)}$$

2. B2:

$$C_r^{(DSO,hw)}$$

3. B3:

$$C^{(UT,aff)}$$

4. B4:

$$C_s^{(DSO,inv)} + C_r^{(DSO,inv)} + C_s^{(DSO,est)} + C_r^{(DSO,est)} + C_s^{(DSO,hw)}$$

Si procede ora con l'attualizzazione: bisogna traslare i valori futuri nel loro valore presente, affinché si equivalgano. Per fare ciò si esegue la seguente operazione [53]:

$$V_a = M \cdot \frac{1}{(1+i)^t} \quad (4.20)$$

dove V_a è il valore attuale, M il montante, cioè il capitale, i il tasso di interesse ed infine t il tempo di attualizzazione. Il tasso di interesse è quello indicato da Arera, cioè 4%, tempo di attualizzazione sono tutti i 25 anni, il capitale sono tutti i costi ottenuti delle simulazioni effettuate.

Una volta riportati tutti i costi al presente si ricavano le voci di interesse sommando su tutti gli anni e su tutti i festoni in modo da avere per ogni iterazione la voce di costo corrispondente. Quindi si rappresentano i costi evitati in funzione del numero di Monte Carlo: in questo modo si mostra la diversa natura tra affidabilità e resilienza attraverso una curva cumulativa empirica.

4.5 Utente medio disalimentato

Un altro fattore che aiuta a valutare il miglioramento della resilienza della rete in conseguenza ad un determinato investimento è la differenza del numero di utenti disalimentati tra pre e post investimento. In questo elaborato si è voluto considerare una voce di utente medio lato affidabilità e una lato resilienza: considerando l'energia non fornita totale si è effettuato un calcolo mettendola in rapporto con una potenza media per ogni festone e il tempo di riparazione del guasto (Equazioni 4.21 e 4.22).

$$Ut_{medio}^{(aff)} = \frac{ENS_{tot}^{(aff)}}{t_{repair}^{(aff)} \cdot P_{media}} \quad (4.21)$$

$$Ut_{medio}^{(res)} = \frac{ENS_{tot}^{(res)}}{t_{repair}^{(res)} \cdot P_{media}} \quad (4.22)$$

dove $ENS_{tot}^{(aff)}$ e $ENS_{tot}^{(res)}$ sono matrici di dimensioni *num. Monte Carlo* x *num. festone*, che rappresentano il totale dell' ENS residenziale e non residenziale per tutto il periodo interessato (25 anni), $t_{repair}^{(aff)}$ e $t_{repair}^{(res)}$ sono i tempi di riparazione guasti in Tabella 4.3, P_{media} è la potenza media su ogni festone ottenuta da:

$$P_{media} = \frac{TotP_{res} + TotP_{nores}}{TotUt_{Dom} + TotUt_{Nodom}} \quad (4.23)$$

dove i termini al numeratore rappresentano il totale delle potenze residenziali e non per ogni festone, mentre i termini al denominatore la somma degli utenti domestici e non per ogni festone.

Una volta ottenute queste matrici, sommando lungo tutti i festoni si possono visualizzare sempre attraverso una curva di ripartizione empirica il numero di utenti medi disalimentati simulati.

Capitolo 5

Casi studio

In questo capitolo verranno mostrati i procedimenti e risultati ottenuti per i diversi casi studio analizzati seguendo la procedura spiegata nel capitolo precedente.

5.1 Caso studio 1

La prima porzione di rete esaminata è composta da 21 sottostazioni MT/BT divise in 3 festoni. Il primo è quello di partenza dalla stazione AT/MT , dopodiché gli altri due sono collegati al primo attraverso un trivio e ad altre parti del sistema per garantire una ridondanza utile in caso di disservizi permanenti (Figura 5.1).

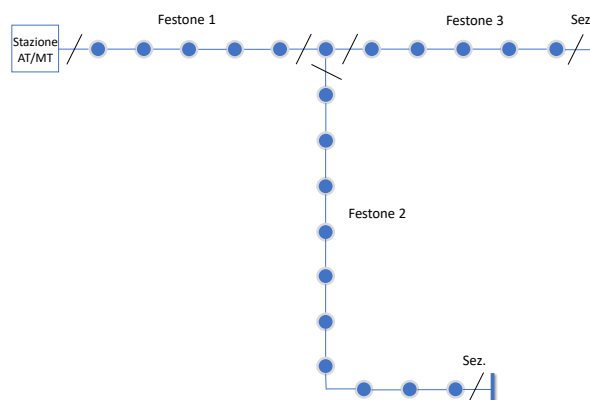


Figura 5.1: Schema unifilare caso studio 1

La linea presenta una potenza totale non residenziale di circa 4 MW e residenziale di 12 MW. Successivamente sono mostrati tutti i dati relativi al caso studio.

Le lunghezze pre e post intervento delle linee sono elencate in Tabella 5.1, utenti domestici e non, potenze residenziali e non per ogni sottostazione nelle Tabelle 5.2-5.4.

Tabella 5.1: Lunghezza festoni primo caso studio

	1	2	3
Lunghezza pre [km]	1,228	2,172	1,187
Lunghezza post [km]	1,228	2,172	1,187

Tabella 5.2: Dati primo caso studio, festone 1

Nodo	Ut_{dom}	Ut_{nodom}	P_{res} [kW]	P_{nores} [kW]
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	249	3	881,6	183,5
4	0	0	0	0
5	90	6	324	124,5
6	0	0	0	0

Tabella 5.3: Dati primo caso studio, festone 2

Nodo	U _{t_{dom}}	U _{t_{nodom}}	P _{res} [kW]	P _{nores} [kW]
1	222	7	775	156
2	45	6	150	60
3	284	21	1043,5	241,8
4	186	15	609	168,5
5	0	0	0	0
6	304	29	1069,5	301,5
7	477	32	1696,5	248
8	119	21	387,5	213,5
9	508	41	1752,5	325,5
10	145	31	501	150

Tabella 5.4: Dati primo caso studio, festone 3

Nodo	U _{t_{dom}}	U _{t_{nodom}}	P _{res} [kW]	P _{nores} [kW]
1	121	30	527	576,5
2	186	15	642	142,5
3	179	16	605	236
4	129	15	453	172
5	213	43	698	415

5.1.1 Processo di Poisson

Per procedere al calcolo delle distribuzioni di Poisson bisogna ricavare il valore medio λt per ogni periodo considerato.

Affidabilità

Come detto nel Capitolo 4, sotto lo studio dell'affidabilità si trovano tutte le voci riferite ai guasti singoli e quelle dei guasti doppi per il periodo invernale ed estivo. In totale si dovranno calcolare cinque distribuzioni di Poisson. Per i valori medi riferiti al periodo invernale l'equazione è la seguente:

$$\lambda^{(inv)} = \lambda^{(inv)} \cdot \delta^{(inv)} \cdot l_{pre} \quad (5.1)$$

sia per guasti doppi che singoli, dove $\mathbf{l}_{pre}$ è il vettore contenente le lunghezze pre investimento dei 3 festoni e $\delta^{(inv)}$ sono i giorni invernali nel 25 anni. Analogamente si calcolano gli altri valor medi:

$$\boldsymbol{\lambda}^{(est)} = \lambda^{(est)} \cdot \delta^{(est)} \cdot \mathbf{l}_{pre} \quad (5.2)$$

dove $\delta^{(est)}$ sono i giorni estivi senza ondate nei 25 anni.

$$\boldsymbol{\lambda}_s^{(hw)} = \lambda_s^{(hw)} \cdot \delta^{(hw)} \cdot \mathbf{l}_{pre} \quad (5.3)$$

dove in questo caso vi è solo il termine dei guasti singoli considerando i giorni totali di ondate.

Tutti i valori dei tassi di guasto utilizzati sono riferiti alla Tabella 3.8, mentre i valori dei giorni alla Tabella 4.2

In Tabella 5.5 sono mostrate tutte le voci dei valor medi ottenute.

Tabella 5.5: Valori medi guasti affidabilità caso studio 1

λt [guasti]	1	2	3
$\lambda_s^{(inv)}$	0,9048	0,8746	1,6003
$\lambda_r^{(inv)}$	0,0977	0,0944	0,1728
$\lambda_s^{(est)}$	0,8952	0,8653	1,5834
$\lambda_r^{(est)}$	0,1724	0,1666	0,3049
$\lambda_s^{(hw)}$	0,1183	0,1144	0,2093

In Figura 5.2 sono mostrati le due funzioni risultanti nel caso dei guasti singoli e dei guasti doppi per tutti i festoni per il periodo invernale con occorrenza $n = 10$ ¹. Nell'ultimo festone si può notare come, avendo un valor medio maggiore, per i guasti singoli la funzione di distribuzione inizia ad avere un andamento simil gaussiano.

¹Vedi paragrafo 4.2

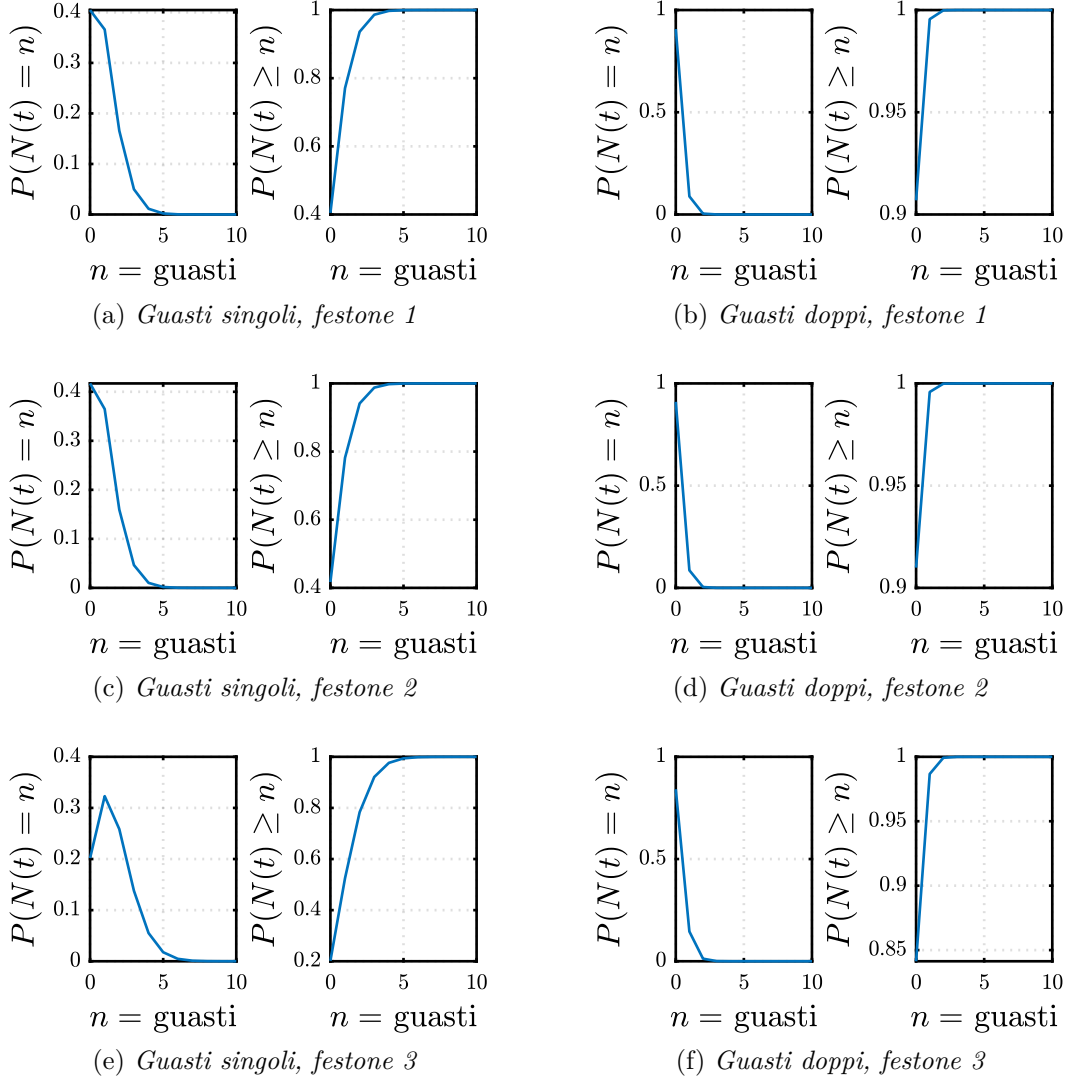


Figura 5.2: Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità periodo invernale, caso studio 1

In Figura 5.3, invece, sono mostrati i risultati del processo di Poisson per quanto riguarda il periodo estivo. Qui l'andamento riguardo il lato guasti singoli è simile a quello durante il periodo invernale. Ciò non vale però lato guasti ripetuti, dove si hanno valori più alti e quindi andamenti tendenzialmente differenti.

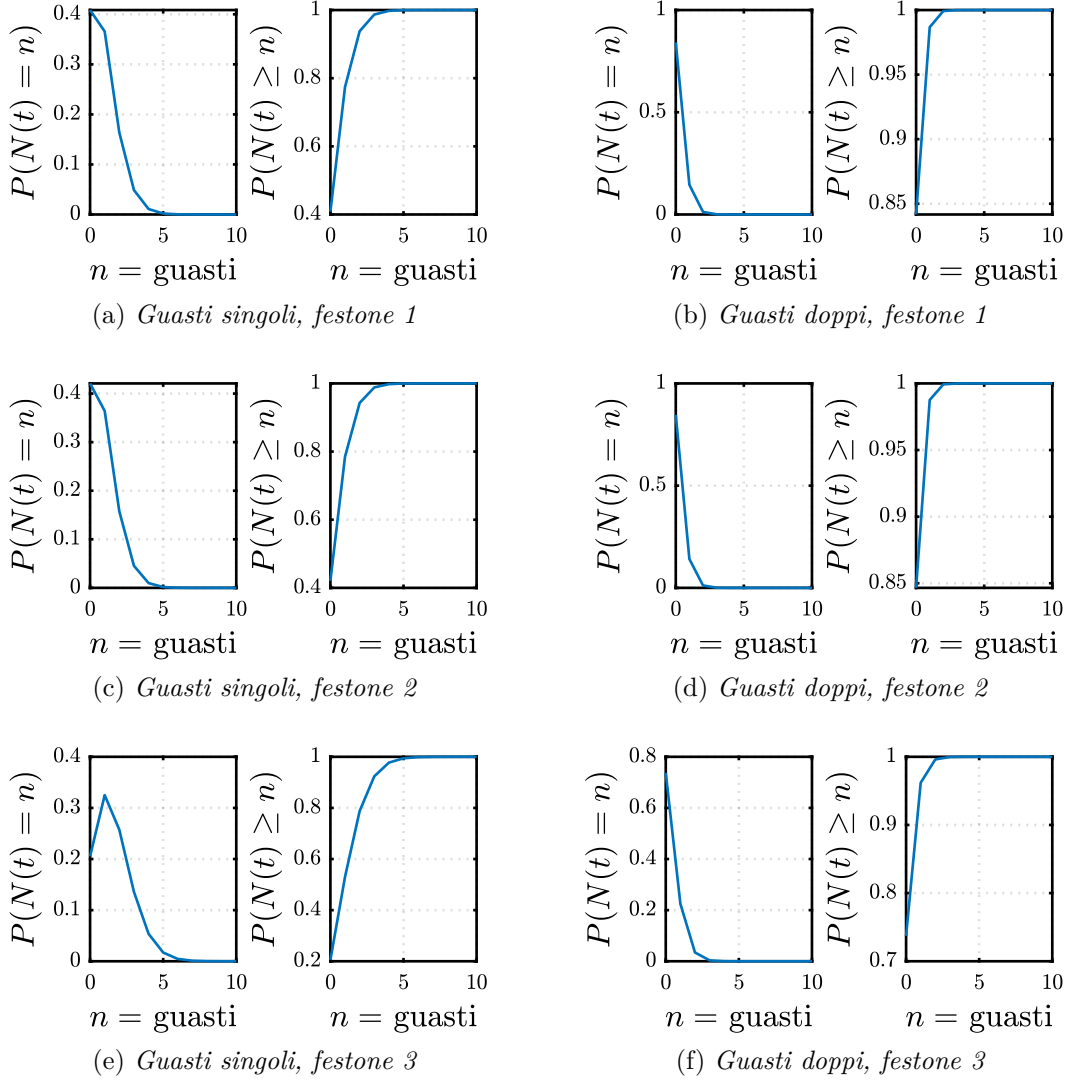


Figura 5.3: Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità periodo estivo, caso studio 1

Infine, in Figura 5.4 sono mostrati i risultati ottenuti per i guasti singoli nel periodo di ondata. Sono risultati con valori molto bassi avendo sia il tasso di guasto che il periodo temporale inferiori rispetto a quelli precedenti.

