

POLITECNICO DI MILANO

Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione

Corso di Laurea in
Ingegneria Elettrica



La gestione dell'accumulo per la minimizzazione delle perdite di rete

Relatore: Prof. Enrico TIRONI

Co-relatore: Ing. Samuele GRILLO

Tesi di Laurea di:

Daniele VAGHI Matr. 782931

Anno Accademico 2012 – 2013

Indice dei contenuti

Indice delle figure	4
Sommario	9
Abstract.....	10
Capitolo 1 - Scopo, riferimenti e stato dell'arte.....	11
1.1 - Scopo del lavoro	11
1.2 - Considerazioni sui cicli di carica e scarica di una batteria	13
1.3 - Accumulatori al piombo-acido.....	14
1.4 - Accumulatori a circolazione di elettrolita	16
1.5 - Accumulatori ZEBRA.....	18
Capitolo 2 - Metodologia di risoluzione	21
2.1 - La programmazione dinamica	21
2.2 - Software e funzionamento dei programmi	24
2.3 - L'algoritmo di rainflow	26
Capitolo 3 - Dati, profili e casi di studio	35
3.1 - Reti in esame.....	35
3.2 - Elenco casi di studio e nomenclatura.....	39
3.3 - I casi studio esaminati in MT	40
3.4 - I casi studio esaminati in BT	42
Capitolo 4 - Risultati delle simulazioni.....	45
4.1 - Il caso base MT.....	45
4.2 - Batterie nei nodi 6, 8 e 10.....	47
4.3 - MT_8_N(1,5-12,5), il caso migliore in MT.....	53
4.4 - Desensibilizzazione rispetto a potenza ed energia.....	60
4.5 - Il caso base BT.....	72
4.6 - Batterie nella rete BT senza fotovoltaico	78
4.7 - BT_6_N(0,075-0,5), il caso migliore in BT	83
4.8 - Miglior incremento di riduzione delle perdite	87
4.9 - Caso BT_10_D(0,075-0,5), il caso migliore con il fotovoltaico distribuito.....	91

<i>4.10 - Caso BT_2_3(0,05-0,1), batterie e fotovoltaico concentrato a inizio linea .</i>	<i>101</i>
<i>4.11 - Caso BT_10_11(0,135-0,68), batterie e fotovoltaico concentrato a fondo linea</i>	<i>108</i>
Capitolo 5 - Conclusioni.....	117
Bibliografia	123

Indice delle figure

<i>Figura 2-1 - Passaggio da segnale originale a spezzata.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 2-2 – Segnale in esame: senoide pura a 1 Hz.</i>	<i>27</i>
<i>Figura 2-3 – Media e ampiezza dei sotto-cicli che compongono la senoide pura. ..</i>	<i>28</i>
<i>Figura 2-4 - Media e frequenza dei sotto-cicli che compongono la senoide pura. ..</i>	<i>28</i>
<i>Figura 2-5 - Segnale in esame: fondamentale a 1 Hz, terza armonica e continua.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 2-6 - Media e ampiezza dei sotto-cicli che compongono fondamentale, terza armonica e componente continua.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 2-7 - Media e frequenza dei sotto-cicli che compongono fondamentale, terza armonica e componente continua.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 2-8 - Segnale in esame: fondamentale a 1 Hz e decima armonica.</i>	<i>31</i>
<i>Figura 2-9 - Media e ampiezza dei sotto-cicli che compongono fondamentale e decima armonica.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 2-10 - Media e frequenza dei sotto-cicli che compongono fondamentale e decima armonica.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 3-1 - Rete MT Cigrè.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 3-2 - Rete BT Cigrè in formulazione estesa e contratta.</i>	<i>37</i>
<i>Figura 3-3 – Andamento dei carichi di MT durante la giornata, in percentuale sul valore massimo.</i>	<i>41</i>
<i>Figura 3-4 - Andamento dei carichi e del fotovoltaico durante la giornata, in percentuale sul proprio picco massimo.</i>	<i>43</i>
<i>Figura 4-1 - Diagramma di carico giornaliero per la rete MT.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 4-2 - Tensioni massime e minime nella rete di MT.</i>	<i>46</i>
<i>Figura 4-3 - Andamento della riduzione delle perdite nella rete di MT con le batterie nel nodo 6.</i>	<i>50</i>
<i>Figura 4-4 - Andamento della riduzione delle perdite nella rete di MT con le batterie nel nodo 8.</i>	<i>51</i>
<i>Figura 4-5 - Andamento della riduzione delle perdite nella rete di MT con le batterie nel nodo 10.</i>	<i>52</i>
<i>Figura 4-6 - Differenza tra l'assenza di batterie e la loro applicazione nel nodo 8. ...</i>	<i>53</i>

<i>Figura 4-7 – Potenza applicata dall'inverter nel caso MT_8_N(1,5-12,5).</i>	54
<i>Figura 4-8 - Andamento dello SDC nel caso MT_8_N(1,5-12,5).</i>	55
<i>Figura 4-9 - Media e ampiezza dei sotto-cicli nel caso MT_8_N(1,5-12,5).</i>	57
<i>Figura 4-10 - Media e frequenza dei sotto-cicli nel caso MT_8_N(1,5-12,5).</i>	57
<i>Figura 4-11 - Potenza applicata dall'inverter nei casi MT_8_N(1-5), MT_8_N(1,5-5) e MT_8_N(2-5).</i>	60
<i>Figura 4-12 - Andamento dello SDC nei casi MT_8_N(1-5), MT_8_N(1,5-5) e MT_8_N(2-5).</i>	61
<i>Figura 4-13 - Media e ampiezza dei sotto-cicli nei casi MT_8_N(1-5), MT_8_N(1,5-5) e MT_8_N(2-5).</i>	62
<i>Figura 4-14 - Media e frequenza dei sotto-cicli nei casi MT_8_N(1-5), MT_8_N(1,5-5) e MT_8_N(2-5).</i>	62
<i>Figura 4-15 - Potenza applicata dall'inverter nei casi MT_8_N(1-12,5) e MT_8_N(1-15).</i>	64
<i>Figura 4-16 - Andamento dello SDC nei casi MT_8_N(1-12,5) e MT_8_N(1-15).</i>	64
<i>Figura 4-17 - Media e ampiezza dei sotto-cicli nei casi MT_8_N(1-12,5) e MT_8_N(1-15).</i>	65
<i>Figura 4-18 - Media e frequenza dei sotto-cicli nei casi MT_8_N(1-12,5) e MT_8_N(1-15).</i>	66
<i>Figura 4-19 - Potenza applicata dall'inverter nei casi MT_8_N(1-5) e MT_8_N(1-7,5).</i>	67
<i>Figura 4-20 - Andamento dello SDC nei casi MT_8_N(1-5) e MT_8_N(1-7,5).</i>	68
<i>Figura 4-21 - Media e ampiezza dei sotto-cicli del caso MT_8_N(1-7,5).</i>	69
<i>Figura 4-22 - Media e frequenza dei sotto-cicli nel caso MT_8_N(1-7,5).</i>	69
<i>Figura 4-23 - Tensioni massime e minime nella rete di BT senza fotovoltaico.</i>	72
<i>Figura 4-24 - Tensioni massime e minime nella rete di BT con profilo di generazione fotovoltaica distribuita.</i>	74
<i>Figura 4-25 - Tensioni massime e minime nella rete di BT con profilo di generazione fotovoltaica concentrato nel nodo 3.</i>	75
<i>Figura 4-26 - Tensione massima e minima nella rete di BT con profilo di generazione fotovoltaica concentrato nel nodo 11.</i>	77

<i>Figura 4-27 - Andamento della riduzione delle perdite nella rete di BT con le batterie nel nodo 4.</i>	<i>79</i>
<i>Figura 4-28 - Andamento della riduzione delle perdite nella rete di BT con le batterie nel nodo 6.</i>	<i>80</i>
<i>Figura 4-29 - Andamento della riduzione delle perdite nella rete di BT con le batterie nel nodo 8.</i>	<i>81</i>
<i>Figura 4-30 - Andamento della riduzione delle perdite nella rete di BT con le batterie nel nodo 10.</i>	<i>82</i>
<i>Figura 4-31 - Potenze applicate dall'inverter a confronto nei casi BT_6_N(0,05-0,5) e BT_6_N(0,75-0,5).</i>	<i>84</i>
<i>Figura 4-32 - Andamento dello SDC nel caso BT_6_N(0,75-0,5).</i>	<i>84</i>
<i>Figura 4-33 - Medie e ampiezze dei sotto-cicli nel caso BT_6_N(0,75-0,5).</i>	<i>85</i>
<i>Figura 4-34 - Medie e frequenze dei sotto-cicli nel caso BT_6_N(0,75-0,5).</i>	<i>86</i>
<i>Figura 4-35 - Potenze applicate dall'inverter nei casi BT_6_N(0,075-0,1) e BT_6_N(0,075-0,2).</i>	<i>88</i>
<i>Figura 4-36 - Andamento dello SDC nei casi BT_6_N(0,075-0,1) e BT_6_N(0,075-0,2).</i>	<i>88</i>
<i>Figura 4-37 - Media e ampiezza dei sotto-cicli nel caso BT_6_N(0,075-0,2).</i>	<i>89</i>
<i>Figura 4-38 - Media e frequenza dei sotto-cicli nel caso BT_6_N(0,075-0,2).</i>	<i>90</i>
<i>Figura 4-39 - Andamento della riduzione delle perdite nella rete BT, in presenza di fotovoltaico distribuito, con le batterie nei vari nodi.</i>	<i>91</i>
<i>Figura 4-40 - Potenza applicata dall'inverter nel caso BT_10_D(0,075-0,5).</i>	<i>93</i>
<i>Figura 4-41 - Andamento dello SDC nel caso BT_10_D(0,075-0,5).</i>	<i>93</i>
<i>Figura 4-42 - Media e ampiezza dei sotto-cicli nel caso BT_10_D(0,075-0,5).</i>	<i>94</i>
<i>Figura 4-43 - Media e frequenza dei sotto-cicli nel caso BT_10_D(0,075-0,5).</i>	<i>95</i>
<i>Figura 4-44 - Differenza nei prelievi tra il caso base e il caso BT_10_D(0,075-0,5). ..</i>	<i>96</i>
<i>Figura 4-45 - Tensione nel nodo 11 senza fotovoltaico, con fotovoltaico e con le batterie del caso BT_6_D(0,075-0,05).</i>	<i>97</i>
<i>Figura 4-46 - VAN per l'investimento nel caso BT_10_D(0,075-0,5).</i>	<i>100</i>
<i>Figura 4-47 - Potenza applicata dall'inverter nel caso BT_2_3(0,05-0,1).</i>	<i>102</i>
<i>Figura 4-48 - Andamento dello SDC nel caso BT_2_3(0,05-0,1).</i>	<i>103</i>
<i>Figura 4-49 - Media e ampiezza dei sotto-cicli nel caso BT_2_3(0,05-0,1).</i>	<i>103</i>

Figura 4-50 - Media e frequenza dei sotto-cicli nel caso BT_2_3(0,05-0,1). 104

Figura 4-51 - Differenza nei prelievi tra il caso base e il caso BT_2_3(0,05-0,1). 105

Figura 4-52 - Tensione nel nodo 3 senza fotovoltaico, con fotovoltaico e con le batterie del caso BT_2_3(0,05-0,01). 105

Figura 4-53 - VAN per l'investimento nel caso BT_2_3(0,05-0,1). 107

Figura 4-54 - Potenza applicata dall'inverter nel caso BT_10_11(0,135-0,68). 108

Figura 4-55 - Andamento dello SDC nel caso BT_10_11(0,135-0,68). 109

Figura 4-56 - Media e ampiezza dei sotto-cicli nel caso BT_10_11(0,135-0,68). 110

Figura 4-57 - Media e frequenza dei sotto-cicli nel caso BT_10_11(0,135-0,68). 111

*Figura 4-58 - Differenza nei prelievi tra il caso base e il caso BT_10_11(0,135-0,68).
..... 112*

Figura 4-59 - Tensione nel nodo 11 senza fotovoltaico, con fotovoltaico e con le batterie del caso BT_10_11(0,135-0,68). 112

Figura 4-60 - VAN per l'investimento nel caso BT_10_11(0,135-0,68). 114

Sommario

Nel presente lavoro si è valutata l'applicazione di accumuli concentrati nelle reti di media e bassa tensione, al fine di ridurre le perdite.

Le simulazioni hanno evidenziato come, per la minimizzazione delle perdite, i componenti devono essere dimensionati in energia.

Si è anche osservato come, spontaneamente, la riduzione delle perdite porti anche alla regolazione della tensione, nel qual caso la potenza dei componenti assume una certa importanza. Infine, va evidenziata la convenienza economica dei componenti sopracitati se in presenza di fonti rinnovabili, distribuite o no.

Parole chiave: batterie, ottimizzazione, perdite, generazione rinnovabile.

Abstract

In the present work the application of concentrated accumulation in low and mid voltage grids, for losses reduction has been evaluated.

Simulations have highlighted how, for the losses minimization purpose, components should be sized looking at energy.

It has been also observed how, spontaneously, the losses reduction task leads to the voltage regulation, but in this case the power of the storage devices become predominant.

Finally the economic flexibility of the usage of energy storage devices for the above-mentioned tasks has been analyzed with and without renewable energy sources.

Key words: energy storage, optimization, losses, renewable generation.

Scopo, riferimenti e stato dell'arte

1.1 - Scopo del lavoro

In un contesto elettrico in cui il prezzo dell'energia cresce e le fonti rinnovabili aumentano il loro peso sulla generazione totale, appare sempre più necessario lo studio di componenti che migliorino la fornitura della potenza ai carichi, gestendo nel migliore dei modi la qualità della tensione e cercando di minimizzare le perdite, aumentando il rendimento energetico complessivo del sistema.

E' proprio su quest'ultimo punto che s'incentra il presente lavoro di tesi: l'utilizzo delle batterie come strumento per la diminuzione delle perdite.

Il carico variabile durante l'arco della giornata e il sempre più frequente caso di immissione di energia da parte di privati in rete suggeriscono l'impiego di mezzi di accumulo, in modo da ridurre il picco di carico e migliorare la distribuzione dell'energia.

Esistono differenti sistemi di accumulo passivo, come condensatori o induttori, ma nel presente lavoro sono state prese in considerazione solo batterie, interfacciate opportunamente alla rete con convertitori statici (inverter) che ne gestiscano la capacità comandandole in potenza.

Al momento si pensa ad accumulo di tipo concentrato, ma non è escluso che in futuro si possa arrivare a una gestione intelligente di accumuli distribuiti forniti dall'utente, come automobili elettriche.

Il lavoro si icentra su due punti:

- Ricerca della politica ottima di gestione dell'accumulo

- Valutazione tecnico-economica delle varie tecnologie adatte allo scopo

E' certamente indispensabile, infatti, conoscere le varie possibilità offerte dal mercato in questo momento, per valutare l'eventuale fattibilità di un progetto.

1.2 - Considerazioni sui cicli di carica e scarica di una batteria

Ad oggi, purtroppo, non è ben chiaro il legame tra la vita attesa di una batteria e il ciclo di lavoro al quale essa è sottoposta.

Rimane certamente indubbio che caricare e scaricare lentamente e a fondo una batteria una volta al giorno è ben diverso dal richiedere la sua intera capacità in tempi brevi, magari ricominciando a caricare poco dopo.

Un esempio di fenomeno che riguarda cicli di carica e scarica particolari è l'effetto memoria.

Resta comunque il fatto che la relazione tra cicli e vita non è ben definita.

Nel lavoro che si va qui a presentare non si è però voluto fare a meno di considerare tale aspetto. Per ogni caso presentato verrà, infatti, analizzato l'andamento dello stato di carica (in seguito SDC) con un particolare algoritmo, detto "algoritmo di rainflow", il cui funzionamento è molto semplice e sarà illustrato nel capitolo 2, paragrafo 3.

I risultati di questo algoritmo, come detto prima, non permettono di trarre considerazioni profonde sulla vita attesa delle batterie che andranno a sopportare tale tipo di stress, l'analisi è volta solamente a portare alla luce il tipo di stress che le batterie dovranno affrontare nel caso in cui verranno utilizzate nella modalità descritte nel presente lavoro.

Pertanto, per quanto riguarda la vita attesa delle batterie, si fornirà un dato dedotto da esperienza e da altre relazioni tecniche consultate, senza far riferimento a cicli di lavoro.

1.3 - Accumulatori al piombo-acido

Le batterie al piombo-acido sono certamente le più note. Dato che sono in produzione da molto tempo, si è arrivati ad un certo livello di conoscenza del loro comportamento e delle loro prestazioni. Si può trovare molto materiale bibliografico a loro riguardo.

Il loro funzionamento è influenzato da parecchi fattori, come la temperatura di esercizio, i cicli di carica e di scarica, il carico istantaneo e medio, eccetera.

Hanno il grosso svantaggio di non offrire la possibilità di una misura precisa dello SDC. Tecnicamente si potrebbero individuare diversi fattori correlati con esso, ma nessuno offre certezza di misura:

- Densità dell'elettrolita: essa può fornire informazioni sullo SDC, ma non è costante nel tempo, varia con la temperatura, non è costante nella cella, tendendo ad aumentare sul fondo col tempo, ed infine non è direttamente correlata con lo SDC, quindi anche una misura precisa della densità darebbe un certo errore su di esso.
- Resistenza interna: oltre a non essere costante nel tempo, essa non è univocamente legata allo SDC, quindi non è da sola sufficiente per la sua determinazione.
- Conducibilità dell'elettrolita: ha le stesse problematiche della densità, poiché dipende da essa.
- Tensione a vuoto: è influenzata dalla concentrazione dell'elettrolita, e non si può utilizzare nel caso di batterie in uso. E' adatta come procedura per la misura dello SDC di quelle batterie tenute in magazzino in attesa della vendita, data la facilità dell'operazione di misura.
- Misura della tensione sotto carico: operazione valida solamente se sono noti il ciclo di scarica e la temperatura.
- Integrazione della corrente: nota la condizione di carica completa della batteria, si può tenere traccia del suo contenuto energetico misurando la corrente in ingresso e uscita. L'errore sulla sua misura, inevitabile, conduce alla fine anche a un errore sullo SDC, quindi periodicamente bisogna eseguire una carica completa degli accumulatori, per azzerare tale errore.

Questa tipologia di batterie presenta una densità teorica di energia di 167 Wh/kg, arrivando però in pratica a un valore di appena 22-25 Wh/kg, secondo le recenti realizzazioni.

Lo SDC minimo, oltre il quale non conviene andare per non richiedere una procedura di carica particolare è del 20%.

Con gli attuali procedimenti, si stima un costo di 130 €/kWh, con dei costi annuali di manutenzione di 0,82 €/(kWh anno) [1].

Infine, la vita utile stimata di queste batterie è di cinque anni circa.

Per tutte le informazioni relative agli accumulatori al piombo, esclusi i costi, si è fatto riferimento a [2].

1.4 - Accumulatori a circolazione di elettrolita

Le batterie redox a circolazione di elettrolita sono state proposte al centro ricerche NASA negli anni '70 e in seguito hanno visto cambiare la coppia di metalli reagenti negli anni '80, passando da ferro-cromo ai sali di vanadio.

Dato che per le due soluzioni elettrolitiche è utilizzato lo stesso metallo, l'eventuale diffusione attraverso la membrana di una delle due non compromette la vita della batteria e le sue prestazioni.

La batteria prevede due soluzioni di sali di vanadio collocate in due recipienti distinti, dai quali viene pompato in cella il liquido per la reazione elettrochimica.

Ci sono diversi vantaggi:

- Vita teorica illimitata: se gli elettrodi sono inerti, la batteria non è teoricamente destinata a usura, a differenza dei metalli delle altre tipologie.
- Energia e potenza disaccoppiate: la potenza erogata dipende dall'area attiva delle celle e dalla densità di corrente. L'energia dipende dal volume di liquido nei serbatoi.
- Facile controllo dello SDC: basta misurare la tensione a vuoto per conoscere correttamente lo SDC.
- Raffreddamento forzato non necessario: se si progetta bene la circolazione dell'elettrolita fuori dalle celle, sarà esso stesso a raffreddare la batteria, senza bisogno di ulteriori impianti.
- Facile ricambio delle soluzioni: basta infatti svuotare i serbatoi, ed inserirne di nuove.

Per contro, vi sono anche alcuni svantaggi:

- Servono delle pompe, quindi energia per il funzionamento della batteria.
- La circolazione in parallelo su celle in serie provoca autoscarica, arrivando a perdere il 3% in energia per grosse taglie.
- Ci sono parti meccaniche in movimento, che creano problemi di affidabilità.
- I sali di vanadio sono poco solubili (inferiori a 4M), pertanto la densità di energia massima teorica è bassa.

Questa tipologia di batterie presenta una densità teorica di energia di 65 Wh/kg, inferiore al piombo-acido, arrivando a valori pratici ancora inferiori di 25 Wh/kg. Si ritiene che in futuro si possa arrivare a toccare i 40 – 50 Wh/kg.

Queste batterie possono essere scaricate completamente senza dare problemi in ricarica.

Si stimano dei costi di produzione di 4400 €/kWh e dei costi annuali di manutenzione di 3,3 €/(kWh anno). Tali costi però potrebbero essere sensibilmente ridotti, anche a 1500 €/kWh, se ci fossero grandi richieste di mercato, tali da giustificare una produzione in impianti specializzati e di grandi dimensioni [1].

Infine, la vita utile stimata è molto alta. Con la dovuta manutenzione ed i giusti accorgimenti si pensa si possa arrivare a quindici, vent'anni, e oltre.

Per le informazioni sulle batterie a circolazione d'elettrolita, esclusi i costi, si è fatto riferimento a [3].

1.5 - Accumulatori ZEBRA

Queste batterie, brevettate nel 1975 con l'acronimo ZEBRA che sta ad indicare un progetto di ricerca per batterie senza emissioni (zero emission battery research activity), discendono dalla batteria sodio – zolfo, da cui prendono molte caratteristiche.

Presentano la coppia elettrolitica sodio – cloruro di nichel, e fanno parte della famiglia “ad alta temperatura”, siccome durante il funzionamento essa è di circa 300°C.

A differenza delle normali batterie, gli elettrodi sono allo stato fuso durante il normale funzionamento, tenuti separati da uno strato ceramico che permette il passaggio ionico e funge da elettrolita. Per questo sono necessarie elevate temperature.

Ci sono molti vantaggi:

- Non è richiesto raffreddamento di alcun tipo.
- Elevata densità d'energia.
- Non vengono prodotti gas all'interno, quindi non c'è rischio di scoppio e non serve ventilare il locale.
- Rendimento amperometrico quasi unitario, data l'assenza di reazioni parassite.
- E' facile stimare lo SDC.
- Rendimento energetico molto alto, tra 0,8 e 0,9.

Per contro, sono presenti anche degli svantaggi:

- Dovendo rimanere calda, a riposo viene prelevata energia dalla rete.
- Il nichel richiesto la fa costare più delle batterie a sodio–zolfo da cui discende.

A causa del prelievo di energia per il riscaldamento, la batteria non riesce a resistere troppo tempo senza essere collegata alla rete in condizioni di stand-by.

La densità teorica di energia si aggira attorno ai 790 Wh/kg, e per ora si è arrivati ad un valore pratico di 90 – 100 Wh/kg, molto più alto degli accumulatori piombo–acido.

Lo SDC minimo è del 20%. Inoltre, le procedure di carica e scarica sono influenzate dalla temperatura delle celle.

Attualmente si stimano costi per queste batterie di 400 – 500 €/kWh, con costi di manutenzione di 3,3 €/(kWh anno).

La vita utile di queste batterie è di circa cinque anni.

Per questa tipologia di accumulatori, costi inclusi, ci si è riferiti a [1].

Capitolo 2 - Metodologia di risoluzione

2.1 - La programmazione dinamica

Per ricercare la politica ottima di gestione degli accumulatori si è deciso di utilizzare la programmazione dinamica.

Essa si basa sulla possibilità di risolvere un problema percorrendo a ritroso la linea temporale, partendo dall'istante finale. In questo modo si possono gestire variabili casuali e scelte da effettuare (la nostra gestione dell'accumulo) sotto determinati vincoli.

Nonostante si possano risolvere anche problemi a tempo continuo (si veda l'eq.ne di Hamilton – Jacobi – Bellman), la programmazione dinamica si occupa principalmente di problemi in cui si procede per passi, cioè a tempo discreto.