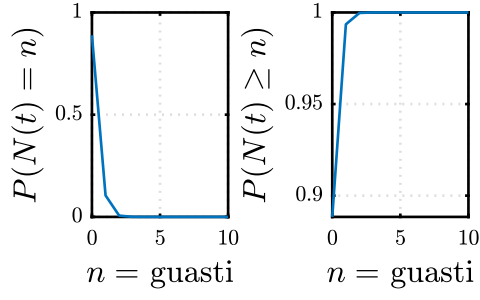
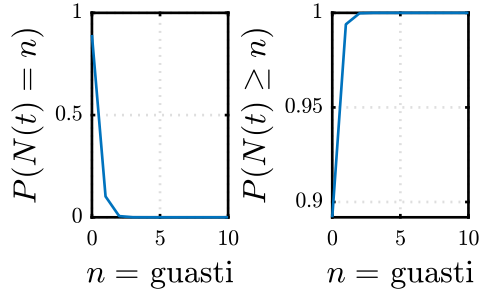
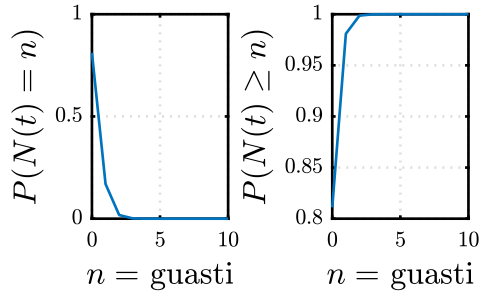
(a) *Guasti singoli, festone 1*(b) *Guasti singoli, festone 2*(c) *Guasti singoli, festone 3*

Figura 5.4: Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità guasti singoli durante periodo di ondata, caso studio 1

Resilienza

In ambito della resilienza si andranno, quindi ad analizzare i valori per i guasti ripetuti durante le ondate.

L'equazione di riferimento per il calcolo del valor medio è:

$$\lambda_r^{(hw)} = \lambda_r^{(hw)} \cdot \delta^{(hw)} \cdot l_{pre} \quad (5.4)$$

I valori riferiti a $\lambda_r^{(hw)}$ sono presi dalla Tabella 3.6 relativi all'analisi di ondata pura (quindi 0 giorni). L'orizzonte temporale $\delta^{(hw)}$ da considerare per ottenere i valori medi di guasto nei 25 anni sarà uguale ai soli giorni di ondate di calore (Tabella 4.2). I risultati del valore medio per il processo di Poisson sono in Tabella 5.6.

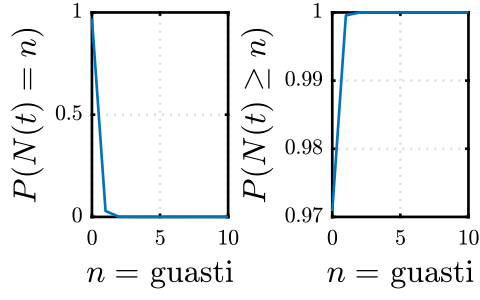
Tabella 5.6: Valori medi guasti resilienza caso studio 1

λt [guasti]	1	2	3
$\lambda_r^{(hw)}$	0,0296	0,0286	0,0523

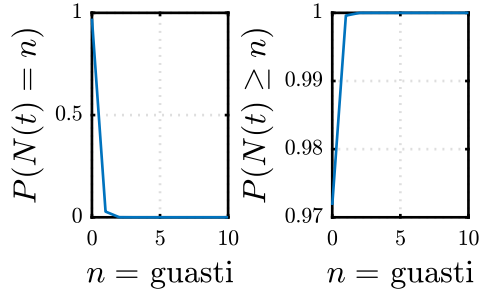
Si notano valori decisamente bassi, avendo $\delta^{(hw)}$ nettamente inferiore rispetto agli altri valori. Questo comporta anche una grande differenza nelle funzioni di Poisson: imponendo occorrenza $n = 10^2$ si osserva come la pendenza delle curve sia molto ripida e la cumulativa arrivi velocemente a 1 avendo un valor medio molto basso.

Tutte le curve relative allo studio della resilienza sono rappresentate in Figura 5.5

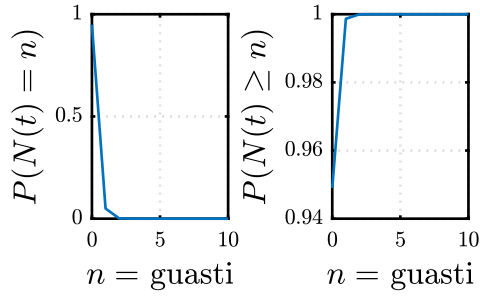
²Vedi Paragrafo 4.2



(a) Guasti ripetuti, festone 1



(b) Guasti ripetuti, festone 2



(c) Guasti ripetuti, festone 3

Figura 5.5: Funzioni di distribuzione e ripartizione per la resilienza, caso studio 1

Dai dati ottenuti con la funzione di ripartizione (le ordinate), si può procedere nell'estrazione casuale per ricavare il numero di guasti e il loro arco temporale per poter così costruire le matrici pre investimento (come spiegato per Paragrafo 4.3).

5.1.2 Metodo Monte Carlo

Ricavate le matrici di guasto pre investimento si procede nel calcolo di quelle post considerando i tre scenari: riduzione dei guasti dell'80% , del 50% e del 20%. Quindi

vengono simulati i guasti con l'estrazione dei rami e calcolate le PNS e ENS. Infine sono calcolate le voci dei rispettivi costi, benefici e utenti medi.

5.1.3 Costi evitati e utente medio disalmentato

Nelle Figure 5.6 e 5.7 sono mostrati rispettivamente i risultati ottenuti per i costi evitati lato utente (B1 e B3) e i costi lato DSO (B2 e B4) per i tre casi simulati: con una riduzione del 20%, del 50% e 80% dei guasti.

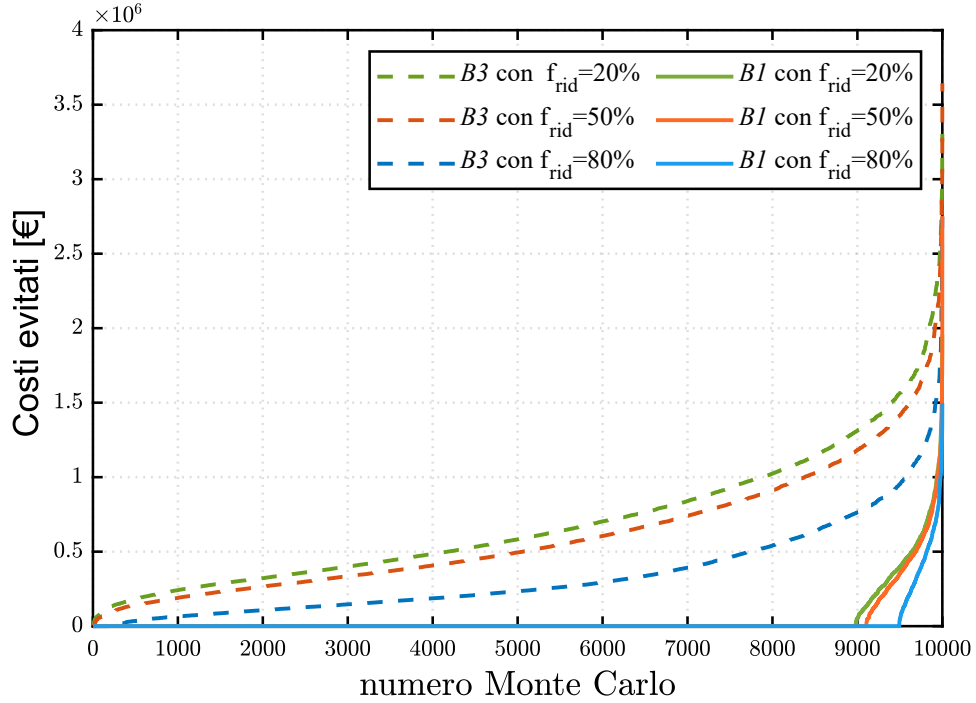


Figura 5.6: Costi evitati B1 e B3 caso studio 1

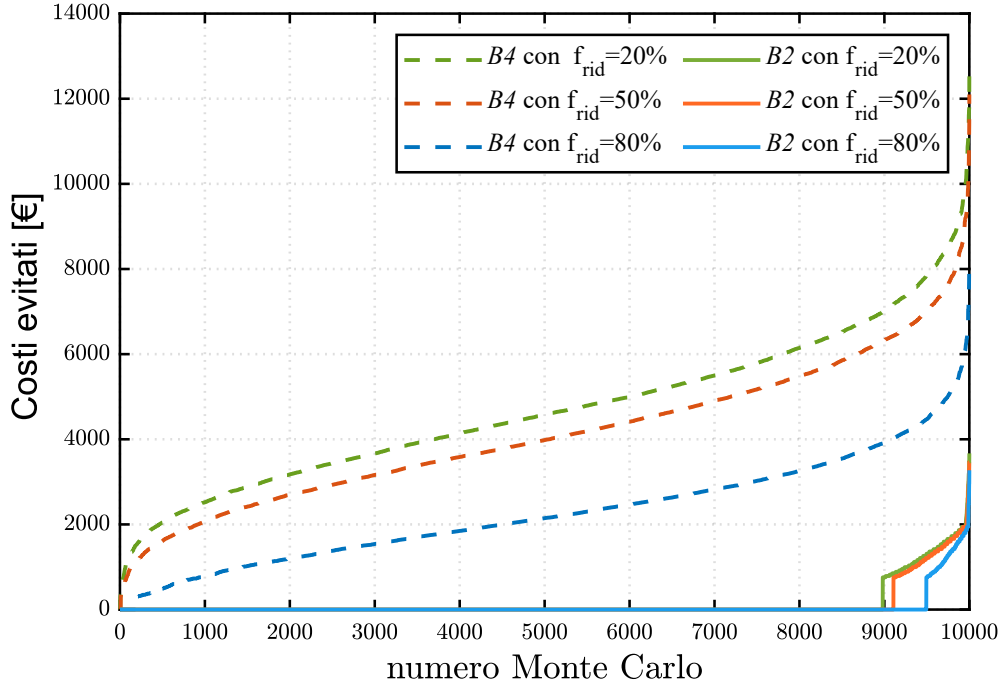


Figura 5.7: Costi evitati B2 e B4 caso studio 1

Dati questi risultati le osservazioni da fare sono diverse:

- I costi evitati lato utente sono decisamente maggiori rispetto a quelli attesi lato DSO (circa 2 unità di grandezza);
- I valori relativi alla resilienza (B1 e B2) sono molto inferiori rispetto a quelli su l'affidabilità;
- Oltre ad avere valori molto differenti tra loro, i costi riguardo la resilienza sono caratterizzati da una serie di zeri (indice di bassa probabilità) che terminano con un drastico gradino e una crescita repentina della curva (alto impatto), mentre la curva circa l'affidabilità ha un andamento molto più dolce, eccetto per l'ultimo tratto, segno di alta probabilità e basso impatto.

In Figura 5.8 sono mostrati gli utenti medi disalimentati nel caso di affidabilità e resilienza per ogni fattore di riduzione utilizzato. Anche qui le osservazioni sono analoghe a quelle riguardo i costi evitati: c'è un effettivo miglioramento riguardo gli utenti medi disalimentati attuando l'investimento ed anche qui le curve rispettano i fenomeni che vanno a descrivere (HILP e LIHP).

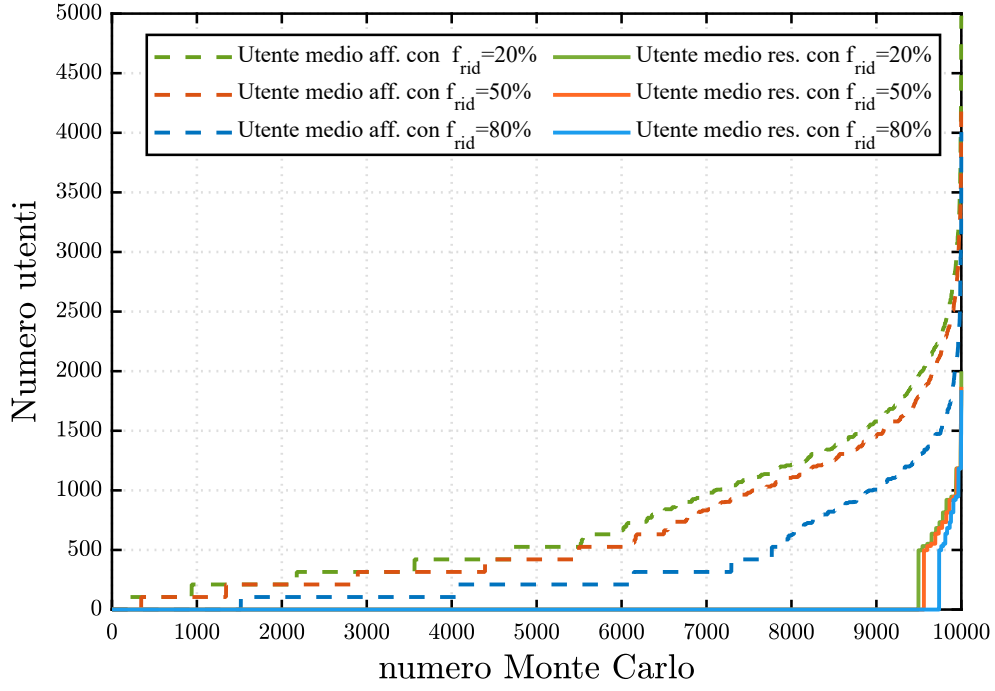


Figura 5.8: Utenti medi caso studio 1

In Tabella 5.7 vengono mostrati i massimi valori ottenuti per gli utenti nei due casi presi in esame. Si nota come per la resilienza, nonostante la curva contenga molti zeri, alla fine vi sia un effettivo miglioramento: attuando l'investimento circa 2000 utenti (per la resilienza) non sarebbero più interessati a disservizi.

Tabella 5.7: Massimo valore di utenti medi disalimentati, caso studio 1

Max utenti medi aff. $f_{rid} = 80\%$	$4,983 \cdot 10^3$
Max utenti medi aff. $f_{rid} = 50\%$	$4,266 \cdot 10^3$
Max utenti medi aff. $f_{rid} = 20\%$	$4,006 \cdot 10^3$
Max utenti medi res. $f_{rid} = 80\%$	$1,999 \cdot 10^3$
Max utenti medi res. $f_{rid} = 50\%$	$1,868 \cdot 10^3$
Max utenti medi res. $f_{rid} = 20\%$	$1,841 \cdot 10^3$

5.2 Caso studio 2

La seconda linea analizzata è composta da quattro festoni e 17 sottostazioni MT/BT i cui dati sono mostrati nelle Tabelle 5.8-5.12 e lo schema unifilare in Figura 5.9. Ha come potenza totale residenziale circa 6 MW e potenza totale non residenziale circa 5 MW.

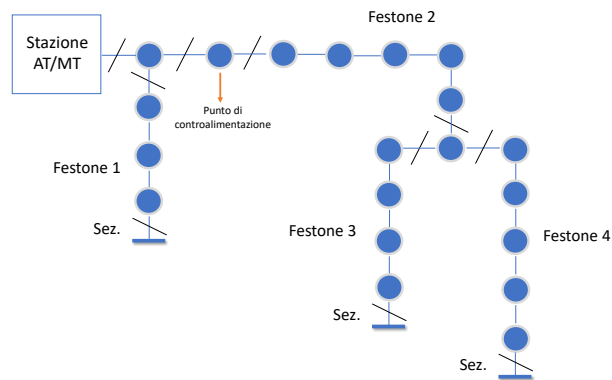


Figura 5.9: Schema unifilare caso studio 2

Tabella 5.8: Lunghezza festoni secondo caso studio

	1	2	3	4
Lunghezza pre [km]	0,772	1,28	1,494	1,3
Lunghezza post [km]	0,739	1,225	1,431	1,077

Tabella 5.9: Dati secondo caso studio, festone 1

Nodo	$U_{t_{dom}}$	$U_{t_{nodom}}$	P_{res} [kW]	P_{nores} [kW]
1	95	27	220	301
2	291	76	646	383
3	258	41	556	332

Tabella 5.10: Dati secondo caso studio, festone 2

Nodo	Ut_{dom}	Ut_{nodom}	P_{res} [kW]	P_{nores} [kW]
1	160	44	342	372
2	200	46	432	402
3	0	0	0	0
4	117	32	301	373
5	213	49	475	298

Tabella 5.11: Dati secondo caso studio, festone 3

Nodo	Ut_{dom}	Ut_{nodom}	P_{res} [kW]	P_{nores} [kW]
1	65	18	109	172
2	0	1	242	224
3	0	0	0	0
4	253	57	567	487

Tabella 5.12: Dati secondo caso studio, festone 4

Nodo	Ut_{dom}	Ut_{nodom}	P_{res} [kW]	P_{nores} [kW]
1	198	31	427	187
2	215	40	430	280
3	312	61	672	311
4	239	43	525	274
5	195	49	427	427

5.2.1 Processo di Poisson

Come nel caso studio precedente (Paragrafo 5.1), si è proceduto nel calcolo dei valori medi e quindi delle curve di Poisson.

Affidabilità

Anche qui sono stati calcolati i valor medi dei guasti singoli per i tre periodi esaminati e quelli dei guasti ripetuti per il periodo invernale ed estivo. Le equazioni di riferimento saranno sempre analoghe al primo caso studio:

$$\lambda^{(inv)} = \lambda^{(inv)} \cdot \delta^{(inv)} \cdot l_{pre} \quad (5.5)$$

$$\lambda^{(est)} = \lambda^{(est)} \cdot \delta^{(est)} \cdot l_{pre} \quad (5.6)$$

sia per guasti ripetuti che singoli, dove l_{pre} è il vettore contenente le lunghezze pre investimento dei cavi per i 4 festoni, $\delta^{(inv)}$ e $\delta^{(est)}$ sono i giorni invernali ed estivi nei 25 anni.

Il valor medio riferito ai guasti singoli per periodo di ondata:

$$\lambda_s^{(hw)} = \lambda_s^{(hw)} \cdot \delta^{(hw)} \cdot l_{pre} \quad (5.7)$$

dove $\delta^{(hw)}$ saranno quindi i giorni di ondata.

In Tabella 5.13 sono mostrati i risultati ottenuti.

Tabella 5.13: Valori medi guasti affidabilità caso studio 2

λt [guasti]	1	2	3	4
$\lambda_s^{(inv)}$	0,5688	0,9431	1,1008	0,9578
$\lambda_r^{(inv)}$	0,0614	0,1018	0,1188	0,1034
$\lambda_s^{(est)}$	0,5628	0,9331	1,0892	0,9477
$\lambda_r^{(est)}$	0,1084	0,1797	0,2097	0,1825
$\lambda_s^{(hw)}$	0,0744	0,1234	0,1440	0,1253

Anche qui si hanno risultati maggiori per i valor medi riferiti ai guasti singoli del periodo invernale ed estivo, e decisamente minori per quelli riferiti ai guasti singoli nel periodo di ondata (causata sempre dalla differenza sostanziale tra i vari periodi di tempo considerati).

In Figura 5.10 sono mostrati i risultati del processo di Poisson per il periodo invernale, in Figura 5.11 i quelli ottenuti dai valori corrispondenti al periodo estivo, ed infine, in Figura 5.12, le funzioni ricavate dal periodo di ondate per i guasti singoli. Durante il calcolo delle funzioni è stata utilizzata un'occorrenza pari a $n = 10$ ³.

³Vedi Paragrafo 4.2

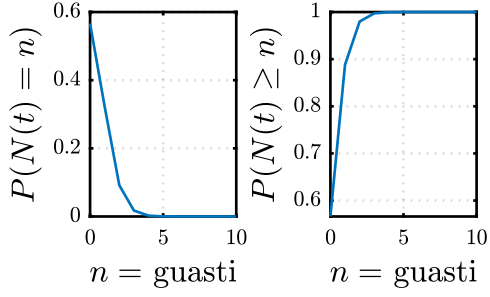
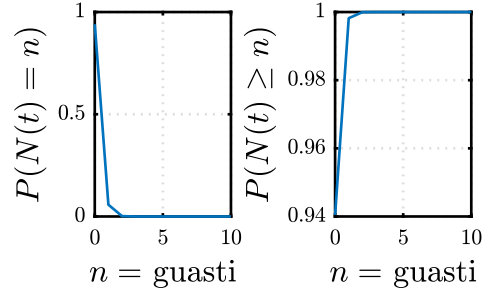
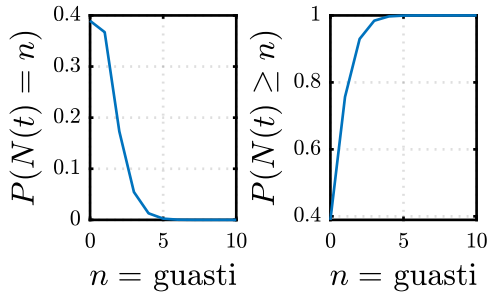
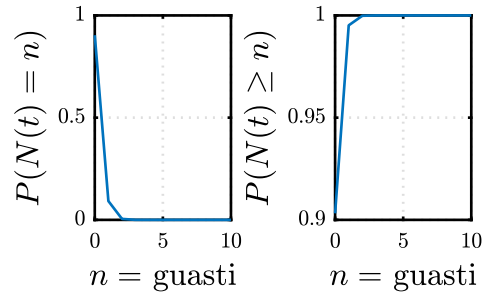
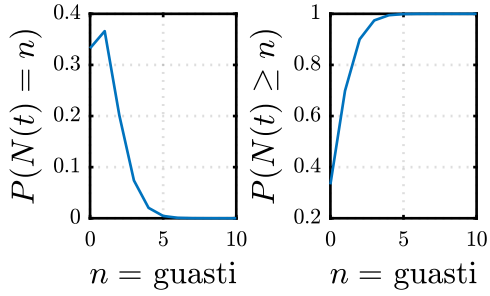
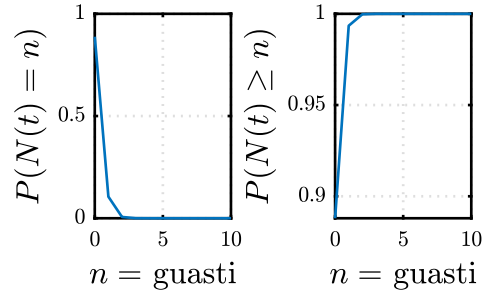
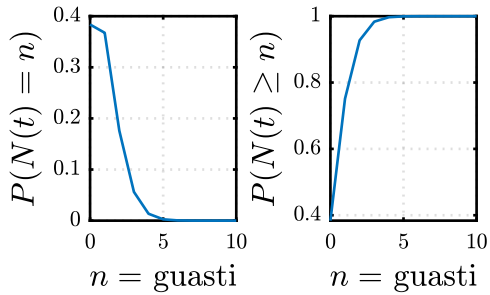
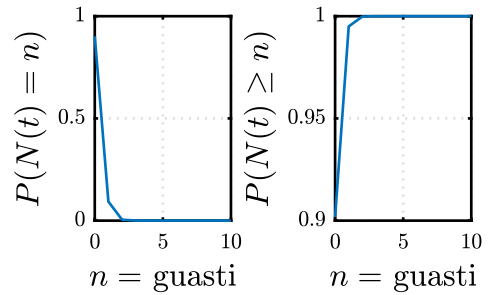
(a) *Guasti singoli, festone 1*(b) *Guasti ripetuti, festone 1.*(c) *Guasti singoli, festone 2*(d) *Guasti ripetuti, festone 2.*(e) *Guasti singoli, festone 3*(f) *Guasti ripetuti, festone 3.*(g) *Guasti singoli, festone 4*(h) *Guasti ripetuti, festone 4*

Figura 5.10: Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità periodo invernale, caso studio 2

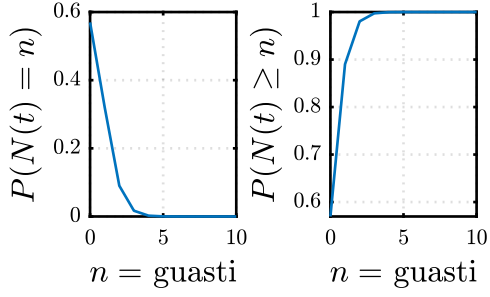
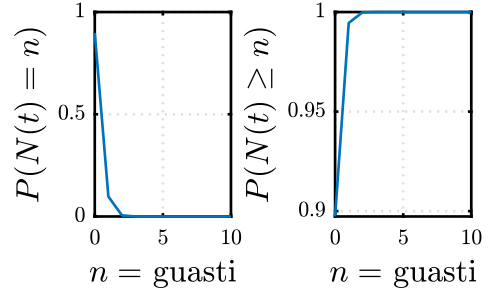
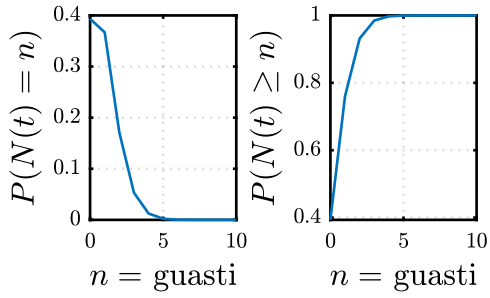
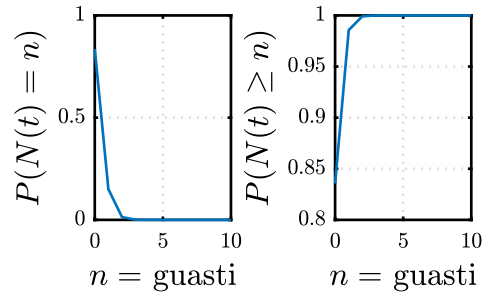
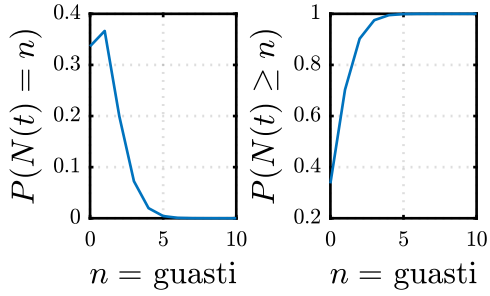
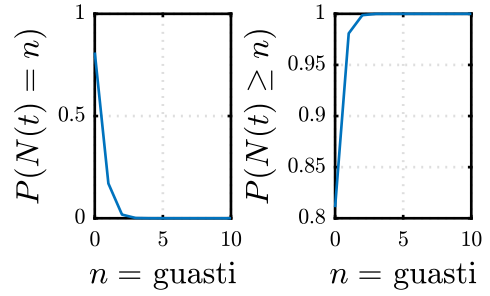
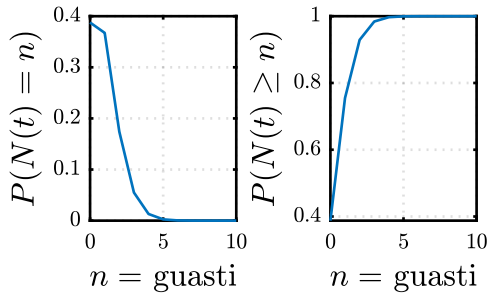
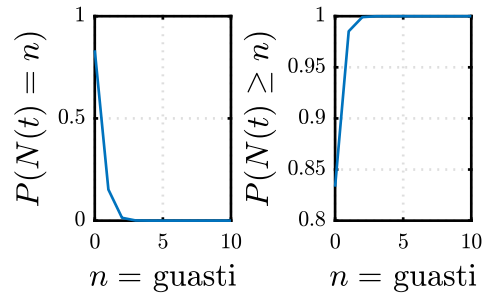
(a) *Guasti singoli, festone 1*(b) *Guasti ripetuti, festone 1.*(c) *Guasti singoli, festone 2*(d) *Guasti ripetuti, festone 2.*(e) *Guasti singoli, festone 3*(f) *Guasti ripetuti, festone 3.*(g) *Guasti singoli, festone 4*(h) *Guasti ripetuti, festone 4*

Figura 5.11: Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità periodo estivo, caso studio 2

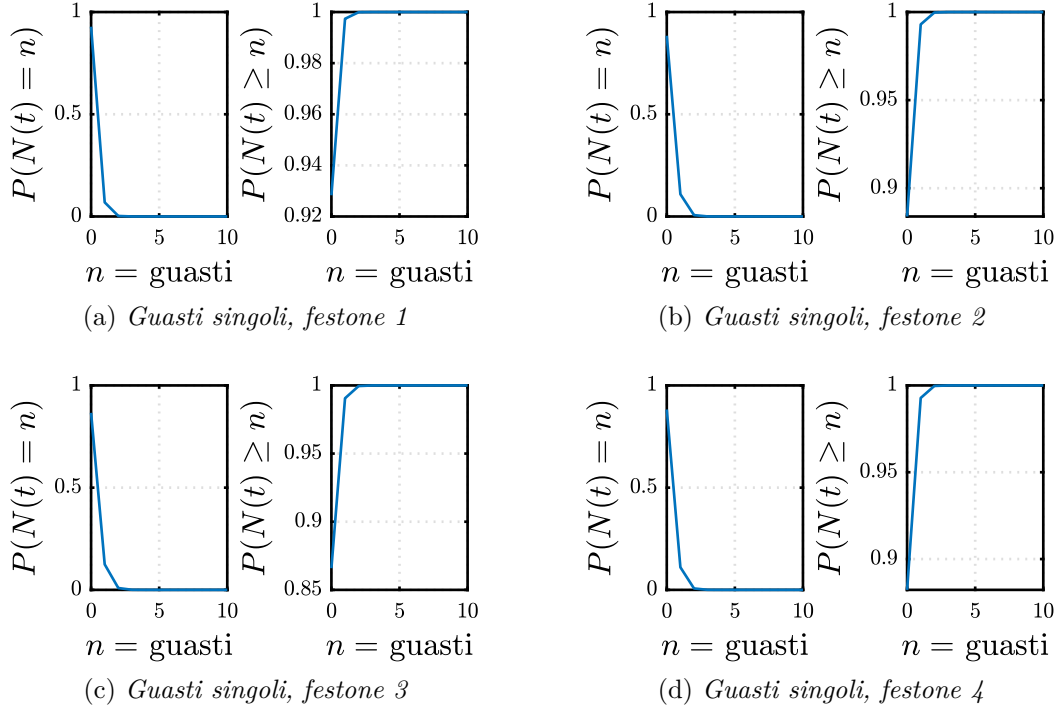


Figura 5.12: Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità periodo di ondata guasti singoli, caso studio 2

Resilienza

Anche per lo studio della resilienza il procedimento è analogo al caso studio 1, quindi è stato calcolato il valor medio dei guasti ripetuti in periodo di ondata:

$$\lambda_r^{(hw)} = \lambda_r^{(hw)} \cdot \delta^{(hw)} \cdot l_{pre} \quad (5.8)$$

I valori riferiti a $\lambda_r^{(hw)}$ sono presi dalla Tabella 3.6 relativi all'analisi di ondata pura (quindi 0 giorni). L'orizzonte temporale $\delta^{(hw)}$ da considerare per ottenere i valori medi di guasto nei 25 anni sarà uguale ai soli giorni di ondate di calore in Tabella 4.2.

In Tabella 5.14 sono mostrati i risultati finali ottenuti.

Tabella 5.14: Valori medi guasti resilienza caso studio 2

λt [guasti]	1	2	3	4
$\lambda_r^{(hw)}$	0,0186	0,0308	0,360	0,313

In Figura 5.13 si possono osservare le funzioni di Poisson con occorrenza $n = 10$ ⁴. Anche qui si osserva come, rispetto allo studio dell'affidabilità, le curve abbiano una pendenza molto più ripida e si arrivi quasi immediatamente ad 1 nella funzione cumulativa.

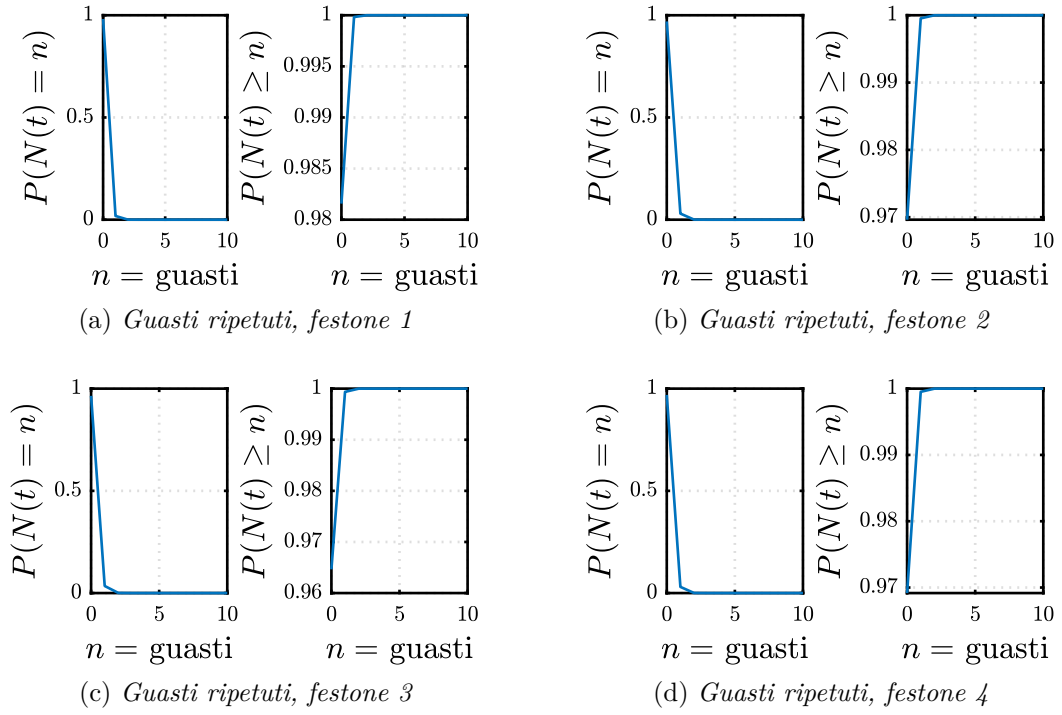


Figura 5.13: Funzioni di distribuzione e ripartizione per la resilienza, caso studio 2

Si procede con la determinazione del numero di guasti e della loro distribuzione sull'orizzonte temporale.

⁴Vedi Paragrafo 4.2

5.2.2 Metodo Monte Carlo

Stesso procedimento per il caso studio 1: sono ricavate le matrici pre e post guasto considerando i 3 scenari differenti per il fattore di riduzione e dopodiché si procede con la simulazione dei rami e il calcolo del PNS e ENS.

5.2.3 Costi evitati e utente medio disalimentato

I costi evitati calcolati sono mostrati nelle Figure 5.14 e 5.15. La prima raffigura il costo lato utente che mostra come prima valori più alti rispetto ai costi B2 e B4 che sono lato DSO. In linea generale le curve hanno gli stessi andamenti del caso studio 1 a conferma del fatto che l'affidabilità si mostra essere un evento a basso impatto e alta probabilità mentre la resilienza il contrario, quindi alto impatto e bassa probabilità.