Per illustrare l'algoritmo di programmazione dinamica bisogna innanzitutto definire quello che viene in gergo chiamato "problema fondamentale".

Si prenda un sistema dinamico a tempo discreto che presenti una funzione di costo additiva nel tempo. Il problema è matematicamente formulabile in tale modo:

$$x_{k+1} = f_k(x_k; u_k; w_k)$$

dove x_k rappresenta lo stato all'istante k , u_k è il valore assunto dalla variabile di controllo all'istante k , ed infine w_k è il valore dell'eventuale parametro stocastico assunto sempre all'istante k .

La suddetta funzione di costo additiva prende invece la forma di:

$$g_N(x_N) + \sum_{k=0}^{N-1} g_k(x_k; u_k; w_k)$$

dove $g_N(x_N)$ esprime un eventuale costo dovuto alla transizione finale.

Per quanto riguarda il problema in esame, gli stati x_k sono la rappresentazione dei vari SDC della batteria di accumulatori.

Le variabili u_k rappresentano tutte le eventuali scelte da compiere. In questo caso dunque esse rappresentano la gestione dell'accumulo, cioè la potenza erogata dalle batterie in ogni istante temporale.

Nel problema che si sta considerando in questa sede inoltre, non sono presenti parametri stocastici, quindi si trascureranno tutti i possibili w_k . Nella pratica si potrebbero intendere tali parametri come disturbi o più semplicemente come valori di generazione distribuita non programmabile (eolico, fotovoltaico, ...).

Nel problema che si sta qui esaminando, la generazione distribuita è considerata costante e nota, pertanto essa avrà gli stessi effetti di un carico, ma con potenza di segno negativo.

Date le opportune definizioni è possibile illustrare l'algoritmo di programmazione dinamica. Esso si basa sul principio di ottimalità:

sia

$$\pi^* = \{\mu_0^*, \mu_1^*, \dots, \mu_{N-1}^*\}$$

una legge di controllo ottima per il problema fondamentale, dove le varie μ_j corrispondono alle scelte prese all'istante j , ovvero il valore di tutti i parametri di controllo del sistema impostati al tempo j , e si supponga che usando tale legge possa apparire, con probabilità positiva, uno stato x_i . Si consideri ora il sotto-problema in cui ci si trova allo stato x_i al tempo i , e si voglia minimizzare il costo fino al tempo N . Allora la legge di controllo troncata

$$\pi^* = \{\mu_i^*, \mu_{i+1}^*, \dots, \mu_{N-1}^*\}$$

è ottima per questo.

Una analogia logica del suddetto principio è la seguente: si supponga di dover compiere un viaggio da Milano a Roma, volendo percorrere la più breve strada possibile che passi però da Firenze. Se si volesse ora cercare la più breve strada possibile da Firenze a Roma, non

bisognerebbe cercare un percorso differente, ma si userebbe la parte che da Firenze va a Roma del precedente percorso.

Questa è l'idea che si trova alla base della programmazione dinamica: la funzione di costo ottima, cioè la politica di gestione ottima dell'accumulo, può essere costruita passo dopo passo partendo dal fondo.

In pratica, si costruisce la funzione ottima per un sotto-problema contenente solo gli stati finali, e poi, di volta in volta, si aggiunge uno stato temporale, arrivando così all'inizio, comprendendo tutti gli istanti temporali e ottenendo così la legge di controllo cercata.

Per ulteriori informazioni sulla programmazione dinamica, si faccia riferimento a [4].

2.2 - Software e funzionamento dei programmi

Per la risoluzione del problema è stato impiegato il noto software MatLab con l'ausilio del pacchetto applicativo MatPower, strumento ideato appositamente per scopi elettrici.

Di fatto MatPower permette a MatLab di eseguire differenti tipi di calcolo di load flow, quali OPF, DC load flow, e tanti altri, provvedendo anche a differenti metodi di risoluzione, ad esempio Gauss-Seidel, Newton-Raphson e altri metodi approssimati.

Per la formalizzazione del problema è stata creata una matrice 96×100 (almeno, inizialmente si è usato una 96×100 , poi si è aumentato il numero di stati, arrivando talvolta ad una 96×300 , dove era richiesta maggior precisione) dove ogni "cella" rappresenta un diverso stato di carica ad un diverso istante temporale.

Un primo programma esegue i calcoli di load flow per ogni transizione da uno stato i -esimo, al tempo t , ad uno stato j -esimo, al tempo $t+1$. Il valore delle perdite totali della giornata è memorizzato come costo in ogni singola "cella".

Il programma agisce sotto la presenza di due vincoli: uno sulla potenza massima impiegata dalle batterie e uno sulla tensione in tutti i nodi.

Per la potenza, si misura la variazione dello SDC passando da uno stato i -esimo a uno stato j -esimo, e si verifica che tale potenza sia inferiore alla soglia imposta per la simulazione. Data la natura di questo vincolo, la verifica è fatta senza che il programma svolga i calcoli di load flow.

Per la tensione, invece, i calcoli devono necessariamente essere svolti. Tutti i valori di tensione devono, alla fine del calcolo, risultare all'interno del range stabilito (10% in più o in meno del valore nominale). Se uno dei due vincoli risultasse violato, verrebbe memorizzato un costo infinito per la transizione in esame.

Un secondo programma calcola il "percorso ottimo" dato uno stato di partenza al tempo 1 di una giornata. Il programma calcola le perdite che si hanno nella transizione da uno stato al precedente

e le memorizza in quest'ultimo. Le perdite rappresentano il valore della funzione di costo. Ad ogni passaggio successivo, il programma somma le perdite già calcolate a quelle ottenute dalla nuova transizione e compie una minimizzazione su tale somma. In questo modo, andando a ritroso fino all'istante 1 della giornata, si ha il percorso ottimo contenente lo stato di partenza specificato. Energeticamente parlando, è importante che lo stato iniziale di una giornata sia raggiungibile da quello finale della giornata precedente, in modo da poter ripetere ancora il percorso, come una centrale idroelettrica a regolazione giornaliera.

Per come agisce il programma, è possibile ricavare il percorso ottimo da uno stato di partenza ad uno stato di arrivo qualunque, in modo da poter eventualmente cambiare il valore dello SDC finale delle batterie qualora ve ne fosse la necessità. Rimane comunque il fatto che c'è in genere un unico stato che minimizza le perdite.

2.3 - L'algoritmo di rainflow

Come già anticipato nel capitolo 1, paragrafo 2, sarà impiegato un particolare algoritmo, chiamato "algoritmo di rainflow", per studiare l'andamento dello SDC durante la giornata. L'algoritmo è stato concepito inizialmente per lo studio dei cicli equivalenti di carico per materiali meccanici, in cui la sollecitazione applicata non fosse immediatamente scomponibile in cicli di carico più semplici. Tramite una sovrapposizione degli effetti dati da tutti i singoli cicli elementari, si può quindi risalire al danno provocato all'elemento dalla sollecitazione complessiva, e ad un'eventuale valutazione della vita del componente, tramite l'impiego di particolari curve [5.]

Ora, come già affermato nel capitolo 1, paragrafo 2, non sono ben chiari, ancora, i legami tra i diversi cicli di carica e scarica di una batteria e l'usura che ne deriva, pertanto i dati che si ricaveranno dallo studio tramite algoritmo di rainflow serviranno solo a mostrare a quale tipo di sollecitazioni si andrà incontro nel caso in cui si utilizzassero le batterie come ipotizzato nelle simulazioni che seguiranno.

L'algoritmo agisce sostanzialmente in due parti: la prima è una preparazione per la seconda, che è l'algoritmo di rainflow vero e proprio.

Come prima cosa il programma calcola tutti i massimi e minimi locali del segnale in ingresso, costruendo, di fatto, una linea spezzata che possiede gli stessi massimi e minimi locali. Un esempio del processo appena illustrato è in figura 2-1.

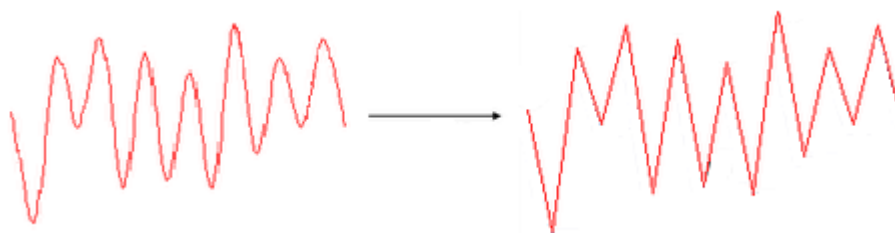


Figura 2-1 - Passaggio da segnale originale a spezzata.

Per informazioni più dettagliate in merito a questa parte di algoritmo, si faccia riferimento a [6].

Dopo questa prima trasformazione, il segnale viene “ruotato” di 90°, e s’immagina che ogni punto diventi una sorgente d’acqua che, a quel punto, comincia a scivolare lungo il profilo in esame verso terra. Ogni volta che un rivolo d’acqua ne incrocia un altro, oppure, semplicemente, finisce a terra (cioè raggiunge la fine dell’asse dei tempi) o, ancora una volta, scorre in verso opposto ad un massimo/minimo locale di valore maggiore, il programma registra un mezzo ciclo. Alla fine delle operazioni, tutti i mezzi cicli di uguale ampiezza ma di verso opposto sono accoppiati per formare dei cicli completi.

Da un punto di vista differente, si potrebbe pensare che quest’algoritmo sia una specie di trasformata di Fourier, che restituisce, partendo da un segnale in ingresso, lo spettro di sotto-cicli che lo costituiscono.

Al fine di migliorare la comprensione, si riporteranno qui di seguito alcuni segnali piuttosto semplici e i relativi risultati dell’analisi tramite algoritmo di rainflow.

Come primo esempio, si riporta una semplice senoide a frequenza 1 Hz, visualizzata in figura 2-2.

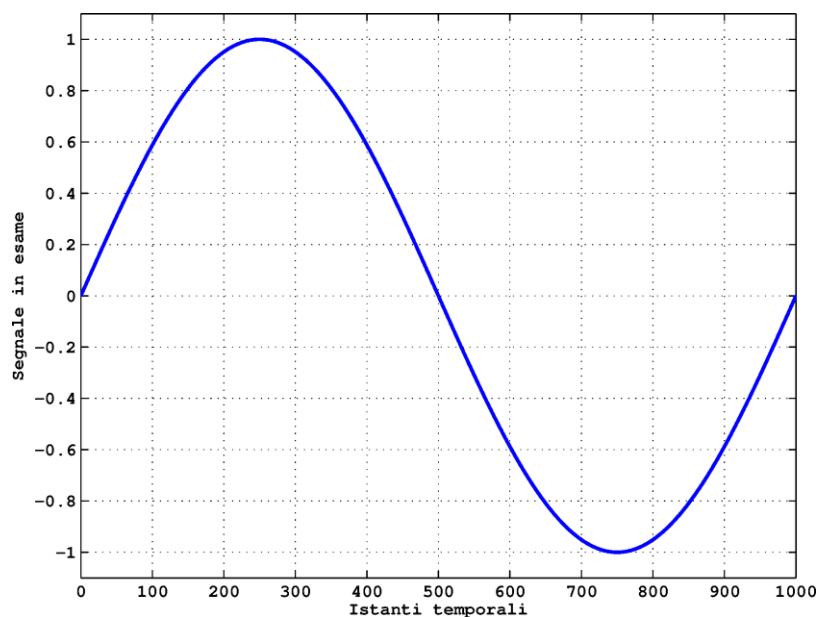


Figura 2-2 – Segnale in esame: senoide pura a 1 Hz.

I risultati sono nelle figure 2-3 e 2-4.