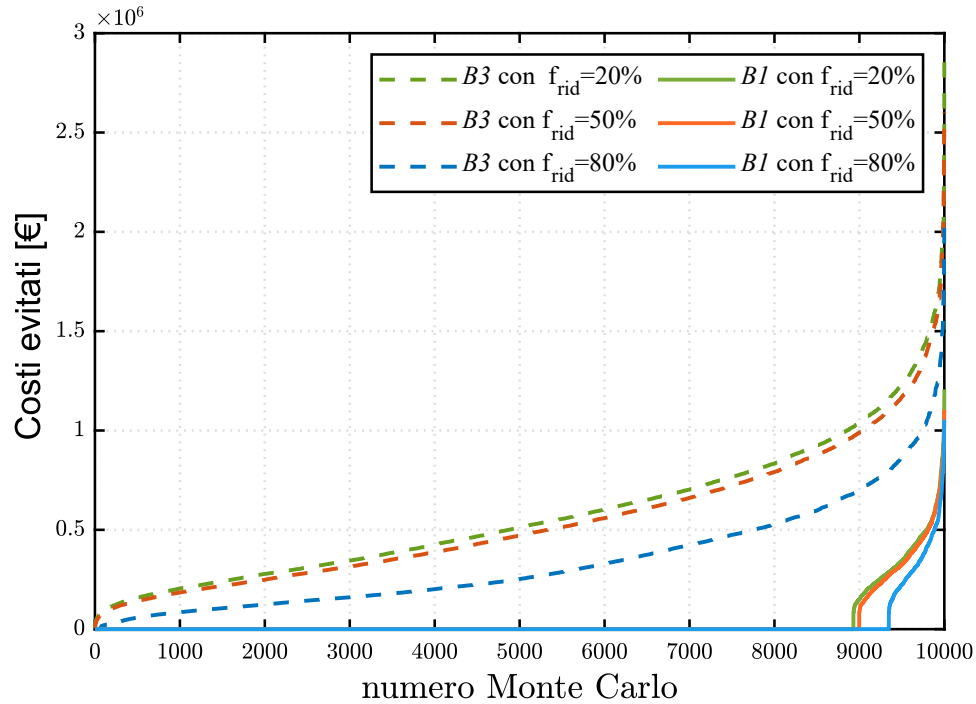


Figura 5.14: Costi evitati B1 e B3 caso studio 2

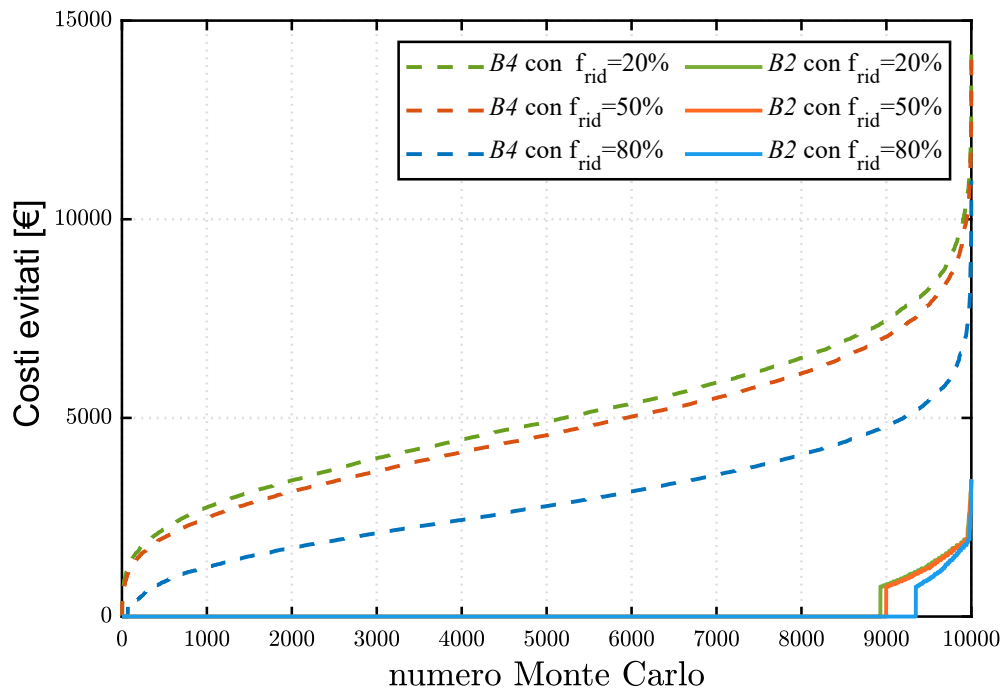


Figura 5.15: Costi evitati B2 e B4 caso studio 2

Stesse valutazioni si possono fare per quanto riguarda gli utenti medi, rappresentati in Figura 5.16. Si nota il distacco tra l'andamento dell'affidabilità e della resilienza.

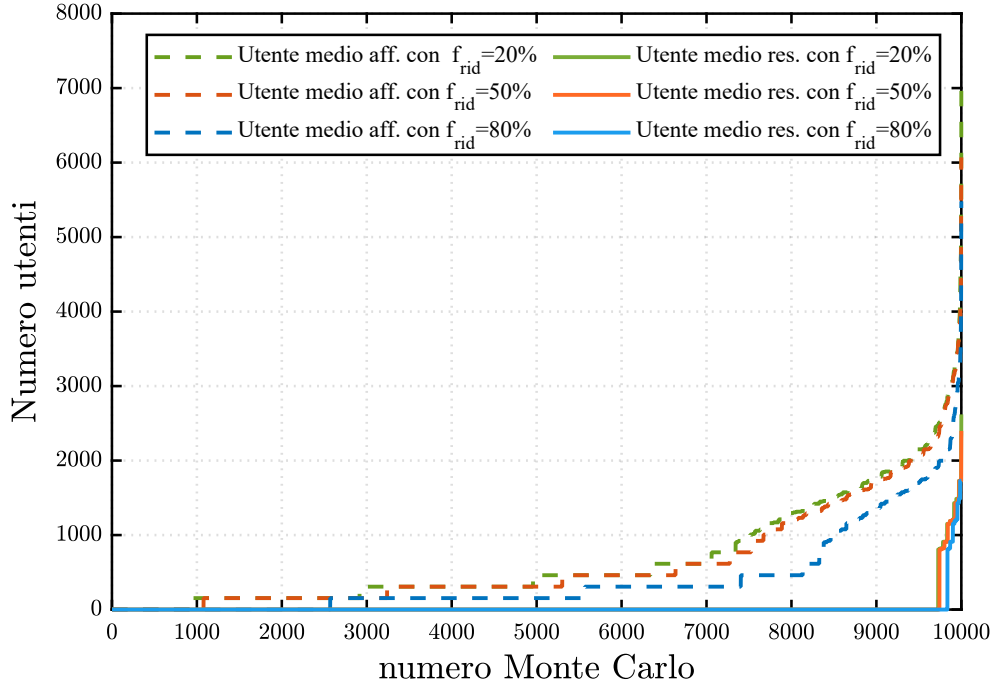


Figura 5.16: Utenti medi disalimentati caso studio 2

In Tabella 5.7 sono elencati i massimi utenti disalimentati per tutti i casi studiati. Anche qui sono valori non trascurabili per la resilienza, segno che, effettivamente ci sarebbe un miglioramento dopo l'investimento.

Tabella 5.15: Massimo valore di utenti medi disalimentati, caso studio 2

Max utenti medi aff. $f_{rid} = 80\%$	$7,087 \cdot 10^3$
Max utenti medi aff. $f_{rid} = 50\%$	$6,069 \cdot 10^3$
Max utenti medi aff. $f_{rid} = 20\%$	$5,480 \cdot 10^3$
Max utenti medi res. $f_{rid} = 80\%$	$2,620 \cdot 10^3$
Max utenti medi res. $f_{rid} = 50\%$	$2,398 \cdot 10^3$
Max utenti medi res. $f_{rid} = 20\%$	$1,729 \cdot 10^3$

5.3 Caso studio 3

La linea in esame è costituita da tre festoni di cui fanno parte 29 sottostazioni MT/BT (unifilare in Figura 5.17 i cui dati sono elencati nelle Tabelle 5.16-5.19. Ha una potenza totale residenziale di 11 MW e non residenziale di 6 MW.

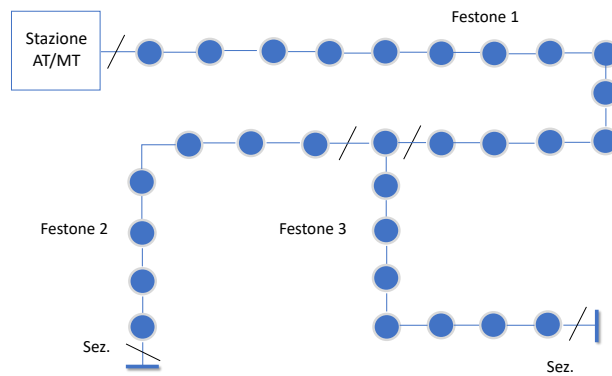


Figura 5.17: Schema unifilare caso studio 2

Tabella 5.16: Lunghezza festoni caso studio 3

	1	2	3
Lunghezza pre [km]	3,7	1,65	1,65
Lunghezza post [km]	3,552	1,59225	1,59225

Tabella 5.17: Dati terzo caso studio, festone 1

Nodo	$U_{t_{dom}}$	$U_{t_{nodom}}$	P_{res} [kW]	P_{nores} [kW]
1	4	5	11	65
2	150	23	303	214
3	245	4	487	145
4	79	4	161	139
5	120	14	241	124
6	370	30	740	501
7	333	36	655	359
8	111	15	238	119
9	130	19	292	134
10	437	62	887	589
11	292	28	606	319
12	251	29	498	222
13	225	26	521	311
14	293	34	603	280

Tabella 5.18: Dati terzo caso studio, festone 2

Nodo	$U_{t_{dom}}$	$U_{t_{nodom}}$	P_{res} [kW]	P_{nores} [kW]
1	195	6	374	103
2	290	19	574	184
3	268	22	523	229
4	109	26	221	302
5	0	0	0	0
6	401	30	782	376
7	184	17	358	120
8	0	0	0	0

Tabella 5.19: Dati terzo caso studio, festone 3

Nodo	Ut _{dom}	Ut _{nodom}	P _{res} [kW]	P _{nores} [kW]
1	0	0	0	0
2	0	1	0	48
3	286	41	581	316
4	379	34	762	328
5	153	21	299	166
6	0	0	0	0
7	315	45	616	275

5.3.1 Processo di Poisson

È calcolato il valore medio λt distinguendo affidabilità e resilienza.

Affidabilità

Procedimento analogo con i casi studio precedenti: calcolo del valore medio riferito ai guasti singoli per periodo invernale, estivo e di ondata, e calcolo del valor medio per i guasti ripetuti in periodo invernale ed estivo.

$$\lambda^{(inv)} = \lambda^{(inv)} \cdot \delta^{(inv)} \cdot l_{pre} \quad (5.9)$$

$$\lambda^{(est)} = \lambda^{(est)} \cdot \delta^{(est)} \cdot l_{pre} \quad (5.10)$$

dove l_{pre} è il vettore contenente le lunghezze pre investimento dei tre festoni e $\delta^{(inv)}$ e $\delta^{(est)}$ sono i giorni invernali ed estivi nei 25 anni. Il valor medio riferito ai guasti singoli per periodo di ondata:

$$\lambda_s^{(hw)} = \lambda_s^{(hw)} \cdot \delta^{(hw)} \cdot l_{pre} \quad (5.11)$$

dove $\delta^{(hw)}$ saranno quindi i giorni di ondata. In Tabella 5.20 sono mostrati i risultati.

Tabella 5.20: Valori medi guasti affidabilità caso studio 3

λt [guasti]	1	2	3
$\lambda_s^{(inv)}$	2,7261	1,2157	1,2157
$\lambda_r^{(inv)}$	0,2943	0,1312	0,1312
$\lambda_s^{(est)}$	2,6974	1,2029	1,2029
$\lambda_r^{(est)}$	0,5193	0,2316	0,2316
$\lambda_s^{(hw)}$	0,3566	0,1590	0,1590

Avendo la lunghezza dei cavi del primo festone quasi il triplo rispetto le altre due, si nota una netta differenza dei valori medi. In Figura 5.18 è possibile osservare le due funzioni del processo di Poisson per i tre festoni e per il periodo invernale con occorrenza $n = 10$ ⁵. Il valore alto avuto per il primo festone conferma i risultati ottenuti, infatti la funzione di distribuzione corrispondente ha un andamento simil gaussiano.

⁵Vedi Paragrafo 4.2

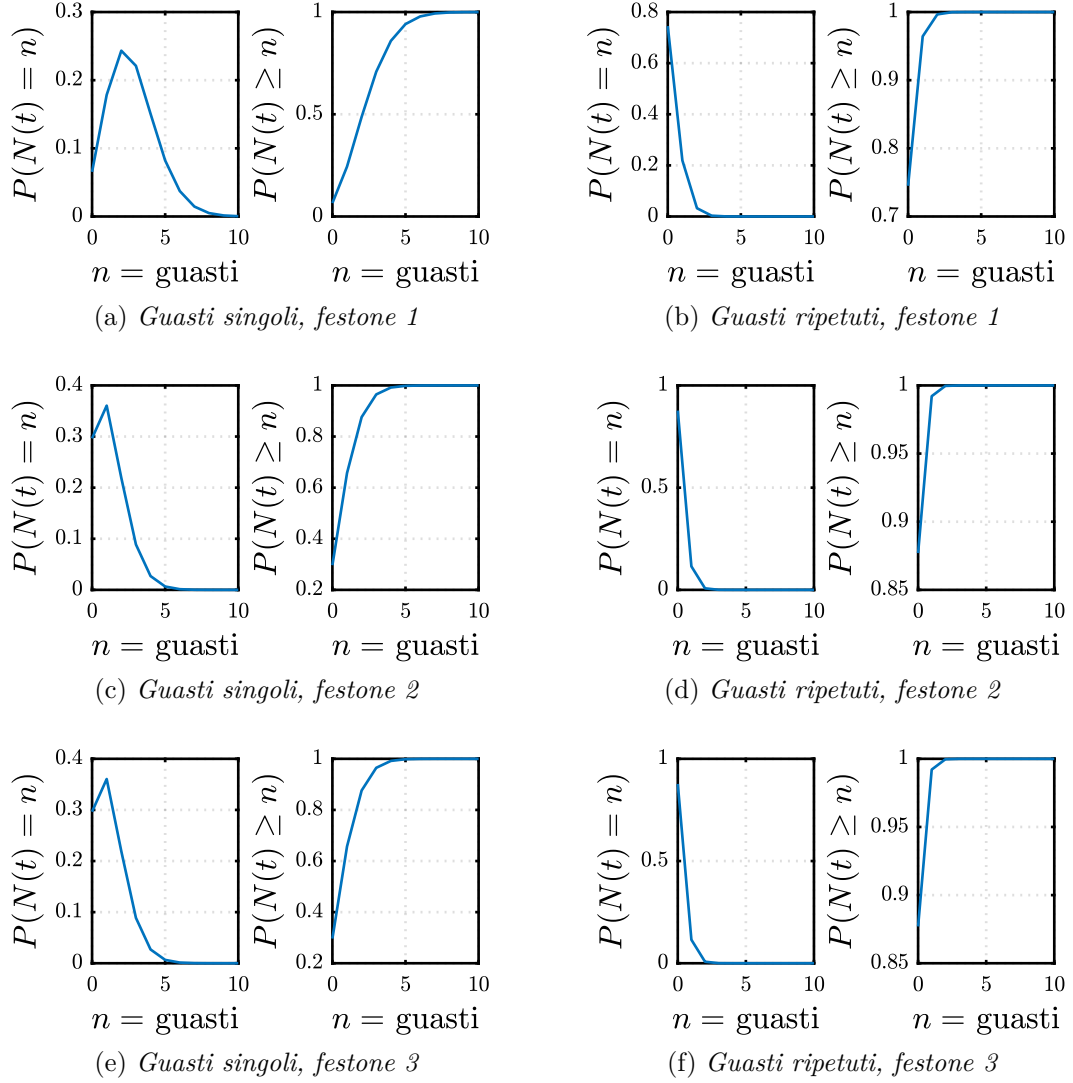


Figura 5.18: Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità periodo invernale, caso studio 3

In Figura 5.19, invece, sono mostrati i risultati del processo di Poisson per quanto riguarda il periodo estivo. Qui si hanno degli effetti sui guasti singoli simili a quelli nel periodo invernale, mentre per i guasti doppi, avendo una certa differenza nel valor medio, si nota il distacco tra i due casi.