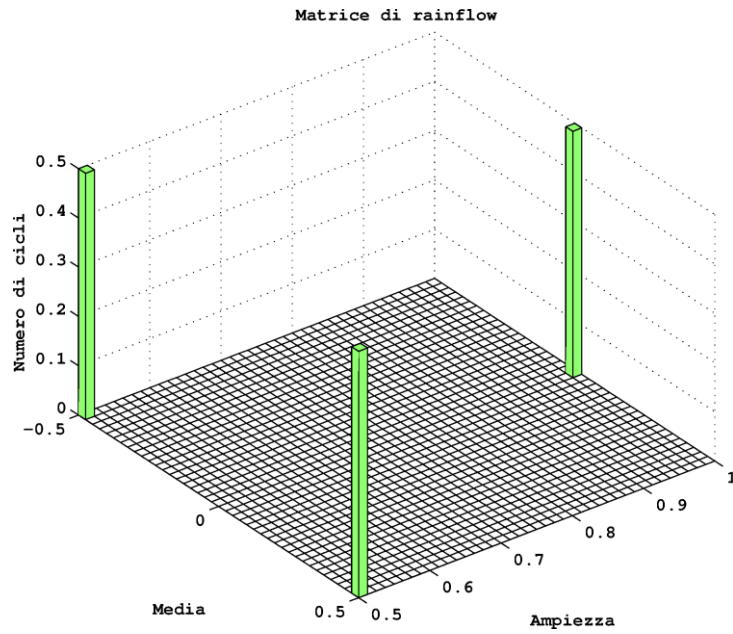


Figura 2-3 – Media e ampiezza dei sotto-cicli che compongono la sinusoide pura.

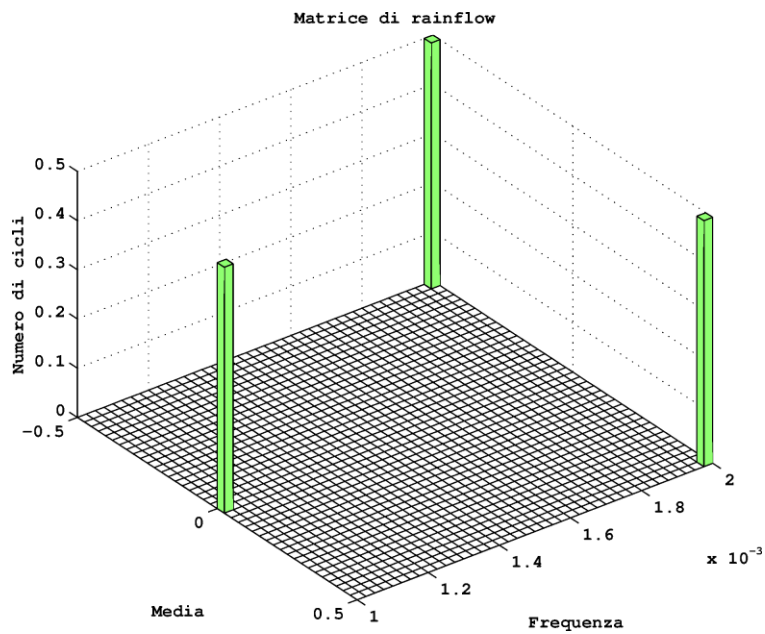


Figura 2-4 - Media e frequenza dei sotto-cicli che compongono la sinusoide pura.

L'interpretazione di tali risultati è semplice: l'algoritmo riconosce nella sinusoide pura tre sotto-cicli distinti, tutti percorsi per metà (si veda l'asse z in proposito). Il ciclo di ampiezza maggiore ha valore medio nullo, quindi è la parte che rappresenta la discesa dal picco, al tempo $t=250$, fino al minimo assoluto, al tempo $t=750$.

Gli altri due cicli, uguali ed opposti, sono la parte prima del massimo e dopo il minimo assoluti. Hanno, infatti, media e ampiezza entrambe pari a 0,5, ed iniziano, rispettivamente, a $t=0$ e $t=750$. L'algoritmo, in pratica, riconosce il primo e l'ultimo quarto di periodo della sinusoide come cicli a sé stanti, mentre la parte principale è quella che, dal massimo, porta al minimo dell'onda.

Come secondo esempio si è scelto un segnale che è somma di una componente continua di valore 0,5, una sinusoide a 1 Hz di ampiezza unitaria, ed una componente di terza armonica con ampiezza pari ad $1/3$.

Il segnale così composto è riportato in figura 2-5.

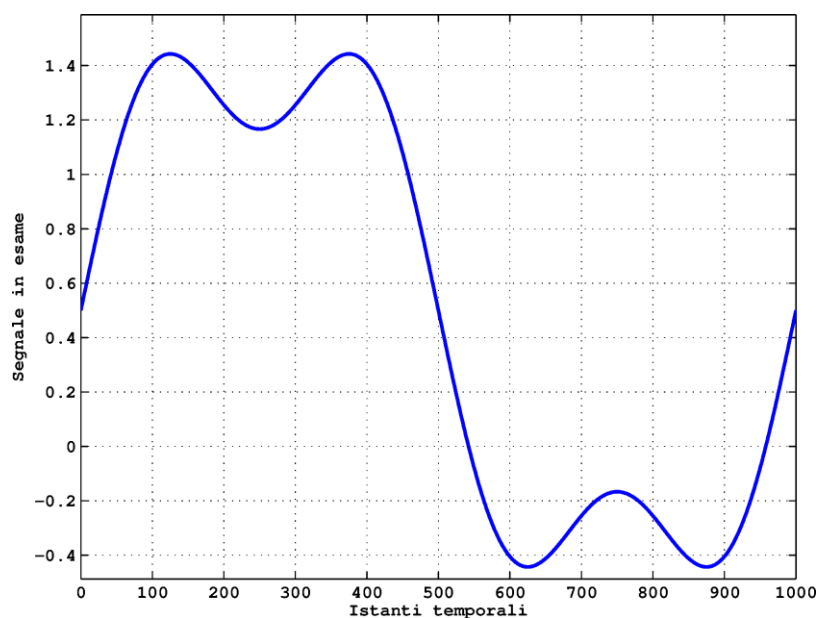


Figura 2-5 - Segnale in esame: fondamentale a 1 Hz, terza armonica e continua.

L'analisi di rainflow restituisce ben cinque parti, di cui tre sono quelle della fondamentale, trovate anche prima. Nelle figure 2-6 e 2-7 si possono vedere i sotto-cicli.

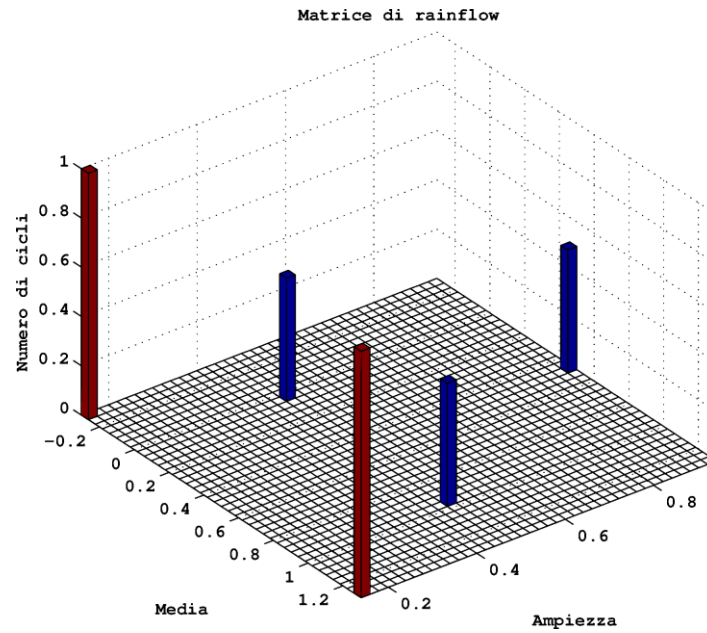


Figura 2-6 - Media e ampiezza dei sotto-cicli che compongono fondamentale, terza armonica e componente continua.

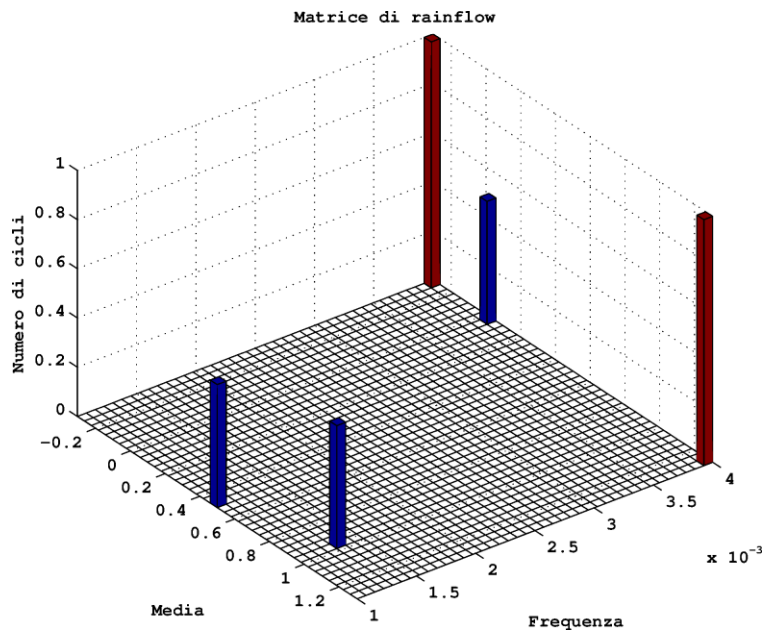


Figura 2-7 - Media e frequenza dei sotto-cicli che compongono fondamentale, terza armonica e componente continua

Le differenze, in termini di componenti, rispetto al caso precedente, sono i due cicli percorsi completamente che rappresentano le due rientranze che si trovano al posto dei consueti picchi

della sinusoide pura. Il ciclo con media 1,3 ha appunto ampiezza inferiore a 0,2 e frequenza piuttosto alta rispetto alle altre parti. E', infatti, la componente responsabile del primo abbassamento.

Infine, si osservi l'effetto della componente continua: essa ha aumentato tutti i valori delle medie dei cicli di 0,5. Il suo valore, appunto. Pertanto, l'analisi di rainflow non evidenzia esplicitamente la presenza di una componente continua, ma si limita a riportare le medie dei cicli che identifica.

L'ultimo esempio vuole mostrare una proprietà particolarmente importante dell'algorithm. Il segnale in esame, questa volta, è una sinusoide pura con una componente di decima armonica, con ampiezza pari a 1/10.

Si può vedere il segnale in figura 2-8.

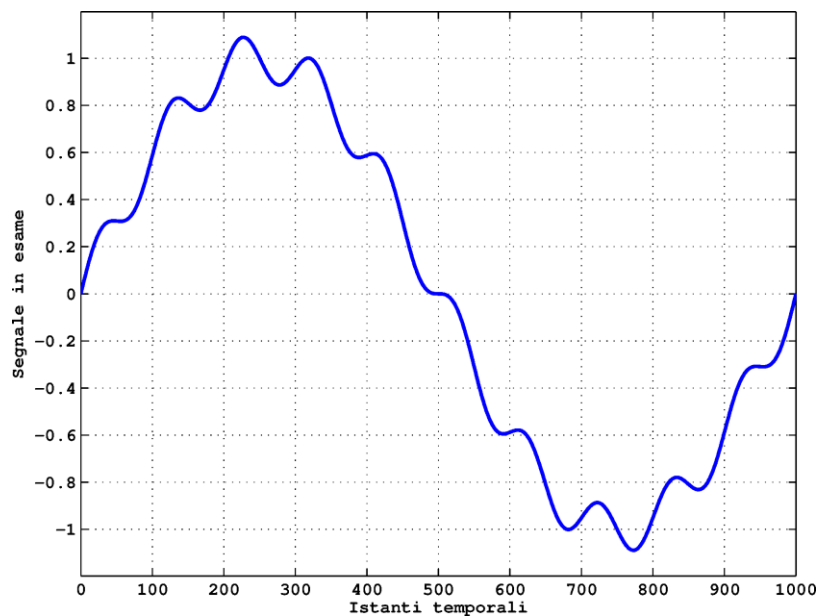


Figura 2-8 - Segnale in esame: fondamentale a 1 Hz e decima armonica.

L'analisi di rainflow restituisce in totale undici sotto-cicli, di cui tre sono ancora quelli dovuti alla presenza della fondamentale a 1 Hz. Si possono vedere le scomposizioni nelle figure 2-9 e 2-10.