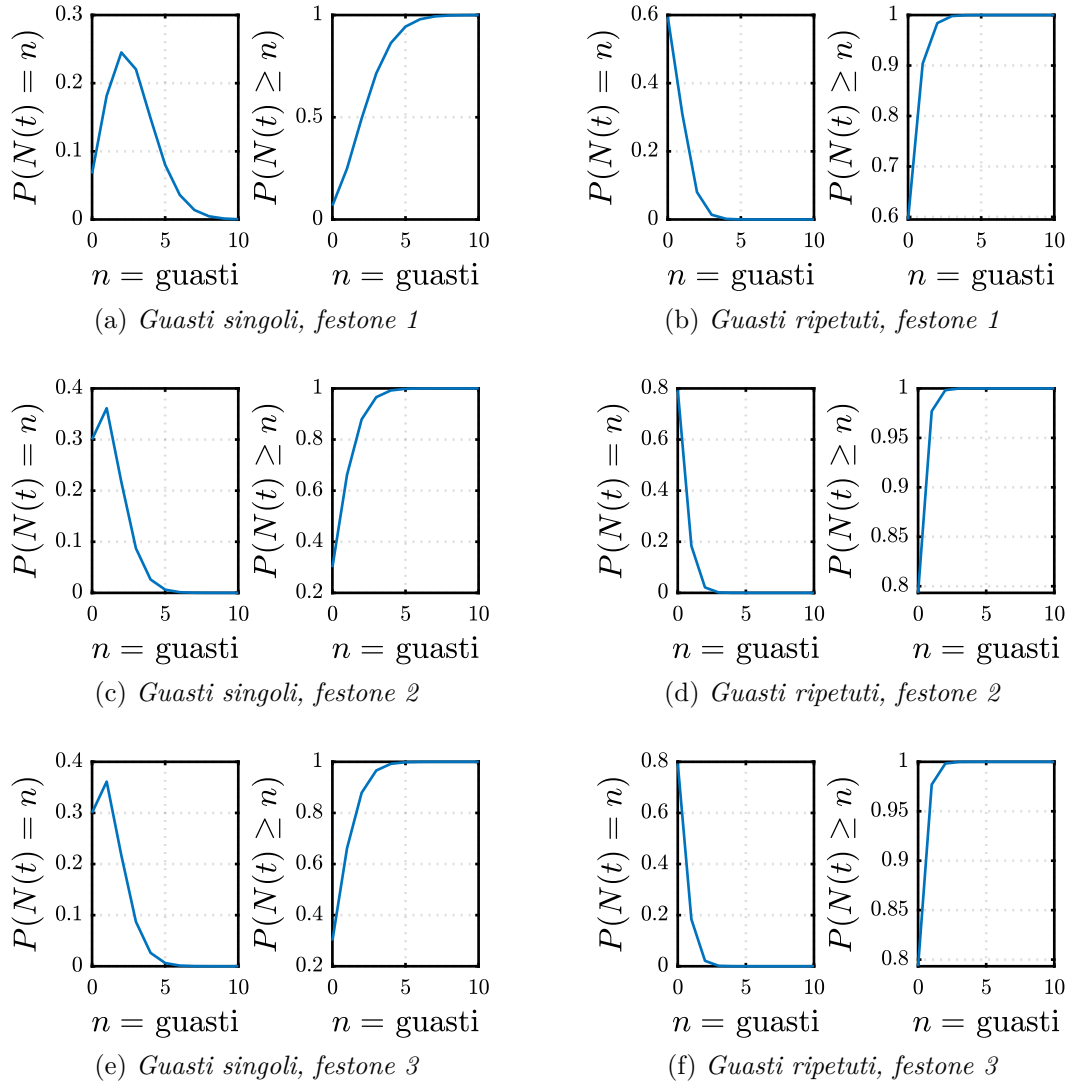


Figura 5.19: Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità periodo estivo, caso studio 3

Infine, in Figura 5.20, sono mostrati i risultati ottenuti per i guasti singoli nel periodo di ondata. Sono concordi con i valori in Tabella 5.20.

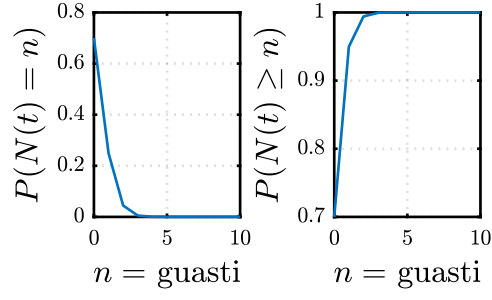
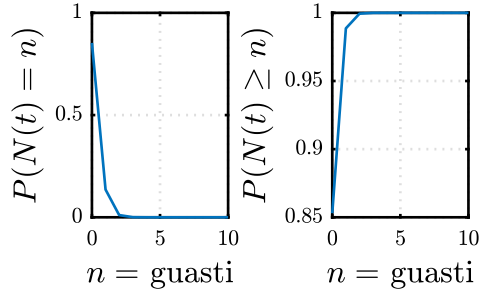
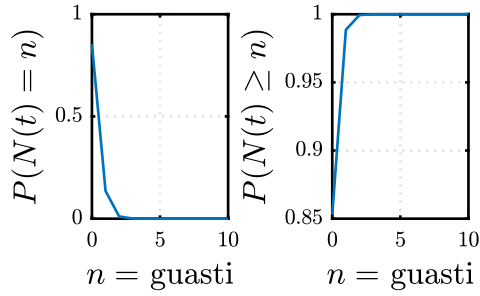
(a) *Guasti singoli, festone 1*(b) *Guasti singoli, festone 2*(c) *Guasti singoli, festone 3*

Figura 5.20: Funzioni di distribuzione e ripartizione per l'affidabilità guasti singoli durante periodo di ondata, caso studio 3

Resilienza

Viene quindi calcolato il valor medio per lo studio della resilienza:

$$\lambda_r^{(hw)} = \lambda_r^{(hw)} \cdot days^{(hw)} \cdot l_{pre} \quad (5.12)$$

dove il valore di $\lambda_r^{(hw)}$ è preso dalla Tabella 3.6 relativo all'analisi di ondata pura (quindi 0 giorni). L'orizzonte temporale $days^{(hw)}$ da considerare per ottenere

i valori medi di guasto nei 25 anni sarà uguale ai soli giorni di ondate di calore in Tabella 4.2.

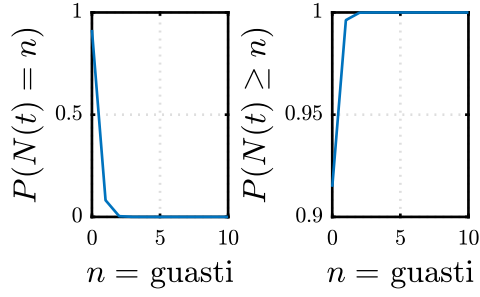
I risultati ottenuti sono mostrati in Tabella 5.21.

Tabella 5.21: Valori medi guasti resilienza caso studio 3

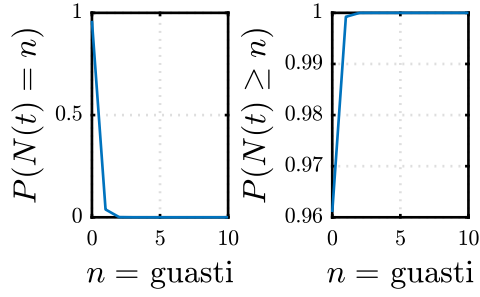
λt [guasti]	1	2	3
$\lambda_r^{(hw)}$	0.0891	0.0398	0,0398

In Figura 5.21 sono mostrate le funzioni con occorrenza $n = 10$ ⁶.

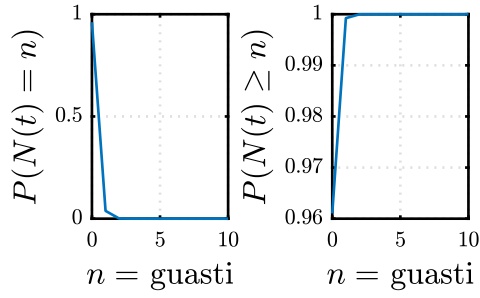
⁶Vedi Paragrafo 4.2



(a) Guasti ripetuti, festone 1



(b) Guasti ripetuti, festone 2



(c) Guasti ripetuti, festone 3

Figura 5.21: Funzioni di distribuzione e ripartizione per la resilienza, caso studio 3

5.3.2 Metodo Monte Carlo

Viene quindi prodotta la matrice pre investimento attraverso estrazioni casuali per ottenere il numero di guasti e la loro distribuzione temporale. Dopodiché attraverso i tre fattori di riduzione (20%, 50% e 80%) vengono trovati i tre scenari post investimento. Simulati i rami guasti, vengono infine calcolati PNS, ENS e costi corrispondenti per i vari studi.

5.3.3 Costi evitati e utente medio disalimentato

In Figura 5.22 i costi evitati lato utente, mentre in Figura 5.23 i costi evitati lato distributore. Stesso discorso anche per questi risultati: valori differenti per i costi lato utente e lato DSO, e i valori riferiti allo studio dell'affidabilità e della resilienza. Anche qui le curve confermano la grande differenza tra i due tipi di studio.

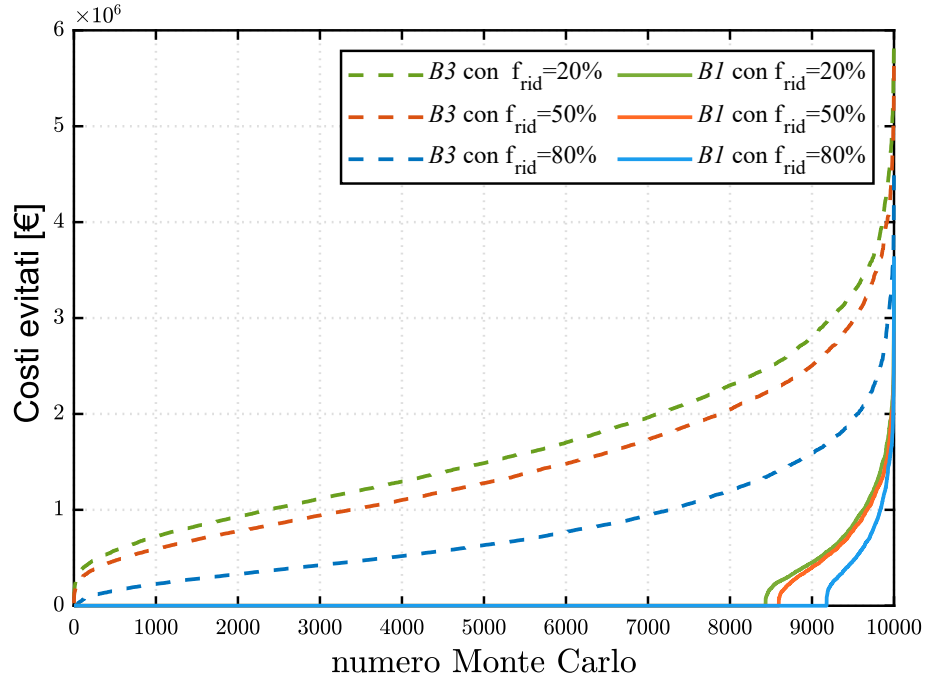


Figura 5.22: Costi evitati B1 e B3 caso studio 3

Anche per gli utenti (Figura 5.24) le considerazioni da fare sono le medesime.

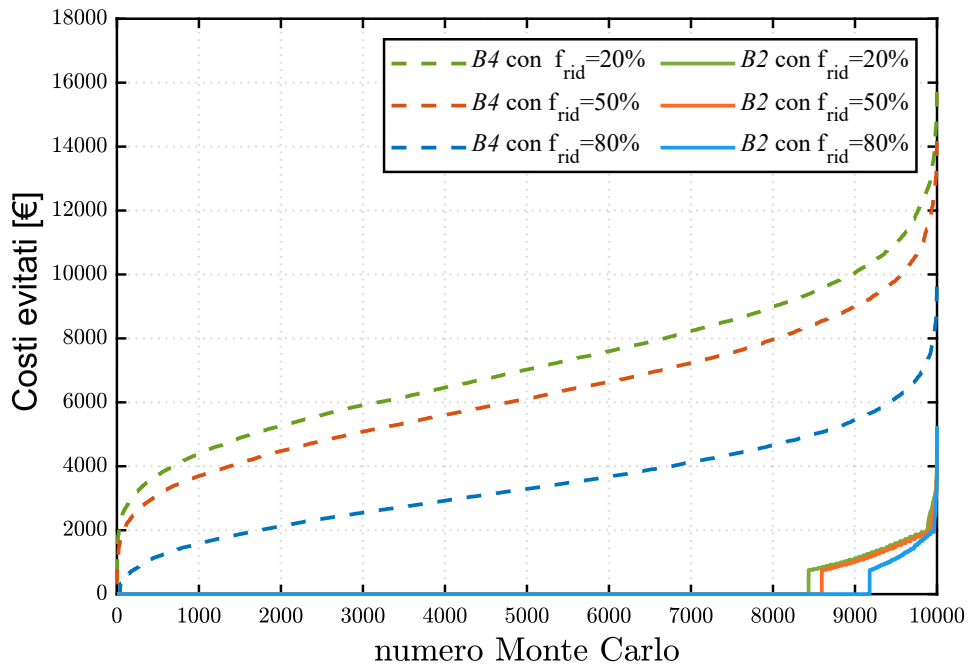


Figura 5.23: Costi evitati B2 e B4 caso studio 3

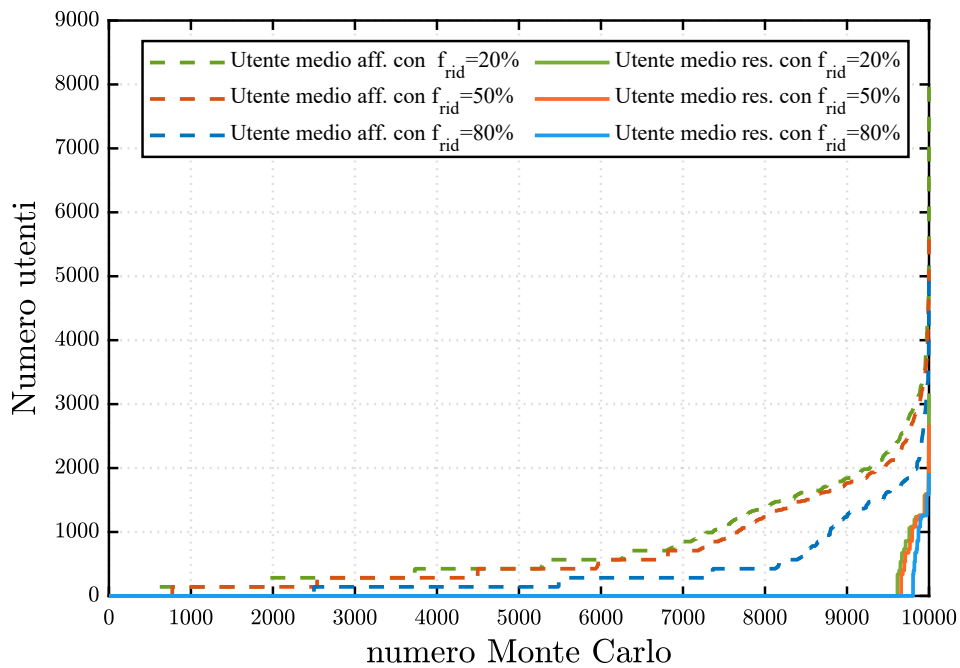


Figura 5.24: Utenti medi disalimentati caso studio 3

I massimi valori degli utenti ottenuti dallo studio, sono mostrati in Tabella 5.22. Si parte da circa 3000 utenti per una fattore pari a 0,8, nello studio della resilienza, per arrivare a circa 2000 nel caso peggiore. Quindi, si mantiene sempre un certo grado di significatività simbolo di effettivo miglioramento.

Tabella 5.22: Massimo valore di utenti medi disalimentati, caso studio 3

Max utenti medi aff. $f_{rid} = 80\%$	$8,146 \cdot 10^3$
Max utenti medi aff. $f_{rid} = 50\%$	$5,755 \cdot 10^3$
Max utenti medi aff. $f_{rid} = 20\%$	$5,172 \cdot 10^3$
Max utenti medi res. $f_{rid} = 80\%$	$3,167 \cdot 10^3$
Max utenti medi res. $f_{rid} = 50\%$	$2,677 \cdot 10^3$
Max utenti medi res. $f_{rid} = 20\%$	$1,923 \cdot 10^3$

Capitolo 6

Differenti metodologie e confronto

Durante lo svolgimento di questa tesi ci si è trovati di fronte, in più momenti, a delle scelte da fare sia in ambito di calcolo numerico (relativo allo sviluppo del codice *Matlab*), che teorico. La procedura principale è stata svolta seguendo le linee guida dettate dalla delibera di ARERA per quanto riguarda l'analisi dei costi e benefici (CBA) e i dati ottenuti da Arpa per le informazioni sulle ondate di calore nel periodo di studio preso in esame. Si è voluto, però, procedere in modi differenti su alcune modalità di calcolo durante lo studio per poter poi effettuare i confronti con la procedura standard e capire meglio anche il fenomeno estremo che si è andato a studiare, insieme agli effetti che comporta. In definitiva verranno effettuati 3 differenti confronti:

- Tra il comando *poissrnd* di *Matlab*, e comando creato appositamente in questo elaborato (Paragrafo [6.1](#));
- Discriminazione differente per i periodi considerati nel calcolo dei tassi di guasto: il periodo di ondate è valutato considerando anche i 3 giorni successivi di ogni ondata (Paragrafo [6.2](#));
- Dati delle ondate di calore nei 25 anni calcolati tramite uno studio probabilistico partendo dai dati avuti dal 2012 al 2019 (Paragrafo [6.3](#)).

Tutte queste valutazioni sono state effettuate attenendosi ai dati del terzo caso studio ed effettuando il confronto con i risultati ottenuti con fattore di riduzione pari a 50%.

6.1 Funzioni *Matlab*

Questo primo confronto è di carattere prettamente calcolistico, quindi in entrambi i casi il procedimento per ottenere i costi evitato è effettuato mantenendo invariati i termini di ARERA, considerando l'ondata di calore nella sua durata totale e prendendo in esame i dati di Arpa. La differenza è nata nel momento in cui, dopo aver ottenuto le funzioni di Poisson, si dovevano estrarre per ogni iterazione di Monte Carlo il numero di guasti nei 25 anni.

Il comando *Matlab poissrnd* dando in input il valor medio di Poisson ritorna un numero random scelto dalla funzione di distribuzione. Medesimo lavoro svolge il comando creato: estrae uniformemente un numero casuale e confrontandolo con le ordinate della funzione di ripartizione da in output il numero di guasti.

Nelle Figure [6.1](#) e [6.2](#) sono mostrati i costi evitati nei due casi esaminati. I risultati mostrano come lato affidabilità le curve siano sostanzialmente identiche, lato resilienza, invece, ci sia una piccola discrepanza nel numero di zeri (circa l'1%).

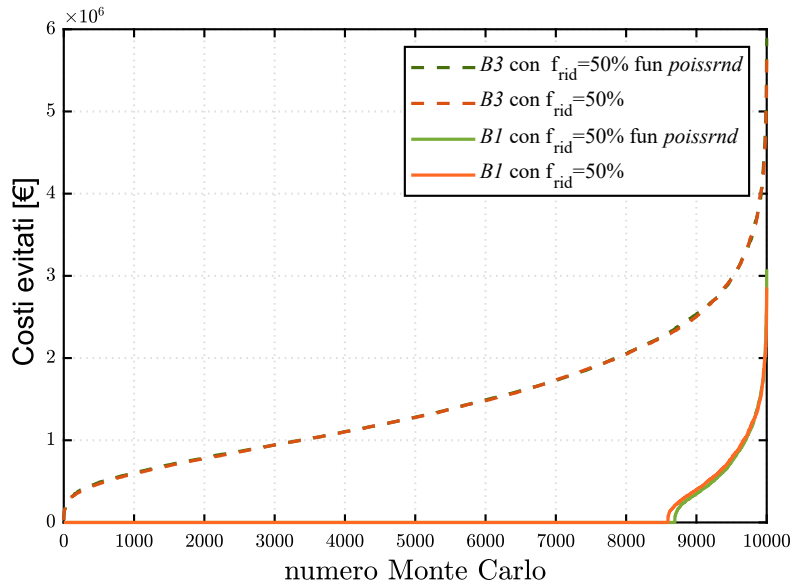


Figura 6.1: B1 e B3 con primo confronto

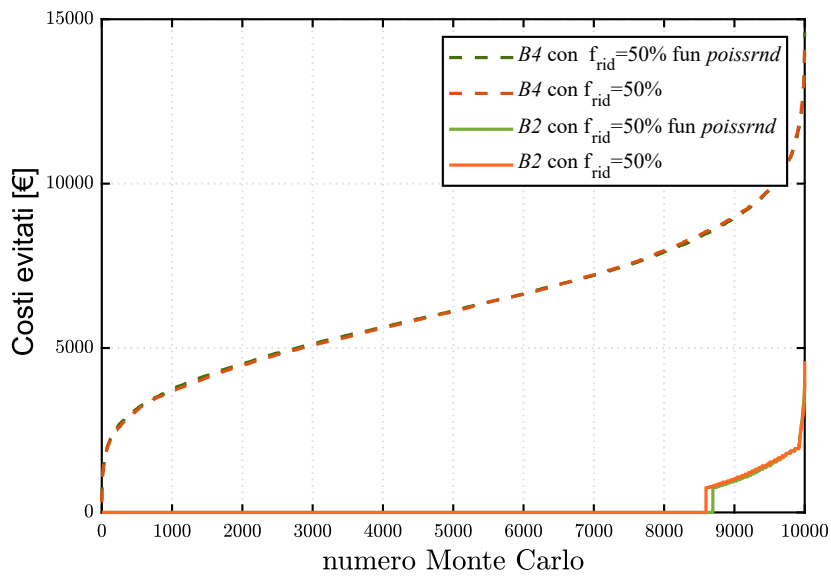


Figura 6.2: B2 e B4 con primo confronto

In conclusione, data la bassa rilevanza tra il discostamento dei due risultati, si può affermare che il comando utilizzato in sostituzione a *poissrnd* è comunque valido.

6.2 Calcolo durata ondate calore

Come già evidenziato nel Capitolo 3, i guasti durante i giorni successivi alle ondate tendono ad aumentare, motivo per cui si è pensato di studiare anche il processo per ottenere i benefici attesi considerando non solo l'ondata in sé ma anche i tre giorni successivi ad essa. In riferimento all'analisi guasti, sono stati ricavati i valori differenti dei tassi di guasto e tutti i passi successivi sono stati effettuati tenendo presente i diversi valori.

Le formule utilizzate per il calcolo dei valori medi per il processo di Poisson sono analoghe a quelle utilizzate per tutti i casi studio e ognuna deve essere applicata sia per i dati relativi ai guasti singoli che quelli per i ripetuti:

$$\lambda^{(inv)} = \lambda^{(inv)} \cdot \delta^{(inv)} \cdot l_{pre} \quad (6.1)$$

$$\lambda^{(est)} = \lambda^{(est)} \cdot \delta_{3g}^{(est)} \cdot l_{pre} \quad (6.2)$$

$$\lambda^{(hw)} = \lambda^{(hw)} \cdot \delta_{3g}^{(hw)} \cdot l_{pre} \quad (6.3)$$

dove i valori dei tassi di guasto sono relativi alla Tabella 3.6 e 3.7 seconda colonna (valore calcolato considerando i 3 giorni) per il periodo di ondata ed estivo e Tabella 3.8 per il periodo invernale. Per il dato relativo ai giorni, invece, quelli riferiti al periodo invernale non subiranno, ovviamente, nessun cambiamento, mentre per quelli relativi al periodo estivo e di ondate si avrà:

$$\delta_{3g}^{(est)} = \delta^{(est)} - 3 \cdot n_{hw} \quad (6.4)$$

$$\delta_{3g}^{(hw)} = \delta^{(hw)} + 3 \cdot n_{hw} \quad (6.5)$$

dove n_{hw} , $\delta^{(est)}$ e $\delta^{(hw)}$ sono relativi alla Tabella 4.2.

I risultati ottenuti sono mostrati in Tabella 6.1.

Tabella 6.1: Valori medi guasti considerando le ondate + tre giorni

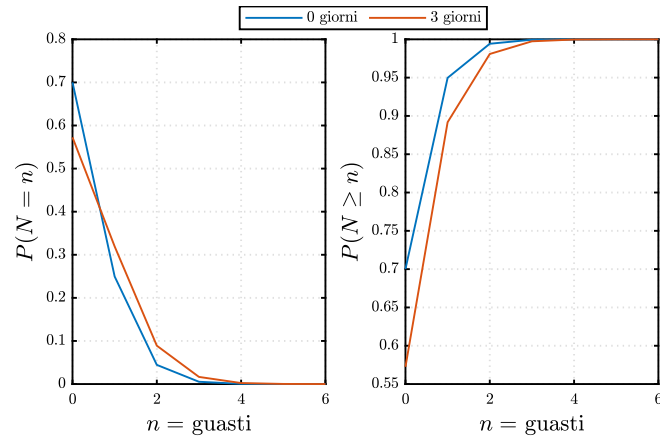
λt [guasti]	1	2	3
$\lambda_s^{(inv)}$	2,7261	1,2157	1,2157
$\lambda_r^{(inv)}$	0,2943	0,1312	0,1312
$\lambda_s^{(est)}$	2,4818	1,1068	1,1068
$\lambda_r^{(est)}$	0,4449	0,1984	0,1984
$\lambda_s^{(hw)}$	0,5577	0,2487	0,2487
$\lambda_r^{(hw)}$	0,1530	0,0682	0,0682

É evidente come da questi risultati sia più marcata la presenza dell'ondata di calore:

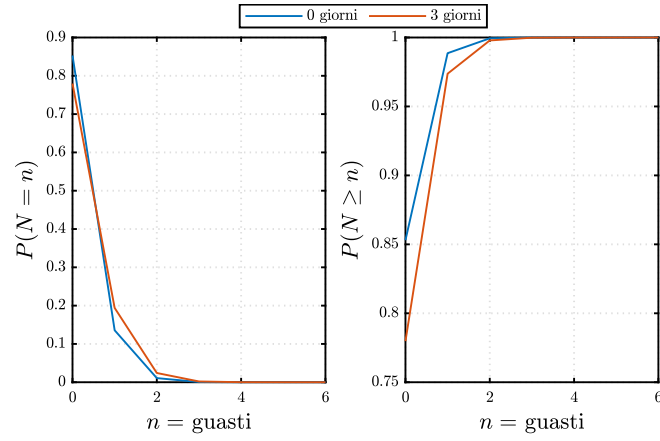
- I valori relativi al periodo di ondata sono circa raddoppiati: ciò avvalora l'ipotesi che i disagi creati da questo fenomeno estremo non si limita ai soli giorni effettivi, ma continuino anche nel periodo immediatamente successivo;
- I valori riferiti al periodo estivo sono leggermente inferiori, differenza quasi impercettibile data dal fatto che i giorni estivi sono un numero abbastanza consistente da non variare significativamente eliminando tre giorni per ogni ondata;

In Figura 6.3 e 6.4 sono mostrate le funzioni di ripartizione e distribuzione sia per i guasti singoli che doppi con occorrenza $n = 6$ ¹ per ogni festone nel periodo di ondata confrontando i differenti risultati ottenuti dalle due diverse metodologie di calcolo.

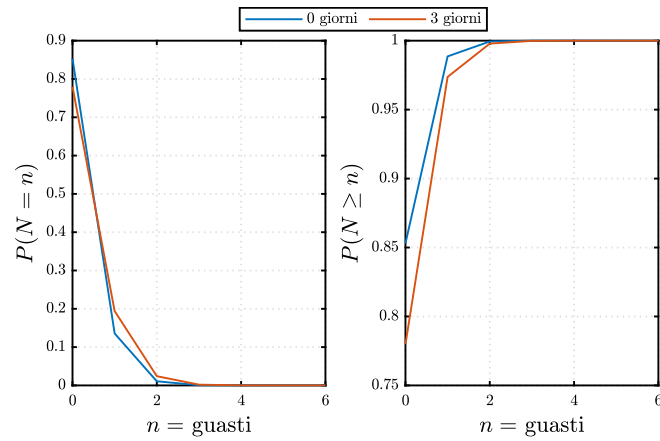
¹Vedi Paragrafo 4.2



(a) confronto festone 1

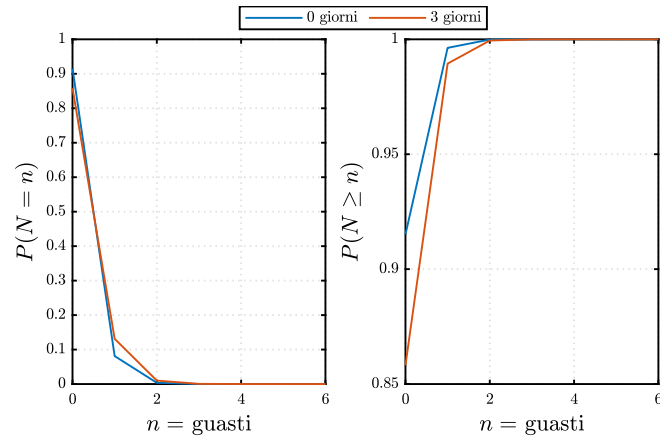


(b) Confronto festone 2

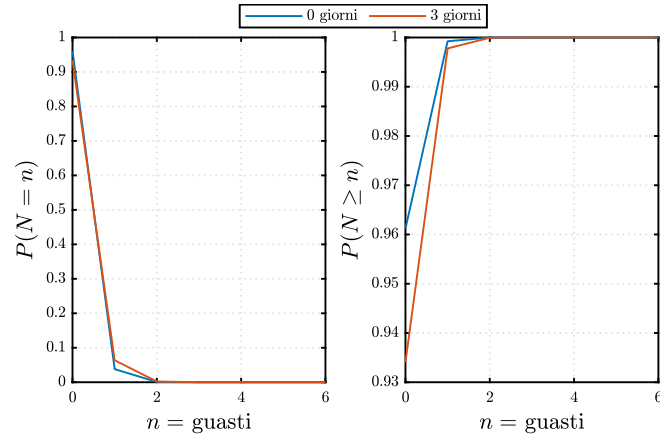


(c) Confronto festone 3

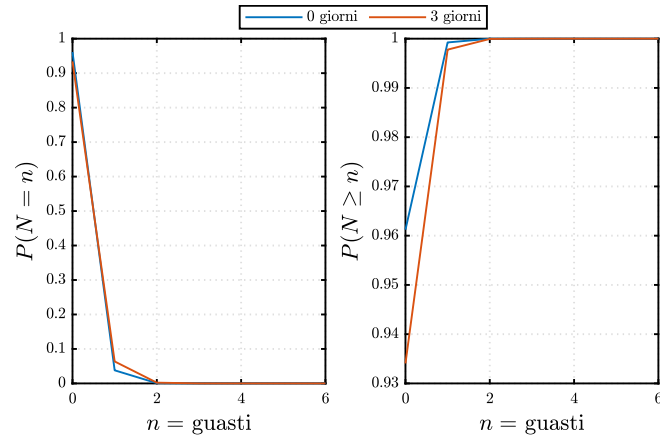
Figura 6.3: Funzioni di ripartizione e distribuzione con confronto tra i due studi, guasti singoli



(a) Confronto festone 1



(b) Confronto festone 2



(c) Confronto festone 3

Figura 6.4: Funzioni di ripartizione e distribuzione con confronto tra i due studi, guasti ripetuti

Pur avendo valori abbastanza piccoli, la differenza è ben visibile e ciò comporterà nella determinazione del numero di guasti, una probabilità più alta per lo studio fatto in questo paragrafo.

Il procedimento per la determinazione delle matrici pre e post investimento è analogo a quello già svolto, considerando i tre scenari per i fattori di riduzione. Dopodiché calcolate le PNS, ENS e costi relativi, i risultati ottenuti sono mostrati in Figura 6.5 per i costi evitati B1 e B3 (lato utente), in Figura 6.6 per B2 e B4 (lato DSO). Gli andamenti delle curve rispecchiano sempre quelle che sono le caratteristiche dell'affidabilità e della resilienza, successivamente verrà mostrato il confronto tra i due studi.

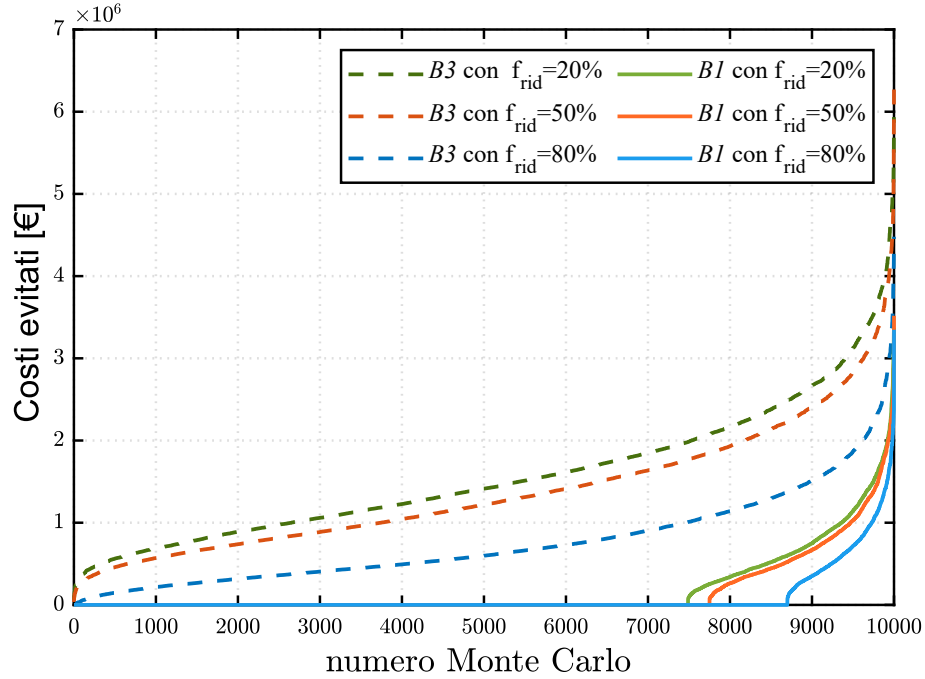


Figura 6.5: B1 e B3, periodo di ondata con tre giorni

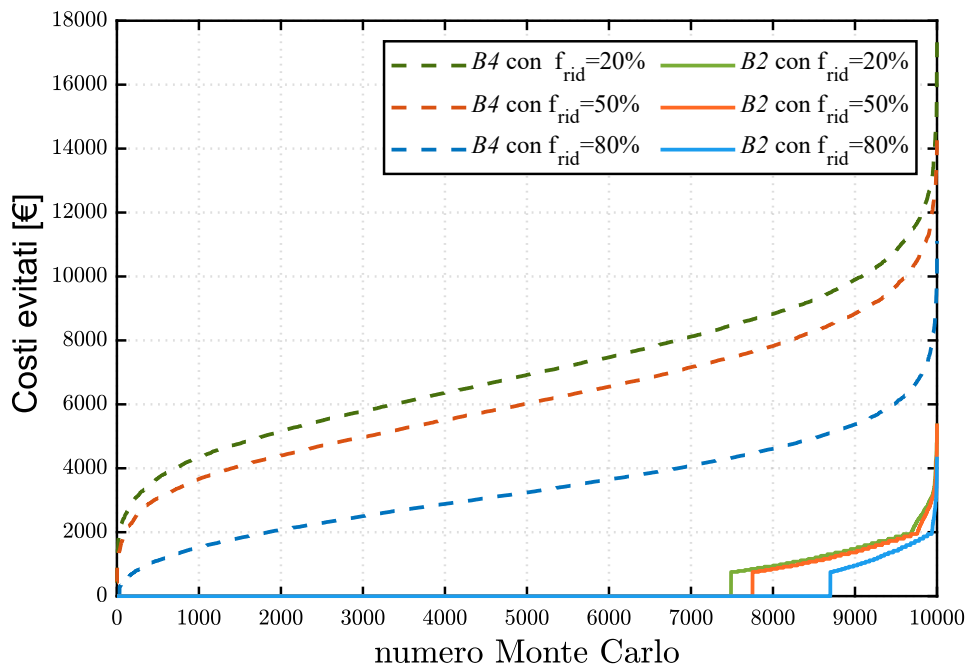


Figura 6.6: B2 e B4, periodo di ondata con tre giorni

Nelle Figure 6.7 e 6.8, sono mostrati, nel caso di fattore di riduzione pari al 50%, la differenza che vi è nei due metodi utilizzati. Possono essere fatte diverse considerazioni:

- É evidente come per le curve relative alla resilienza i costi evitati, migliorando la porzione di rete interessata, siano più significativi in questo studio che in quello precedente (sia da parte dell'utente che da parte del distributore);
- L'andamento della resilienza ha un picco finale decisamente più alto nel caso studiato in questo paragrafo e anche gli zeri sono circa il 10% in meno;
- Per l'andamento dell'affidabilità non ci sono grandi differenze, le due curve quasi si sovrappongono.