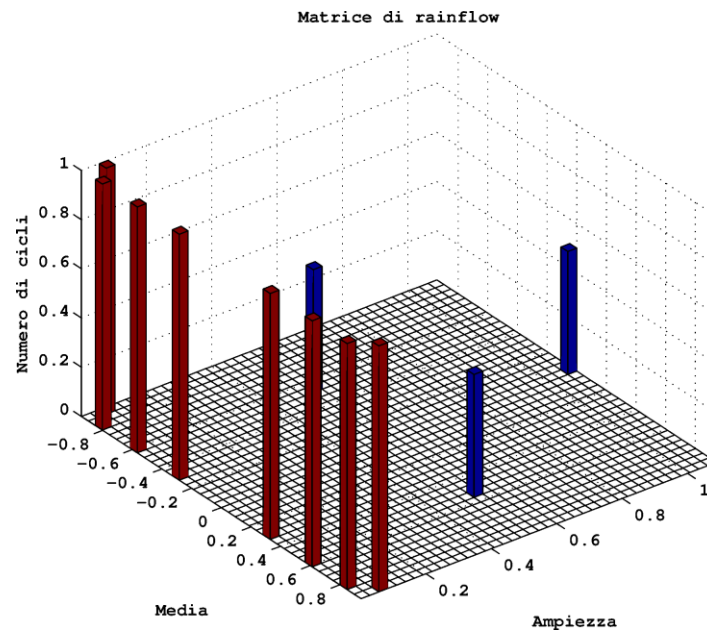


Figura 2-9 - Media e ampiezza dei sotto-cicli che compongono fondamentale e decima armonica.

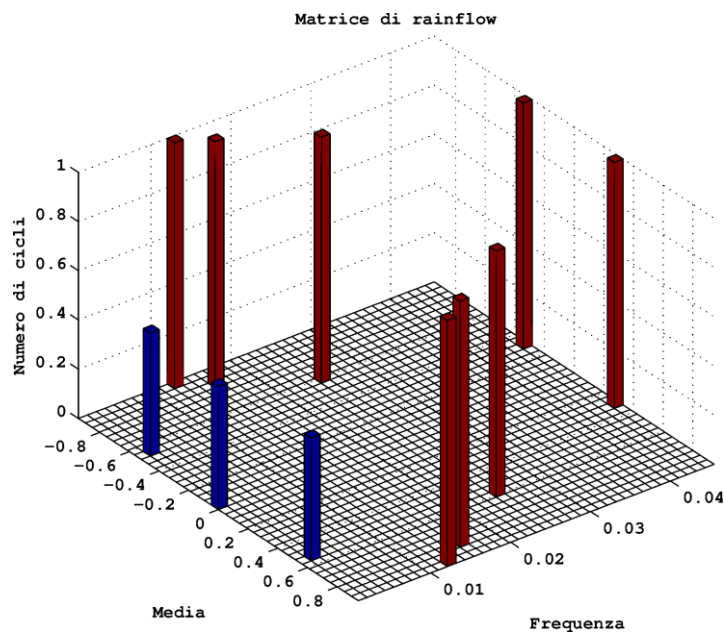


Figura 2-10 - Media e frequenza dei sotto-cicli che compongono fondamentale e decima armonica.

Tutte le otto componenti percorse per intero rappresentano le oscillazioni introdotte dalla decima armonica. Tutte meno una. Questa è la particolarità dell'algoritmo di rainflow. I massimi e minimi sono individuati tramite uno studio della derivata prima. Dato che, nel passaggio per lo zero a

$t=500$, la derivata non cambia segno (e infatti, se si osserva bene, si nota la funzione decrescere), pertanto la prima parte dell'algoritmo non evidenzia nessun punto particolare.

Per quanto riguarda l'algoritmo in esame, quella parte non costituisce un nuovo ciclo, siccome il trend rimane al ribasso, senza interruzioni degne di nota. Anche la frequenza, a differenza di quanto avrebbe fatto la trasformata di Fourier, cambia, nonostante tutte le sotto-parti siano originate dalla stessa sinusoide. Quello che conta è l'effettiva lunghezza del ciclo, non come esso sia stato creato.

Per una descrizione più approfondita dell'algoritmo di rainflow, si faccia riferimento a [7].

Capitolo 3 - Dati, profili e casi di studio

3.1 - Reti in esame

Sono state prese in esame le reti sperimentali in MT e BT della Cigrè realizzate in Europa [8].

La rappresentazione della rete di MT è la seguente (figura 3-1):

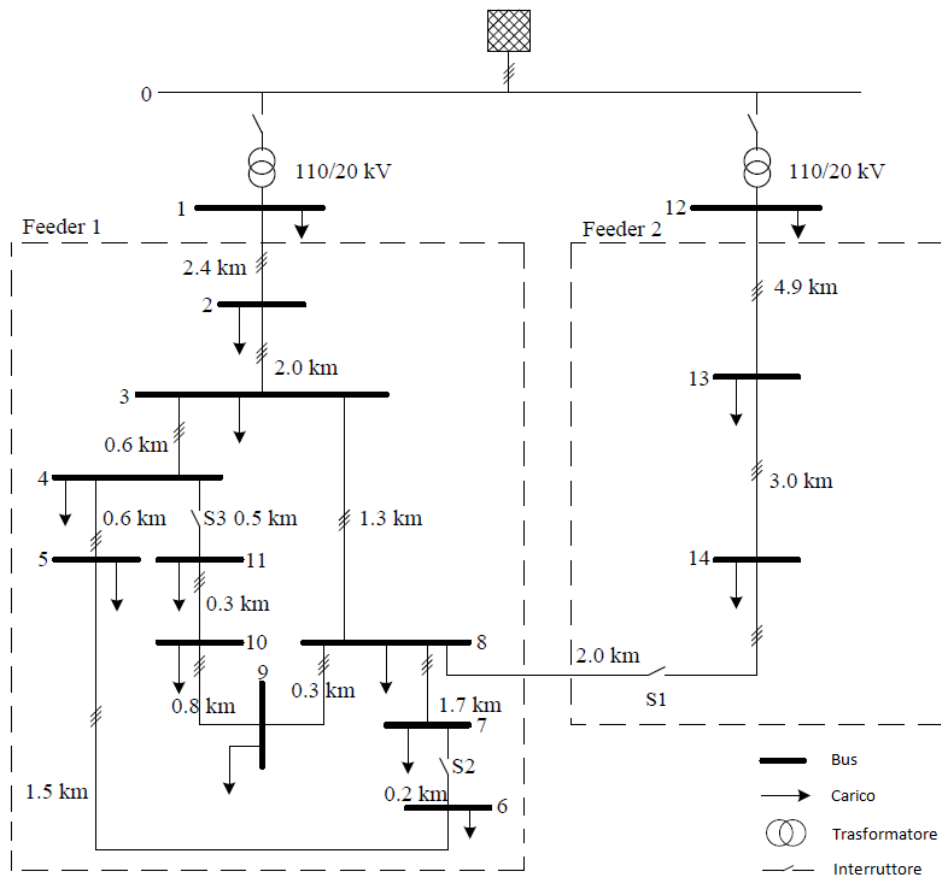


Figura 3-1 - Rete MT Cigrè.

E i suoi dati sono riportati in tabella:

Numero conduttore	Dal nodo	Al nodo	R [Ω /km]	X [Ω /km]	B [μ S/km]	L [km]
1	1	2	0,510	0,366	3,17	2,82
2	2	3	0,343	0,274	47,5	4,42
3	3	4	0,343	0,274	47,5	0,31
4	4	5	0,343	0,274	47,5	0,56
5	5	6	0,343	0,274	47,5	1,54
6	6	7	0,343	0,274	47,5	0,24
7	7	8	0,343	0,274	47,5	1,67
8	8	9	0,343	0,274	47,5	0,32
9	9	10	0,343	0,274	47,5	0,77
10	10	11	0,343	0,274	47,5	0,33
11	11	4	0,343	0,274	47,5	0,49
12	3	8	0,343	0,274	47,5	1,30
13	12	13	0,510	0,366	3,17	4,89
14	13	14	0,510	0,366	3,17	2,99
15	14	8	0,510	0,366	3,17	2,00

Mentre la rete in BT ha il seguente aspetto (figura 3-2, a sinistra la formulazione estesa, a destra quella contratta):

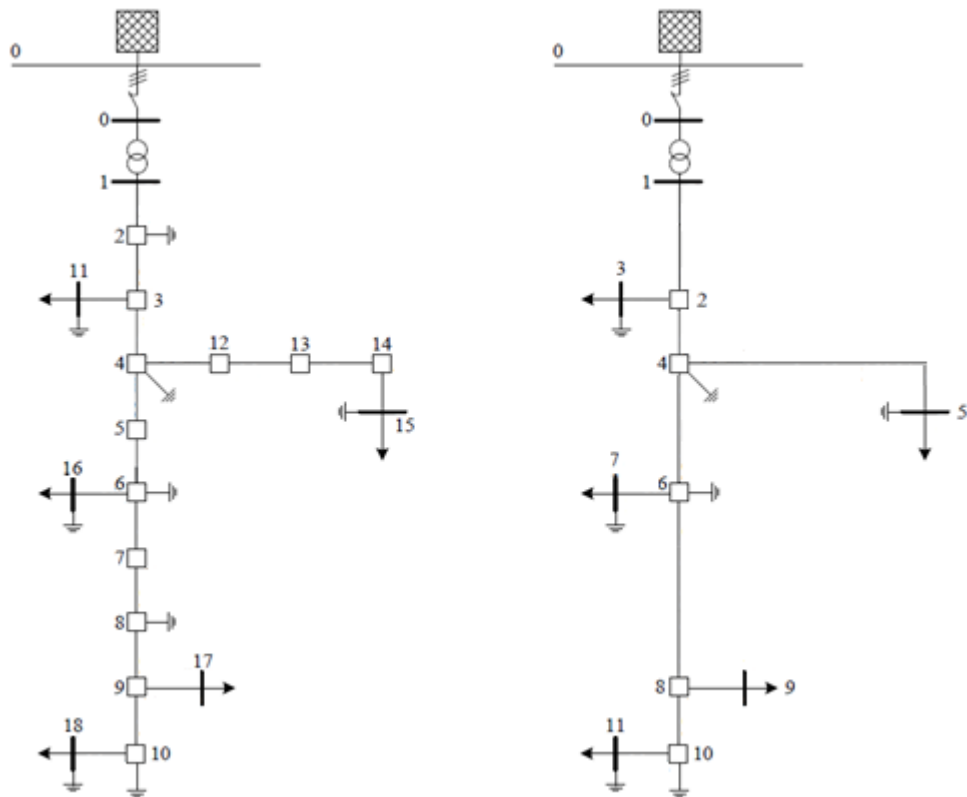


Figura 3-2 - Rete BT Cigrè in formulazione estesa e contratta.

Con i relativi dati in tabella:

Segmento	Dal nodo	Al nodo	R [Ω /km]	X [Ω /km]	L [km]
1	1	2	0,163	0,136	35
2	2	3	0,163	0,136	35
3	3	4	0,163	0,136	35
4	4	5	0,163	0,136	35
5	5	6	0,163	0,136	35
6	6	7	0,163	0,136	35
7	7	8	0,163	0,136	35
8	8	9	0,163	0,136	35
9	9	10	0,163	0,136	35
10	3	11	1,541	0,206	30
11	4	12	0,266	0,151	35
12	12	13	0,266	0,151	35
13	13	14	0,266	0,151	35
14	14	15	0,326	0,158	30
15	6	16	0,569	0,174	30
16	9	17	1,541	0,206	30
17	10	18	1,111	0,195	30

Per la MT, ci sono due trasformatori trifasi YN-yn con neutro a terra per entrambi i lati, 110/20 kV 25 MVA ed impedenza lato media di $0,016+1,92 \Omega$.

Per la BT invece c'è una sola macchina, sempre trifase, D-yn con neutro a terra, 20/0,4 kV 500 kVA, reattanza di corto circuito lato bassa di $0,016 \Omega$ e resistenza trascurabile.

3.2 - Elenco casi di studio e nomenclatura

Al fine di facilitare la comprensione, i differenti casi studio saranno contrassegnati con una sigla, secondo il seguente criterio:

- Due lettere che indicano il livello di tensione usato (MT o BT, semplicemente).
- Un numero che identifica il nodo in cui sono state poste le batterie.
- Un altro numero o lettera che identifica la condizione della generazione rinnovabile, se presente concentrata in un nodo (è riportato il numero del nodo in questione), oppure se non presente (indicato da N) oppure ancora se distribuita nei nodi di carico (indicato da D).
- Una coppia di numeri indicante la potenza e l'energia in MW e MWh della batteria di accumulatori.