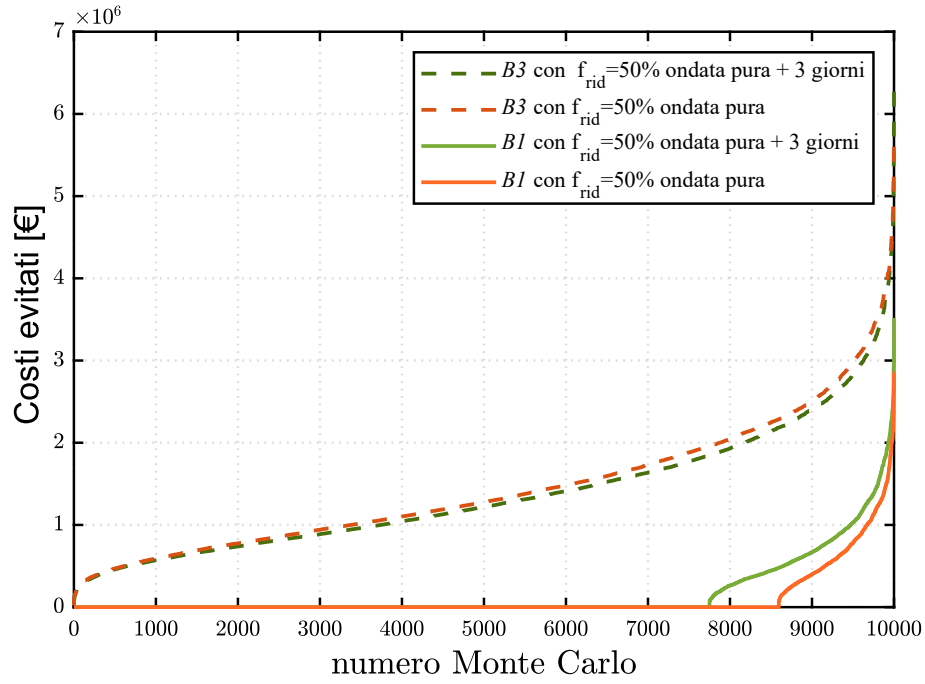


Figura 6.7: Confronto B1 e B3 per i due metodi utilizzati

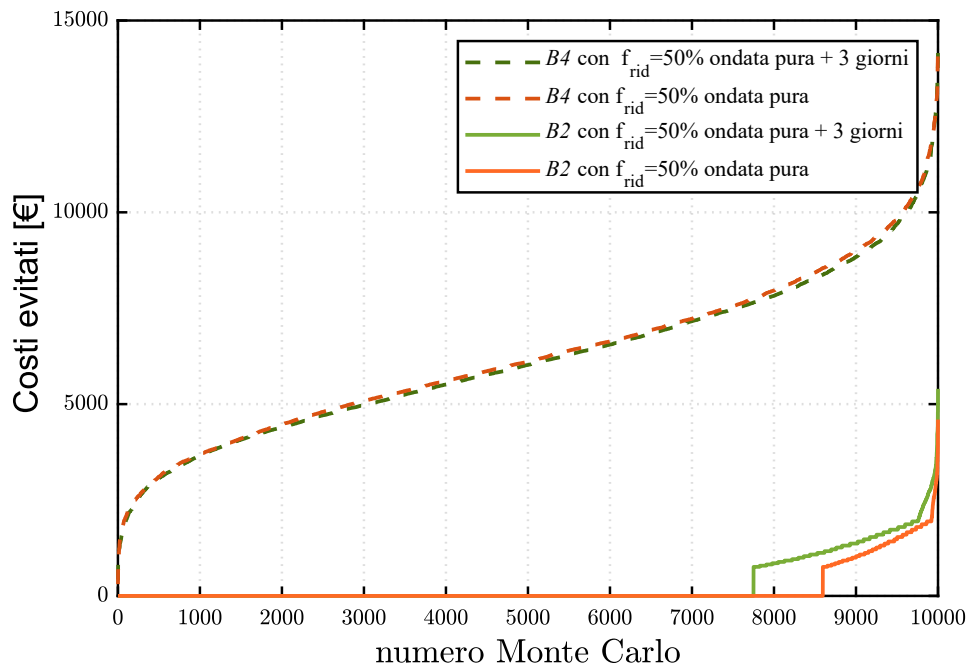


Figura 6.8: Confronto B2 e B4 per i due metodi utilizzati

Date le osservazione fatte, risulta che per lo studio dell'affidabilità non vi è nessun cambiamento, mentre lo studio della resilienza subisce decisamente dei cambiamenti che portano ad avere dei risultati migliori seguendo la procedura di questo paragrafo rispetto alla precedente. Ciò porta a pensare che per studi successivi relativi sempre a questo fenomeno estremo, potrebbe risultare più opportuno considerare anche un periodo successivo all'ondata e non soffermarsi alla sola durata pura dell'evento.

6.3 Stima probabilistica ondate di calore

Un'ulteriore approccio è stato utilizzato per valutare le ondate di calore nei 25 a venire, non considerando i dati forniti da ARPA, ma i dati ottenuti nel Capitolo 2. È stato fatto uno studio statistico attraverso il processo di Poisson. Si è calcolato il valore medio del numero di ondate in un anno, e attraverso questo dato si sono estratte casualmente il numero di ondate nei 25 anni. Dopodiché, attraverso la cumulativa delle durate giornaliere di ogni ondata, si sono estratte nello stesso modo le durate per ciascun fenomeno. In Figura 6.9 è mostrata la funzione di distribuzione in riferimento alla durata di ogni ondata con valor medio intorno a 7 giorni.

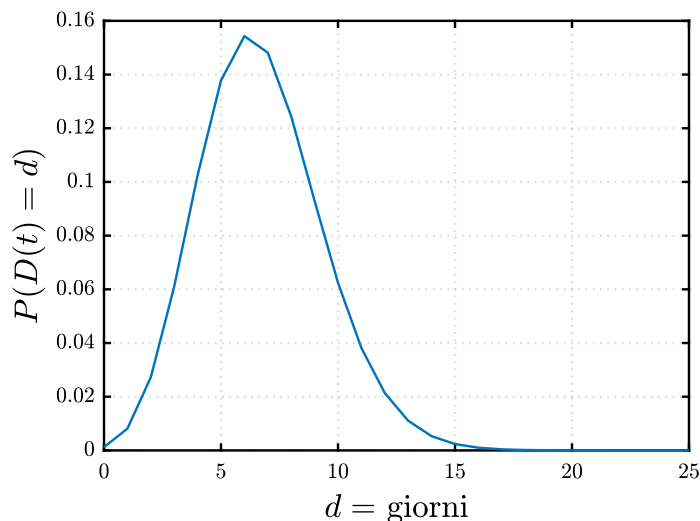


Figura 6.9: Funzione di distribuzione dei giorni di durata di ogni ondata di calore

I giorni relativi ad ogni periodo esaminato, basandosi su questa metodologia sono mostrati in Tabella 6.2. In questo caso i giorni di ondata, rispetto ai 444 calcolati con i dati ARPA, sono decisamente più alti, circa il 45%; di conseguenza i giorni relativi al periodo estivo saranno inferiori. I giorni del periodo invernale, invece, resteranno invariati.

Tabella 6.2: Dati giornalieri ottenuti dalla stima probabilistica sulle ondate di calore dal 2012 al 2019

Giorni di ondata ($\delta_{\text{prob}}^{(\text{hw})}$)	Giorni estivi senza ondata ($\delta_{\text{prob}}^{(\text{est})}$)	Giorni invernali ($\delta^{(\text{inv})}$)
636	3164	5325

Nelle figure 6.10 sono mostrati gli andamenti nei tre scenari dei diversi fattori di guasto per i costi evitati B1 e B3, quindi lato utente. In Figura 6.11, invece, è mostrato l'andamento dei costi per B2 e B4, cioè lato distributore.

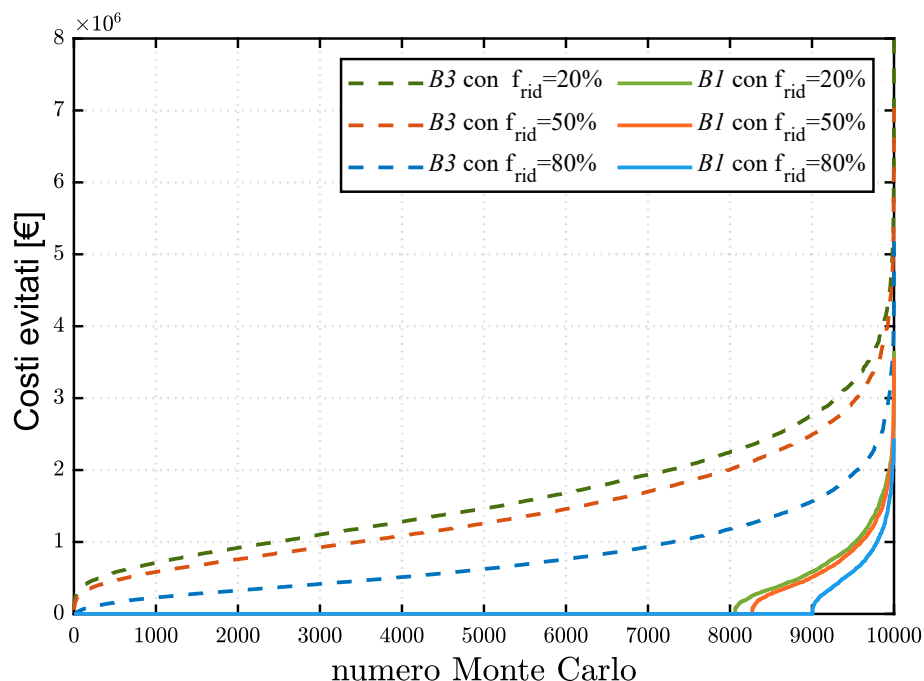


Figura 6.10: B1 e B3, stima probabilistica ondate di calore

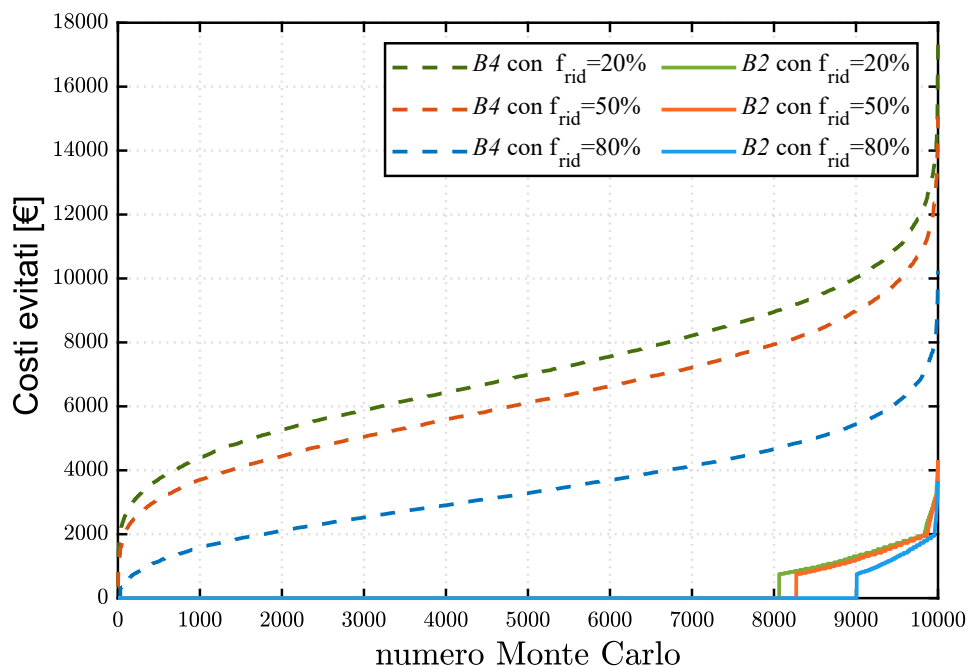


Figura 6.11: B2 e B4, stima probabilistica ondate di calore

Nelle Figure 6.12 e 6.13 sono mostrati gli andamenti per lo scenario con fattore di riduzione pari a 0,5 tra i due studi effettuati, il primo quindi considerando i dati forniti da ARPA, il secondo seguendo i dati ottenuti in questo elaborato. Dai risultati si può notare che, la resilienza ha un picco più alto e meno zeri in questo caso, causato dal numero di giorni di ondata maggiori.

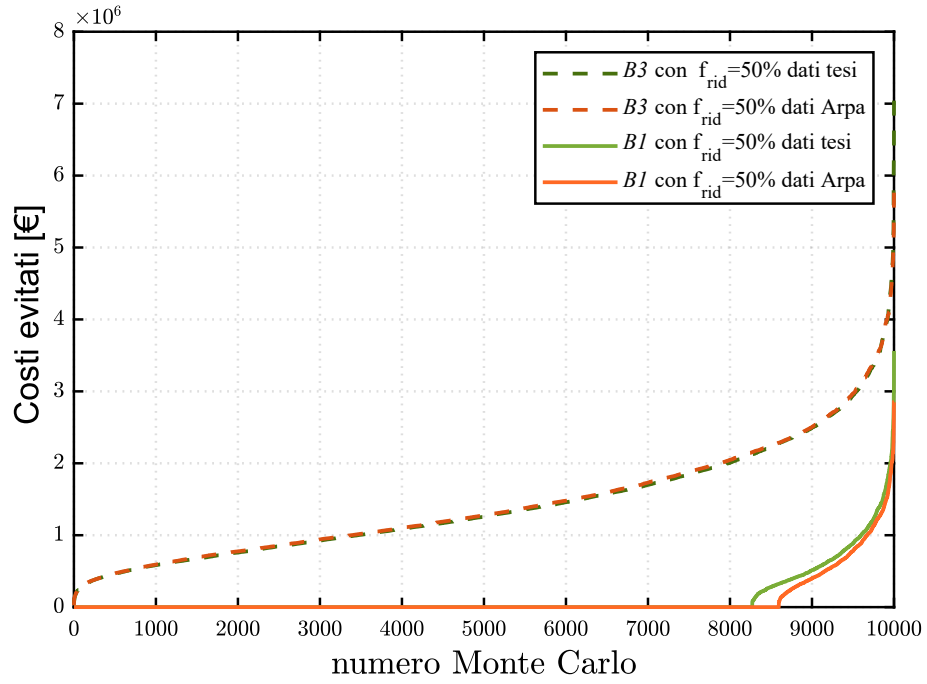


Figura 6.12: Confronto B1 e B3 tra i due metodi utilizzati

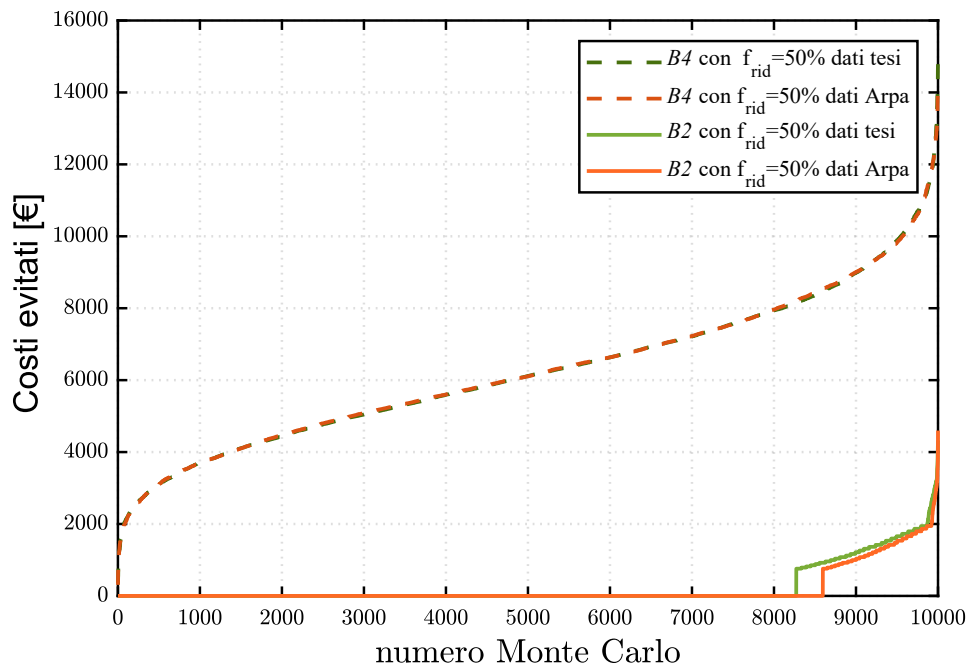


Figura 6.13: Confronto B2 e B4 tra i due metodi utilizzati

Capitolo 7

Conclusioni

In questo lavoro di tesi si è partiti da un'analisi su come possa essere definita la resilienza e perché è diventata così importante nell'ambito del sistema elettrico di potenza. Dopodiché, focalizzandosi sul fenomeno "ondate di calore", si è effettuata un'analisi qualitativa su di esse dal 2012 al 2019 utilizzando alcuni indici specifici. A questo punto si sono analizzati i disservizi avuti sull'intera rete di distribuzione di IRETI S.p.A. dal 2012 al 2017; dopo averli suddivisi in singoli e ripetuti, si è proceduto nel correlarli con le ondate di calore. Dai risultati ottenuti si sono potuti calcolare i fattori di guasto relativi ad ogni periodo esaminato (invernale, estivo e di ondata) sia per lo studio dell'affidabilità che della resilienza. In questo modo, utilizzando i dati di Arpa Piemonte relativi alle ondate dal 2021 al 2045 si è valutato, attraverso simulazioni su diverse porzioni di rete reali, l'impatto che avrebbe la sostituzione del sistema in cavo della parte di rete esaminata. In particolar modo, studiando tre scenari con tre fattori di riduzione differenti, si sono osservati quelli che sarebbero i costi evitati relativi all'investimento in esame, riferendosi sia a quattro voci di beneficio definite dalla delibera di ARERA, sia agli utenti medi disalimentati.