Ad esempio, la dicitura *BT_6_D(0,05-0,2)* indica che si sta esaminando la rete di bassa tensione, con batterie installate nel nodo 6, generazione rinnovabile distribuita nei nodi di carico, potenza massima delle batterie di 50 kW ed energia massima di 200 kWh.

Ancora, la dicitura *BT_2_3(0,05-0,1)* indica che si sta esaminando la rete di bassa tensione, con batterie nel nodo 2 e rinnovabile concentrata nel nodo 3, potenza massima delle batterie di 50 kW ed energia di 100 kWh.

Infine, si definirà "caso base" la configurazione senza batterie né fotovoltaico, cioè il caso in cui solamente la rete alimenta i carichi in maniera tradizionale.

3.3 - I casi studio esaminati in MT

In MT sono state eseguite simulazioni con rete passiva ed interruttori aperti. Tutte le simulazioni svolte hanno portato alla conclusione che la rete è già di per sé buona, con parametri dissipativi tali da non richiedere l'installazione di batterie per la riduzione delle perdite.

Inoltre, tali riduzioni, se confrontate con quelle ottenibili tramite chiusura di interruttori, sono assolutamente esigue.

In ogni caso, sono state effettuate diverse simulazioni con vari valori di potenza ed energia, posizionando le batterie in tre diversi nodi.

Nel dettaglio, saranno esaminati:

- Il caso migliore di riduzione delle perdite.
- Il caso con il miglior incremento di riduzione delle perdite a fronte dell'incremento di potenza o energia delle batterie.
- Casi in cui vi siano particolari considerazioni sui valori di potenza ed energia impiegate.

Inizialmente sono state svolte simulazioni con valori di potenza ed energia basse. Si è notato così che la riduzione delle perdite non è molto rilevante. Si è pertanto deciso di dimensionare l'energia delle batterie proporzionalmente a quella dei carichi e regolare la potenza di conseguenza. Pertanto, dato che i carichi assorbono durante la giornata circa 64 MWh, si è pensato di utilizzare energie confrontabili con tale valore, fino ad un massimo del 25% circa dell'energia dei carichi stessa. Il secondo set di simulazioni presenta dunque energie che vanno dai 2 MWh ai 15 MWh.

I valori dei carichi di MT sono riportati in tabella, mentre il loro andamento si trova in figura 3-3.

Nodo	Potenza apparente [MVA]		Fattore di potenza	
	Profilo residenziale	Profilo commerciale	Profilo residenziale	Profilo commerciale
1	15300	5100	0,98	0,98
2	-	-	-	-
3	285	265	0,97	0,85
4	445	-	0,97	-
5	750	-	0,97	-
6	565	-	0,97	-
7	-	90		0,85
8	605	-	0,97	-
9	-	675		0,85
10	490	80	0,97	0,85
11	340	-	0,97	-
12	15300	5280	0,98	0,95
13	-	40	-	0,85
14	215	390	0,97	0,85

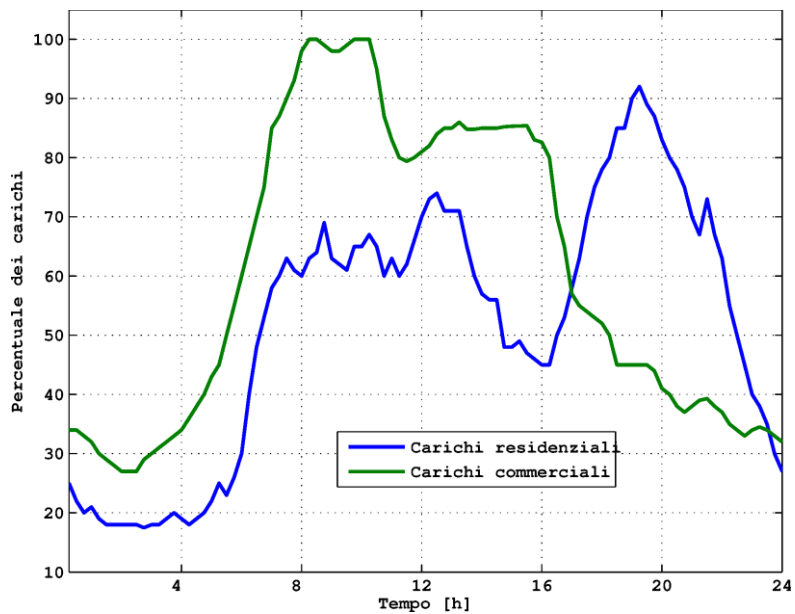


Figura 3-3 – Andamento dei carichi di MT durante la giornata, in percentuale sul valore massimo.

3.4 - I casi studio esaminati in BT

In bassa tensione sono stati esaminati diversi casi, che possono essere suddivisi in queste categorie:

- Casi senza la presenza di fotovoltaico, in cui si ricerca la gestione ottima delle batterie con rete passiva.
- Casi con fotovoltaico distribuito, in cui la gestione delle batterie non è condizionata esclusivamente dai carichi ma anche dalla disponibilità di generazione.
- Casi con fotovoltaico concentrato, in cui le batterie non servono solo per ridurre le perdite, ma hanno anche la funzione di regolare la tensione mantenendola entro i limiti.

Si è scelto di utilizzare livelli di potenza di 25, 50 e 75 kW, mentre per l'energia si è andati da 100 a 500 kWh, incrementando di 100 kWh, tranne per un caso studio particolare. Infine si è deciso (e qui si faccia riferimento alla seconda rappresentazione della rete, quella semplificata) di installare le batterie solo nei nodi 2, 4, 6, 8 e 10.

L'idea che sta alla base di questa decisione è di avere le batterie solamente in nodi centrali della rete, dove idealmente dovrebbero trovarsi cabine o comunque strutture adibite alla regolazione e alla gestione della rete; mentre i nodi di carico, che sono 3, 5, 7, 9 e 11, potrebbero rappresentare solamente il punto di alimentazione di differenti feeder che modellizzano quartieri ed isolati alimentati tramite apposite sotto-reti, inadatti dunque ad ospitare l'impianto.

Si pensi quindi alla generazione rinnovabile presente in tali nodi non tanto come impianto concentrato, ma come frutto della generazione cumulata di tanti altri piccoli impianti sparsi per le sopraccitate sotto-reti, che convogliano tutta la loro potenza nei nodi scelti in ogni diversa simulazione (a seconda che esso sia concentrato o distribuito nei cinque nodi di carico), come, nel caso del fotovoltaico, i singoli impianti domestici montati sui tetti delle case dei vari isolati, e così via.

Per quanto riguarda il profilo fotovoltaico, si parte da un valore di potenza di 221 kW alle 8.15 del mattino, toccando il massimo di 370,7 kW alle 12.15 e terminando la generazione alle 16.00 con una potenza di 244,3 kW. Se distribuito, invece, il valore massimo/minimo è di 74,14/44,2 kW,

sempre alle stesse ore indicate prima (dopotutto, si dividono i valori per 5, il numero dei nodi di carico). L'energia generata lorda ammonta a 2,535 MWh.

In tabella si trovano i valori dei carichi, mentre in figura 3-4, oltre all'andamento dei carichi stessi, si trova anche quello del profilo di generazione fotovoltaica.

Nodo	Profilo residenziale	
	Potenza apparente [kVA]	Fattore di potenza
3	15	0,85
5	72	0,85
7	55	0,85
9	15	0,85
11	47	0,85

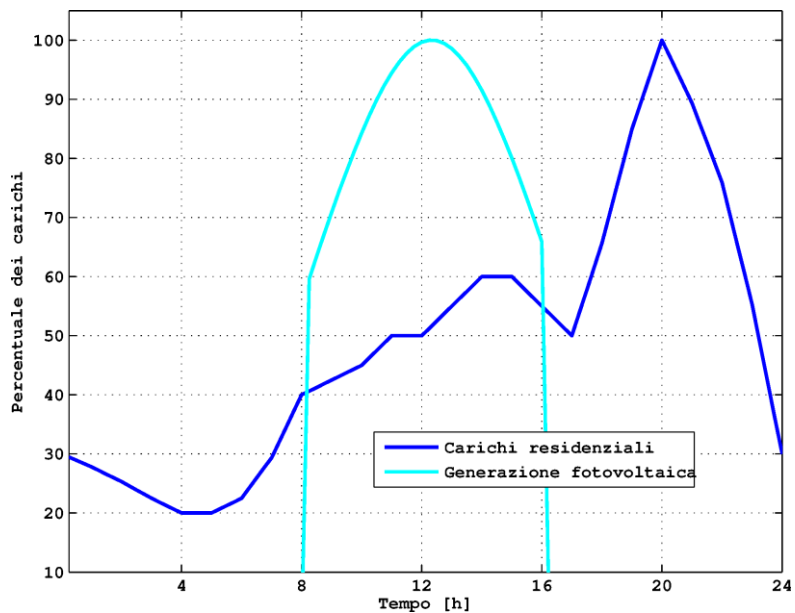


Figura 3-4 - Andamento dei carichi e del fotovoltaico durante la giornata, in percentuale sul proprio picco massimo.

Capitolo 4 - Risultati delle simulazioni

4.1 - Il caso base MT

La rete di media tensione presenta diverse possibili configurazioni, dato che sono presenti tre interruttori, ma saranno esaminati solo casi in cui essi sono aperti.

In questa configurazione vengono forniti dalla rete esterna 582,635 MWh e 180,928 MVarh, di cui ai carichi di zona (essendo collegati ai nodi 1 e 12 dei feeder che alimentano altre reti) vanno 63,453 MWh e 22,878 MVarh, mentre il valore delle perdite è di 1,825 MWh, con 43,899 MVarh assorbiti dalle linee, pari al 2,88 % dell'energia richiesta dai carichi (ci si riferisce e ci si riferirà sempre all'energia attiva).

Per avere un'idea della potenza in gioco, si veda la figura 4.1, dove si riporta il diagramma di carico per la rete MT.

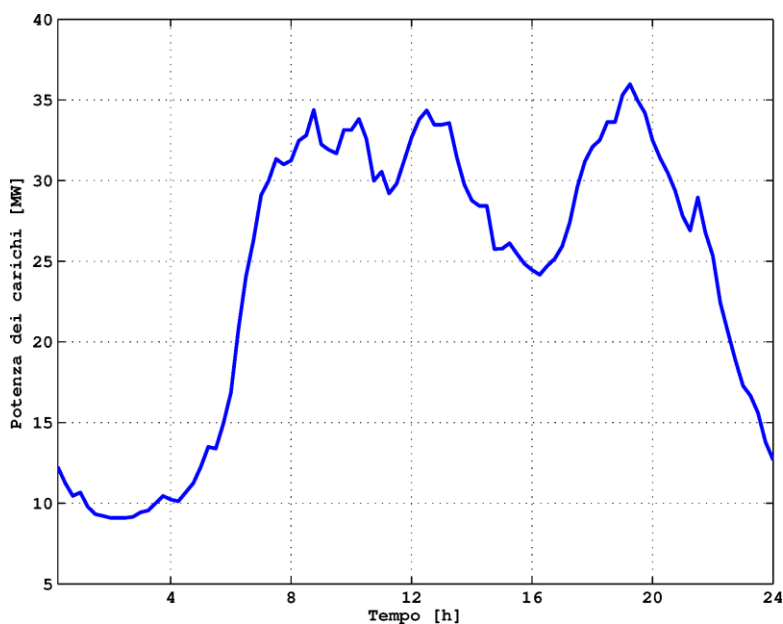


Figura 4-1 - Diagramma di carico giornaliero per la rete MT.

Il valore massimo di tensione si registra nel nodo 12 alle 2 del mattino (19,89 kV), mentre quello minore è al nodo 11 alle 19:15 (18,70 kV).

Si possono osservare tali tensioni in figura 4-2.

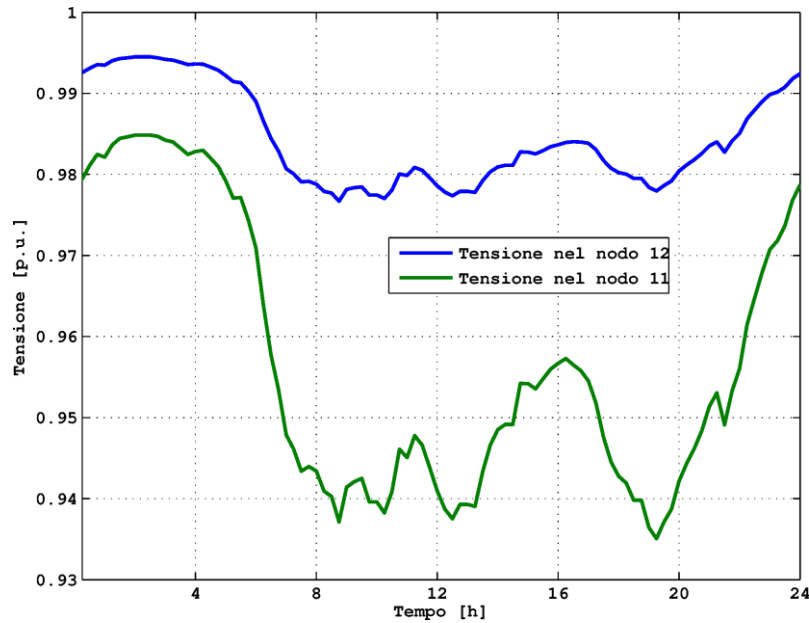


Figura 4-2 - Tensioni massime e minime nella rete di MT.

Si ricorda che la tensione nominale di esercizio, nonché di riferimento, è di 20 kV per tutti i nodi fatta eccezione per il 15, che ha come riferimento i 110 kV.

Per ovvi motivi il nodo di saldo non è stato considerato nella ricerca delle tensioni massime.

4.2 - Batterie nei nodi 6, 8 e 10

Al fine di individuare quale nodo sia effettivamente il migliore per l'installazione delle batterie, sono state eseguite simulazioni con tutti gli interruttori aperti.

I valori iniziali considerati presentano coppie potenza-energia di valore modesto, partendo dal minimo di 0,5-1 ed arrivando a 1-2. Non verranno, per questi valori di potenza ed energia, rappresentati gli andamenti sotto forma di grafico, in quanto si avrebbero unicamente delle rette parallele all'asse delle ascisse.

Installando le batterie nel nodo 6 si ottengono questi risultati:

Potenza - Energia [MW - MWh]	Perdite [MWh]	Riduzione assoluta [MWh]	Riduzione percentuale
0,5 – 1,0	1,783	0,043	2,33%
0,5 – 1,5	1,769	0,057	3,10%
0,5 – 2,0	1,757	0,069	3,77%
0,75 – 1,0	1,783	0,043	2,33%
0,75 – 1,5	1,769	0,057	3,10%
0,75 – 2,0	1,757	0,069	3,77%
1,0 – 1,0	1,783	0,043	2,33%
1,0 – 1,5	1,769	0,057	3,10%
1,0 – 2,0	1,757	0,069	3,77%

Installando invece le batterie nel nodo 8 si ottengono questi risultati:

Potenza - Energia [MW - MWh]	Perdite [MWh]	Riduzione assoluta [MWh]	Riduzione percentuale
0,5 – 1,0	1,782	0,043	2,37%
0,5 – 1,5	1,767	0,058	3,18%
0,5 – 2,0	1,755	0,071	3,87%
0,75 – 1,0	1,782	0,043	2,37%
0,75 – 1,5	1,767	0,058	3,18%
0,75 – 2,0	1,755	0,071	3,87%
1,0 – 1,0	1,782	0,043	2,37%
1,0 – 1,5	1,767	0,058	3,18%
1,0 – 2,0	1,755	0,071	3,87%

E infine, installando le batterie nel nodo 10 si ottiene:

Potenza - Energia [MW - MWh]	Perdite [MWh]	Riduzione assoluta [MWh]	Riduzione percentuale
0,5 – 1,0	1,782	0,044	2,39%
0,5 – 1,5	1,767	0,058	3,20%
0,5 – 2,0	1,754	0,071	3,90%
0,75 – 1,0	1,782	0,044	2,39%
0,75 – 1,5	1,767	0,058	3,20%
0,75 – 2,0	1,754	0,071	3,90%
1,0 – 1,0	1,782	0,044	2,39%
1,0 – 1,5	1,767	0,058	3,20%
1,0 – 2,0	1,754	0,071	3,90%

Oltre a notare come il nodo 10 sia il migliore per la riduzione delle perdite (almeno con questi valori di energia), si veda come le perdite diminuiscano essenzialmente a causa dell'aumentare dell'energia disponibile delle batterie.

In pratica, la potenza non gioca un ruolo essenziale al momento.

Questo porta all'immediata conclusione che i valori di energia impiegati al momento sono troppo bassi per poter incidere in maniera significativa sulle perdite.

Sono state eseguite quindi altre simulazioni con valori di energia maggiori, come già detto nel capitolo 3, paragrafo 3.

I nuovi risultati, relativi al nodo 6, si trovano in tabella e in figura 4-3:

Potenza - Energia [MW - MWh]	Perdite [MWh]	Riduzione assoluta [MWh]	Riduzione percentuale
1,0 – 5,0	1,701	0,125	6,82%
1,0 – 7,5	1,675	0,150	8,22%
1,0 – 10	1,671	0,154	8,46%
1,0 – 12,5	1,669	0,156	8,56%
1,0 - 15	1,669	0,156	8,55%
1,5 – 5,0	1,701	0,125	6,82%
1,5 – 7,5	1,675	0,150	8,22%
1,5 – 10	1,667	0,158	8,66%
1,5 – 12,5	1,666	0,159	8,73%
1,5 - 15	1,666	0,159	8,71%
2,0 – 5,0	1,701	0,125	6,82%
2,0 – 7,5	1,675	0,150	8,22%
2,0 – 10	1,668	0,158	8,63%
2,0 – 12,5	1,666	0,159	8,73%
2,0 - 15	1,666	0,159	8,71%

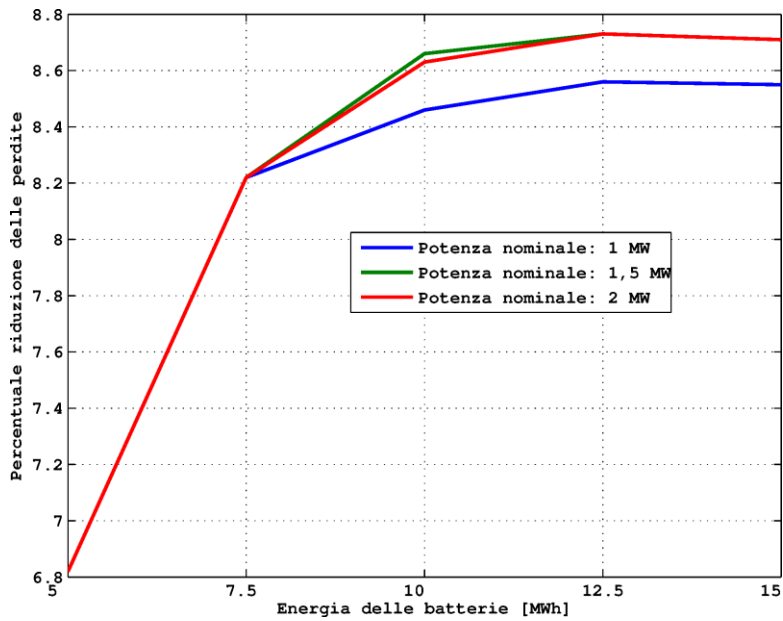


Figura 4-3 - Andamento della riduzione delle perdite nella rete di MT con le batterie nel nodo 6.

Per le batterie nel nodo 8, si veda la tabella e la figura 4-4:

Potenza - Energia [MW - MWh]	Perdite [MWh]	Riduzione assoluta [MWh]	Riduzione percentuale
1,0 – 5,0	1,695	0,131	7,17%
1,0 – 7,5	1,664	0,162	8,87%
1,0 – 10	1,656	0,170	9,30%
1,0 – 12,5	1,653	0,172	9,43%
1,0 - 15	1,653	0,172	9,43%
1,5 – 5,0	1,695	0,131	7,17%
1,5 – 7,5	1,664	0,162	8,87%
1,5 – 10	1,648	0,177	9,71%
1,5 – 12,5	1,644	0,181	9,92%
1,5 - 15	1,645	0,181	9,90%
2,0 – 5,0	1,695	0,131	7,17%
2,0 – 7,5	1,664	0,162	8,87%
2,0 – 10	1,648	0,177	9,70%
2,0 – 12,5	1,644	0,181	9,92%
2,0 - 15	1,645	0,181	9,90%

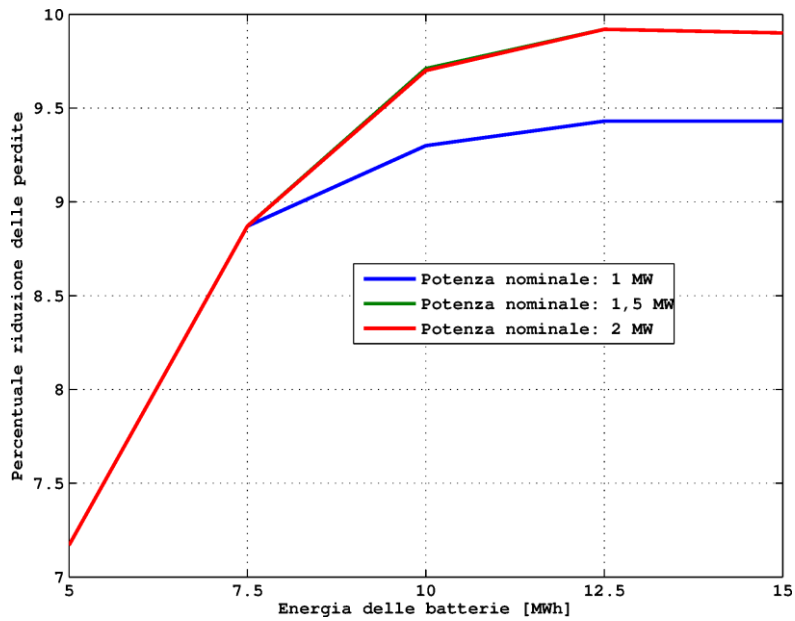


Figura 4-4 - Andamento della riduzione delle perdite nella rete di MT con le batterie nel nodo 8.

Infine, per le batterie nel nodo 10 si faccia riferimento alla tabella e alla figura 4-5:

Potenza - Energia [MW - MWh]	Perdite [MWh]	Riduzione assoluta [MWh]	Riduzione percentuale
1,0 – 5,0	1,695	0,131	7,15%
1,0 – 7,5	1,666	0,159	8,72%
1,0 – 10	1,660	0,165	9,05%
1,0 – 12,5	1,658	0,167	9,17%
1,0 - 15	1,658	0,167	9,16%
1,5 – 5,0	1,695	0,131	7,15%
1,5 – 7,5	1,666	0,159	8,72%
1,5 – 10	1,655	0,171	9,35%
1,5 – 12,5	1,653	0,173	9,45%
1,5 - 15	1,653	0,172	9,42%
2,0 – 5,0	1,695	0,131	7,15%
2,0 – 7,5	1,666	0,159	8,72%
2,0 – 10	1,655	0,170	9,33%
2,0 – 12,5	1,653	0,173	9,45%
2,0 - 15	1,653	0,172	9,43%

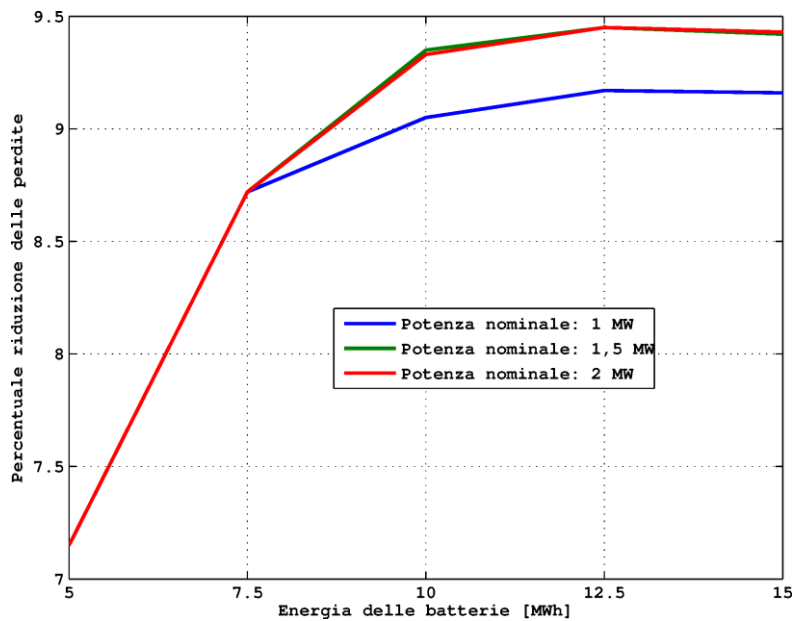


Figura 4-5 - Andamento della riduzione delle perdite nella rete di MT con le batterie nel nodo 10.