É necessario evidenziare che tutto il lavoro svolto sia basato su eventi locali, quindi su determinate condizioni meteorologiche e determinati disservizi avvenuti negli anni sulla città di Torino. Ciò indica che, benché a livello concettuale il procedimento possa essere generalizzato, si richiede la realizzazione di uno studio della causa in base ai dati specifici disponibili.

Dai risultati ottenuti è, inoltre, evidente la grande differenza tra resilienza e affidabilità. Infatti, se per l'affidabilità il valor medio può essere considerato come punto di riferimento nel calcolo di eventuali indici, per la resilienza tutto questo non vale. Il valor medio non può essere considerato data la numerosità di zeri, quindi, per effettuare un'analisi sull'effettivo contributo dell'investimento, bisognerebbe tener conto della natura stocastica del fenomeno.

Considerando i risultati numerici ottenuti dagli utenti medi disalimentati è possibile notare come l'investimento porterebbe ad un effettivo miglioramento della qualità del servizio elettrico.

Inoltre, con la diversa metodologia utilizzata per il calcolo del periodo di ondata, è stato possibile osservare che, per studi futuri, potrebbe risultare più opportuno considerare anche alcuni giorni successivi all'evento puro, poiché si è notato un impatto sugli indici di guasto relativi alla resilienza.

Sviluppi futuri per poter studiare meglio il legame tra la causa e l'effetto implicherebbero studi di laboratorio: in tal modo sarà possibile capire cosa effettivamente, durante un'ondata di calore, porti il cavo, e in particolar modo il giunto, a degradarsi, fino a provocare il disservizio.

Appendice A

Struttura codice implementato

Qui di seguito è spiegato in maniera riassuntiva il procedimento attuato per ottenere l'analisi costi benefici in relazione al codice implementato su *Matlab*. I vari step sono stati:

1. Calcolo delle ondate di calore, con input i dati ottenuti da Arpa e output il numero, la data di inizio, fine e la durata delle ondate;
2. Filtro dei guasti: in partenza tutti quelli avuti lungo l'intera rete di Torino dal 2008 al 2017. Al termine di questo passaggio si sono avuti i guasti dal 2012 al 2017;
3. Valutazione dei guasti avvenuti durante le ondate di calore trovate nel primo punto, e quelli durante il periodo invernale ed estivo;
4. Divisione dei guasti nelle varie cabine e in singoli e ripetuti;
5. Calcolo del fattore di guasto nei 3 periodi esaminati, per i due tipi di disservizi considerati. Qui nel codice si è posti davanti una scelta: se calcolare i tassi per la durata netta di ondata o considerando anche i tre giorni successivi;

6. Processo di Poisson per effettuare una stima di quanti guasti si avranno nei 25 anni a venire. In questo punto vi è una seconda scelta da fare: ricavare i dati in modo statistico o rilevarli da ARPA;
7. Esecuzione di un Monte Carlo, per poter effettuare una stima dei possibili guasti nei 25 anni. Per ricavare il numero di guasti si è proceduto in due diversi modi:
 - (a) creando una funzione che estraendo un numero random entra nella cumulativa di Poisson e da lì calcola i guasti per ogni caso;
 - (b) utilizzando la funzione di Matlab *poissrnd* che dà in uscita direttamente il numero di guasti.

Quindi definizione sull'orizzonte temporale per ogni guasto e creazione delle matrici di guasto;

8. Definizione delle matrici di guasto post intervento considerando i tre scenari con differenti fattori di riduzione;
9. Differenza tra le matrici ottenute nei due punti precedenti, calcolo dell'ENS e delle varie voci di costo per la situazione ottenuta. Calcolo degli utenti medi disalimentati e delle quattro voci di costi evitati.

Lo script *Matlab* contiene quindi una funzione (*funOndate*) per il calcolo delle ondate (punto 1), una successiva funzione (*funGuasti*) che racchiude il calcolo dei punti 2, 3, 4 e 5; quindi vi è la scelta del caso studio e con altri due switch la possibilità di procedere il calcolo nei differenti modi evidenziati nell'elenco (*funBeneficio*). I calcoli successivi con il processo di Poisson e la simulazione Monte Carlo sono all'interno della funzione *funBeneficioUtenti* che da in output i valori di ogni voce di costo evitato e utente medio disalimentato.

Bibliografia

- [1] Definizione di resilienza. <https://www.treccani.it/vocabolario/resilienza/>.
- [2] Mazza A., Zalzar S., and Mattei M. "Resilience: definitions, hinting factors and countermeasures". 2017.
- [3] Jufria F.H., Widiputrab V., and Jungb J. "State-of-the-art review on power grid resilience to extreme weather events: Definitions, frameworks, quantitative assessment methodologies, and enhancement strategies". *Applied Energy*, online 10 Febbraio 2019. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.017>.
- [4] European Commission. "Resilience and Humanitarian-Development-Peace Nexus", 2016. http://ec.europa.eu/echo/what/humanitarian-aid/resilience_en.
- [5] Rockefeller foundation. "Resilience". online dal 10 Novembre 2017. <https://www.rockefellerfoundation.org/our-work/topics/resilience/>.
- [6] Stockholm Resilience Centre. "What Is Resilience?". online dal 19 Agosto 2016. <http://www.stockholmresilience.org/21/research/research-news/2-19-2015-what-is-resilience.html>.
- [7] Department for International Development. "Defining Disaster Resilience: A DFID Approach Paper". 2011.
- [8] The United Nations Office for Disaster Risk Reduction. "Hyogo Framework for Action 2005–2015: Building the Resilience of Nations and Communities to Disasters", extract from the final report of the world conference on disaster reduction (a/conf.206/6). online dal 19 Agosto 2016. <http://www.unisdr.org/we/inform/publications/1037>.

- [9] Bruneau M, Chang S E, Eguchi R T, Lee G C, and other. "A Framework to quantitatively assess and enhance the seismic resilience of communities". *Earthq Spectra*, 19, 2003. pp. 733-752.
- [10] White House. "Presidential policy directive 21: Critical infrastructure security and resilience". 2013.
- [11] Field CB, Barros V, Stocker TF, Qin D, Dokken DJ DJ, and other. "Managing the risks of extreme events and disasters to advance climate change adaptation". 2012. <http://doi.org.ezproxy.biblio.polito.it/10.1017/CB09781139177245>.
- [12] Hollnagel E, Woods D, and Leveson N. "Resilience Engineering: Concepts and Precepts". *Ashgate*, 2006. ISBN-10: 0 7546 4641 6.
- [13] Bandeirinha R., Braun M., Carlini C., et al. "Resilience of distribution grids". 31 Maggio 2018.
- [14] Organization for Security and Co operation in Europe (OSCE). "Protecting Electricity Networks from Natural Hazards". 2016. <http://www.osce.org/secretariat/242651?download=true>.
- [15] World Energy Council. "The road to resilience-managing and financing extreme weather risks". 2015. ISBN: 978 0 946121 43 4.
- [16] EPRI. "Electric Power System Resiliency, challenges and opportunities", Febbraio 2016.
- [17] ENTSO-E. "ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects". 5 Febbraio 2015. <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/TYNDP/ENTSO-E%20cost%20benefit%20analysis%20approved%20by%20the%20European%20Commission%20on%204%20February%202015.pdf>.
- [18] Terna Spa. "Resilienza della rete elettrica di trasmissione". 2016.
- [19] ARERA. "Incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Attività svolte e ulteriori orientamenti", 25 Settembre 2017. <https://www.arera.it/it/schedetecniche/17/645-17st.htm#>.

- [20] Zare M., Abbaspour A., Fotuhi-Firuzabad M., and Moeini-Aghaie M. "Increasing the resilience of distribution systems against hurricane by optimal switch placement". *2017 Conference on Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC)*, online dal 21 Agosto 2017. DOI: 10.1109/EPDC.2017.8012732.
- [21] Liu X., Hou K., et al. "A resilience assessment approach for power system from perspectives of system and component levels ". *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol.118, online dal 21 Gennaio 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.105837>.
- [22] Panteli M., Pickering C., Wilkinson S., et al. "Power System Resilience to Extreme Weather: Fragility Modeling, Probabilistic Impact Assessment, and Adaptation Measures ". *IEEE transactions on Power System*, vol.32, 29 Dicembre 2016. DOI: 10.1109/TPWRS.2016.2641463.
- [23] Mahzarnia M., Moghaddam M.P., et al. "A Review of the Measures to Enhance Power Systems Resilience ". *IEEE System Journal*, vol.14, 3 Settembre 2020. DOI: 10.1109/JSYST.2020.2965993.
- [24] Mishra D.K. et al. "A review on resilience studies in active distribution systems ". *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol.135, online dal 17 Agosto 2020. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110201>.
- [25] Espinoza S., Panteli M., et al. "Multi-phase assessment and adaptation of power systems resilience to natural hazards ". *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol.136, disponibile online 31 Marzo 2016. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2016.03.019>.
- [26] Amirioun M.H., Aminifar F., Lesani H., et al. "Metrics and quantitative framework for assessing microgrid resilience against windstorms ". *Electrical Power and Energy Systems*, vol.104, online dal 2 Agosto 2018. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.07.025>.
- [27] Tari A.N., Sepasian M.S., et al. "Resilience assessment and improvement of distribution networks against extreme weather events". *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol.125, online dal 20 Agosto 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106414>.
- [28] Trakas D.N. and Hatziargyriou N.D. "Optimal Distribution System Operation

- for Enhancing Resilience Against Wildfires". *IEEE transactions on Power System*, vol.33, 2 Marzo 2018. DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2733224.
- [29] Mousavizadeh S., Haghifam M., and Shariatkhah M. "A linear two-stage method for resiliency analysis in distribution systems considering renewable energy and demand response resources ". *Applied Energy*, vol.211, online dal 17 Novembre 2017. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.11.067>.
- [30] Barnes A., Nagarajan H., Yamangil E., et al. "Resilient design of large-scale distribution feeders with networked microgrids ". *Electric Power Systems Research*, vol.171, disponibile online 26 Febbraio 2019. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.02.012>.
- [31] Lu J., Guo J., et al. "Dynamic Assessment of Resilience of Power Transmission Systems in Ice Disasters". *International Conference on power system technology*, 2018.
- [32] Shi Q., Li F., Olama M., et al. "Network reconfiguration and distributed energy resource scheduling for improved distribution system resilience ". *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol.124, online dal 11 Agosto 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106355>.
- [33] Younesi A. et al. "Assessing the resilience of multi microgrid based widespread power systems against natural disasters using Monte Carlo Simulation ". *Energy*, vol.207, online dal 6 Luglio 2020. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118220>.
- [34] Dvorkin Y. and Kim J. "Enhancing Distribution System Resilience With Mobile Energy Storage and Microgrids ". *IEEE transactions on Smart Grid*, vol.10, 28 Settembre 2018. DOI: 10.1109/TSG.2018.2872521.
- [35] Trakas D.N. and Hatziargyriou N.D. "Optimal Distribution System Operation for Enhancing Resilience Against Wildfires ". *IEEE transactions on Power System*, vol.33, 2 Marzo 2018. DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2733224.
- [36] Gao H., Chen Y., et al. "Resilience-Oriented Critical Load Restoration Using Microgrids in Distribution Systems ". *IEEE transactions on Smart Grid*, vol.7, 6 Novembre 2016. DOI: 10.1109/TSG.2016.2550625.
- [37] Farzin H., Fotuhi-Firuzabad M., et al. "Enhancing Power System Resilience Through Hierarchical Outage Management in Multi-Microgrids".

- IEEE transactions on Smart Grid*, vol.7, 6 Novembre 2016. DOI: 10.1109/TSG.2016.2558628.
- [38] Wang Z., Chen B., Wang J., et al. "Decentralized Energy Management System for Networked Microgrids in Grid-Connected and Islanded Mode". *IEEE transactions on Smart Grid*, vol.7, 2 Marzo 2016. DOI: 10.1109/TSG.2015.2427371.
- [39] Chen C., Wang J., Qiu F., et al. "Resilient Distribution System by Microgrids Formation After Natural Disasters". *IEEE transactions on Smart Grid*, vol.7, 17 Giugno 2015. DOI: 10.1109/TSG.2015.2429653.
- [40] Bajpai P., Chanda S., et al. "A Novel Metric to Quantify and Enable Resilient Distribution System Using Graph Theory and Choquet Integral". *IEEE transactions on Smart Grid*, vol.9, 1 Novembre 2016. DOI: 10.1109/TSG.2016.2623818.
- [41] Gilani M.A., Kazemi A., et al. "Distribution system resilience enhancement by microgrid formation considering distributed energy resources". *Energy*, vol.191, disponibile online 8 Dicembre 2019. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116442>.
- [42] Ma S., Wang Z., et al. "Resilience Enhancement Strategy for Distribution Systems Under Extreme Weather Events". *IEEE transactions on Smart Grid*, vol.9, 18 Luglio 2016. DOI: 10.1109/TSG.2016.2591885.
- [43] Konstantia Tolika. "Assessing HeatWaves over Greece Using the Excess Heat Factor (EHF)". *Climate 2019*, 7 Gennaio 2019. DOI: 10.3390/cli7010009.
- [44] Nairn J.R., R.J.B. Fawcett, et al. "Defining and predicting excessive heat events: A national system". *Proceedings of the Modelling and Understanding High Impact Weather*, vol.17, pp.83-86, Melbourne, Australia, 30 Nov.- 2 Dic. 2009.
- [45] Urban A., Hanzlíková H., et al. "Impacts of the 2015 heat waves on mortality in the Czech Republic—A comparison with previous heat waves". *Int. J. Environ. Res. Public Health*, vol.14, 2017.
- [46] Piticar A., A.E. Croitoru, et al. "Recent change in heat waves and cold waves detected based on excess heat factor and excess cold factor in Romania". *Int. J. of Climatology*, vol.38(4), pp 1777-1793, 2018.

- [47] Arpa Piemonte. "Annali meteorologi e idrologici". https://www.arpa.piemonte.it/rischinaturali/accesso-ai-dati/annali_meteoidrologici/annali-meteo-idro/banca-dati-meteorologica.html.
- [48] IPCC. "SPM". https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_SPM_FINAL.pdf.
- [49] ARERA. "Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica", 1 Gennaio 2020. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_SPM_FINAL.pdf.
- [50] IRETI. "Rete e impianti". <https://www.ireti.it/impianti>.
- [51] "Il processo di Poisson". <https://www.yumpu.com/it/document/view/37400467/il-processo-di-poisson/2>.
- [52] Arpa Piemonte. "Numero annuo ondate di calore PREVISTE per la città di Torino secondo lo scenario RCP4.5". https://www.arpa.piemonte.it/rischinaturali/accesso-ai-dati/opendata/elenco_clima.html?delta=1.
- [53] "Attualizzazione". <https://it.wikipedia.org/wiki/Attualizzazione>.

Ringraziamenti

Grazie al mio relatore, il Dr. Andrea Mazza. Nonostante il lavoro di tesi sia stato svolto, quasi nella totalità, durante il periodo di lockdown non è mai mancato di professionalità, pazienza e disponibilità.

Un GRAZIE va ai miei genitori, mi hanno dato la possibilità di studiare qui a Torino supportandomi sempre e credendo in me. Non smetterò mai di ringraziarvi per tutti i sacrifici fatti.

Un altrettanto GRAZIE al mio fratellone Francesco e mio cognata Alessia, sempre presenti in qualsiasi momento difficile e pronti ad aiutarmi.

Citando un famoso scrittore: “La famiglia non si sceglie”, ma io non avrei potuto chiedere di meglio!

Grazie a Gaetano, innanzitutto per la sconfinata pazienza, e poi per essere stato sempre al mio fianco sia nei momenti felici, sia in quelli che lo erano un po’ meno. Grazie per tutto l’aiuto che mi hai dato e mi dai.

Un ringraziamento doveroso va a Donatella e Luca. Grazie per tutte le belle giornate all’insegna della spensieratezza passate insieme, e grazie anche per quelle che spensierate non lo erano affatto, ma che con voi lo diventavano comunque!

Grazie ai miei colleghi di università. Le lezioni, gli esami, le intere giornate al Politecnico passavano molto più velocemente con la vostra compagnia.

Ringrazio i miei coinquilini (ex, attuali e acquisiti) Alma, Eleonora, Mattia e Sebastiano che mi hanno sempre sopportato e aiutato quando ce n'era bisogno.

Ringrazio la mia seconda casa di Torino: Daniele, Franco, Pablito e Pigna per tutte le giornate passate insieme tra “Pigna il caffè”, giochi e bevute e per la grande pazienza avuta nei miei confronti!!

Grazie a Roberta e Silvia, ogni volta che ritorno in Puglia è come se il tempo lontano non fosse mai passato e sono orgogliosa di essere arrivata a questo traguardo con voi, dopo oltre 10 anni di amicizia.

Ed infine ringrazio me stessa, per essere stata determinata, caparbia e aver concluso questo percorso a testa alta e circondata dalle persone che mi vogliono bene.