Le nuove simulazioni mostrano una riduzione delle perdite più marcata. I dati ottenuti sembrano indicare che vi sia un certo rapporto energia/potenza, che equivale al tempo di scarica, che ottimizza i risultati. Il sistema di controllo, infatti, deve essere in grado di far compiere alle batterie un ciclo dallo stato di carica minimo a quello massimo (o viceversa) in modo da consentire il raggiungimento del picco (o del minimo) di carica all'istante in cui esso è necessario. L'argomento sarà approfondito in seguito.

Si può inoltre riconoscere una specie di minimo attorno alla condizione con 12,5 MWh di capacità.

In realtà l'andamento non presenta esattamente un minimo, piuttosto un asintoto.

Infine, va notato che il nodo migliore per ridurre le perdite è il nodo numero 8, non il 10 come ipotizzato in precedenza.

Saranno ora esposti alcuni casi di particolare interesse, a causa delle perdite o della particolare configurazione della rete.

4.3 - $MT_8_N(1,5-12,5)$, il caso migliore in MT

Apparentemente, il caso in cui le perdite vengono maggiormente ridotte è $MT_8_N(1,5-12,5)$.

Rispetto al caso base, dove le perdite hanno un valore di 1,825 MWh, qui si ha una riduzione di circa 180 kWh, ovvero quasi il 10% (precisamente, il 9,92%) rispetto al valore delle perdite, e dello 0,29% rispetto all'energia dei carichi.

In figura 4-6 è riportato l'andamento della potenza totale fornita dalla rete con e senza batterie inserite.

Come si può notare la differenza è solamente nei valori massimi e minimi, non nell'andamento generale del profilo.

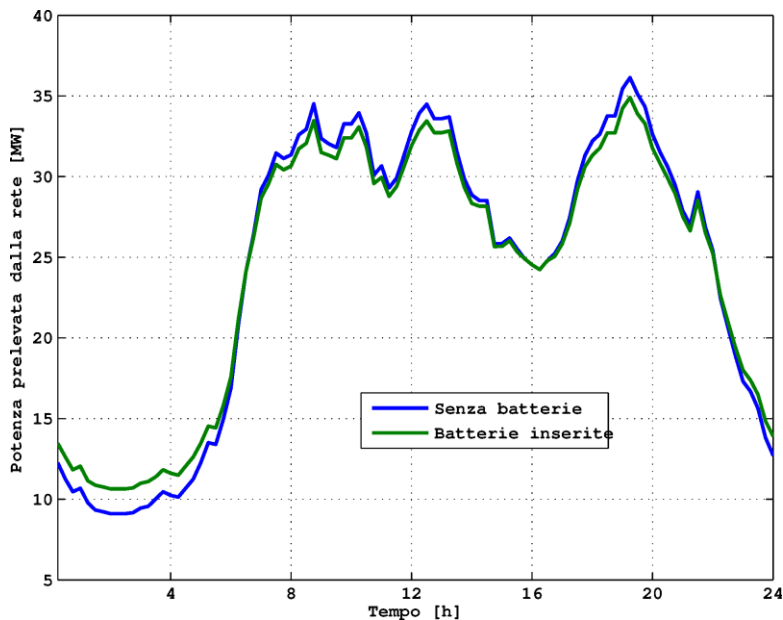


Figura 4-6 - Differenza tra l'assenza di batterie e la loro applicazione nel nodo 8.

Tanto più il carico si avvicina al valore medio, tanto meno le batterie intervengono a modificarlo.

Il valore massimo di tensione non cambia durante il giorno, mentre cambia quello minimo. Più che il valore però, quello che interessa è il cambio di nodo, che passa dal numero 11 al numero 6, sempre allo stesso istante (ovvero alle 19.15).

La potenza massima impiegata è proprio pari al valore massimo permesso di 1,5 MW durante la fase di carica. Durante la fase di scarica la potenza massima raggiunta è inferiore, pari a 1,2 MW (si veda la figura 4-7).

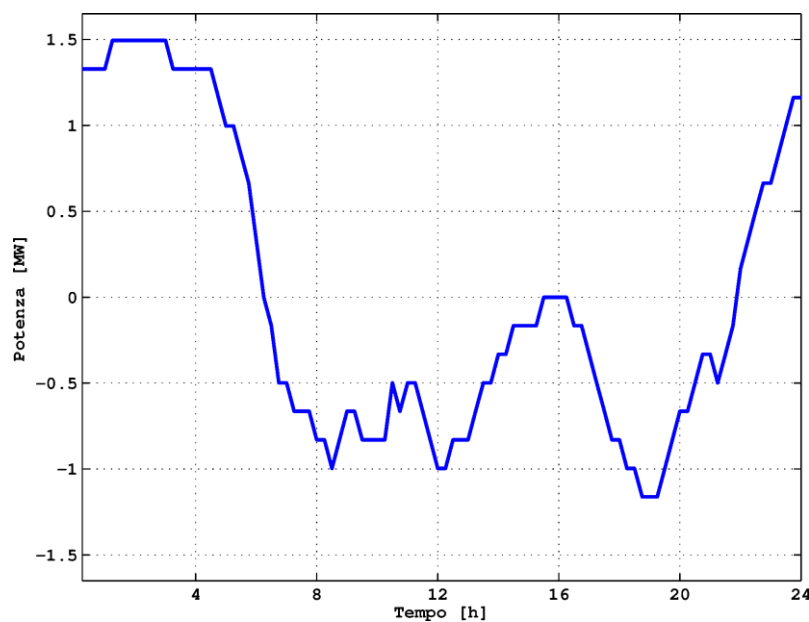


Figura 4-7 – Potenza applicata dall’inverter nel caso $MT_8_N(1,5-12,5)$.

Fatto interessante è proprio questo: il sistema non passa la potenza di 1,5 MW anche quando può farlo. Analizzando il caso $MT_8_N(2-15,5)$ si vede come la potenza massima impiegata sia esattamente di 1,5 MW.

Non solo. Se si confrontano i due andamenti si scopre che sono esattamente uguali. La potenza quindi non è in questo caso (ma come si vedrà più avanti, non lo è in pratica mai) il vincolo più stringente. Anzi, parrebbe che si sia raggiunto un punto in cui il sistema non abbisogna di valori maggiori di potenza per ridurre le perdite.

Le simulazioni indicano che il sistema preferisce compiere transizioni da un valore di SDC a un altro non troppo distante, con valori di potenza contenuti. A riprova di ciò è il fatto che, pur avendo una potenza massima disponibile maggiore, il sistema non la impiega.

Oltretutto, nemmeno il valore massimo consentito è utilizzato molto durante la giornata. Se si compie una media delle potenze impiegate (senza ovviamente tener conto del segno, altrimenti si otterrebbe per forza di cose zero) si ottiene il valore di 764 kW, pari alla metà del valore nominale. Quindi, in definitiva, non solo non vengono usate potenze oltre un certo valore, ma anche quelle potenze vengono impiegate raramente. Evidentemente non è questo il fattore più importante per la riduzione delle perdite.

L'andamento giornaliero dello SDC (in figura 4-8) delle batterie ricalca quello che il senso comune porterebbe ad ipotizzare: si preleva potenza dalla rete nei momenti di basso carico e lo si restituisce in quelli in cui la richiesta aumenta.

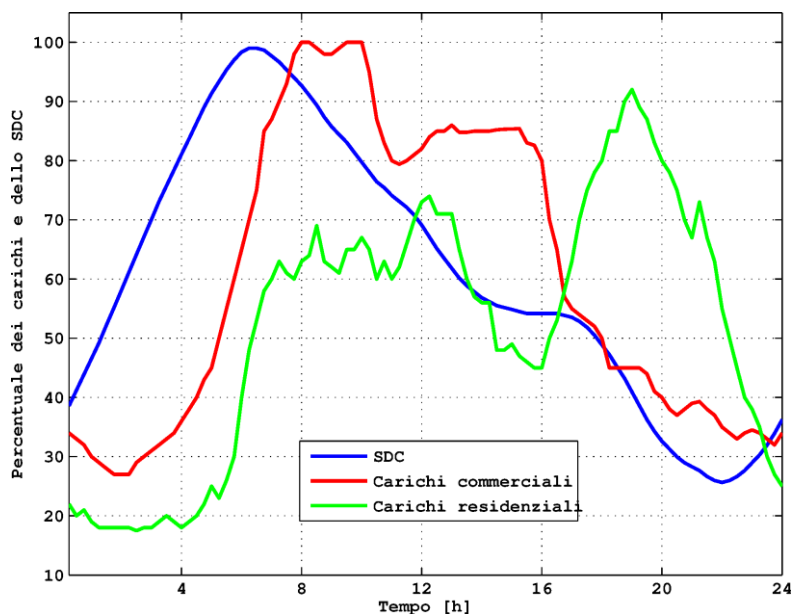


Figura 4-8 - Andamento dello SDC nel caso MT_8_N(1,5-12,5).

Il picco dello SDC è al tempo 26, ovvero alle 6:15 del mattino. In quell'istante i carichi commerciali sono al 70% del loro valore, mentre quelli residenziali si trovano al 48% del loro valore massimo. Il

picco di carico è, complessivamente, all'istante 77, cioè alle 19:15, ma le batterie cominciano a scaricarsi ben prima. In pratica, si comportano esattamente come una centrale di pompaggio. Almeno in linea teorica. La potenza infatti è resa disponibile durante il giorno, e prelevata durante la notte.

A onor del vero le batterie non sono mai completamente cariche, ma raggiungono un livello di carica molto vicino a quello massimo, pari al 99%. La partenza invece avviene a un valore del 36% circa. Il punto di minimo invece si presenta alle 22:15 con un valore del 26% circa.

Osservando l'andamento dello SDC si può ipotizzare che il fattore stringente sia il raggiungimento del massimo, siccome proprio lì viene impiegata la potenza massima, non durante la fase di scarica.

Rimane tuttavia il fatto che con maggiore potenza disponibile comunque non si cerchi di caricare la batteria più rapidamente.

In conclusione, si cerca di caricare la batteria il più in fretta possibile senza congestionare troppo la rete, per poter poi fornire energia ai carichi per un periodo più lungo.

Per quanto riguarda i cicli di carica e scarica della batteria, l'algoritmo di rainflow restituisce tre sotto-cicli percorsi per metà, di cui uno con ampiezza decisamente minore rispetto agli altri, responsabile della piccola risalita finale dello SDC (si vedano le figure 4-9 e 4-10).

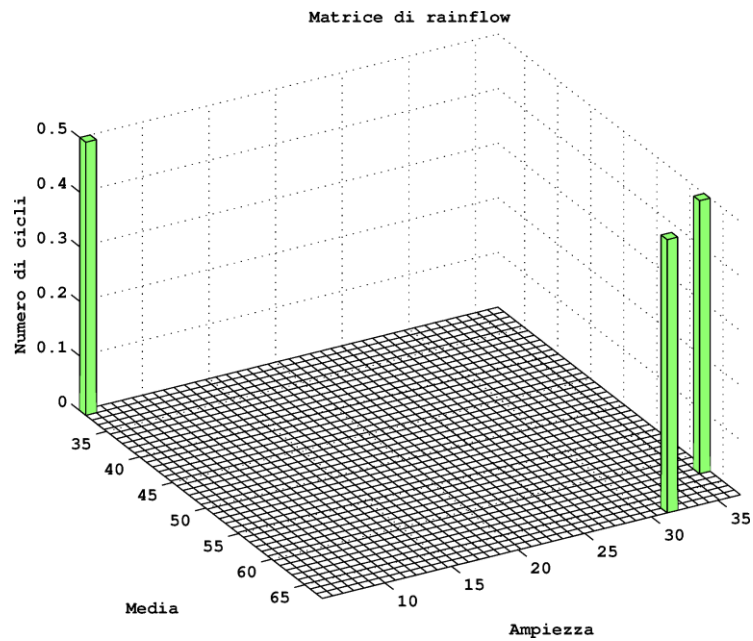


Figura 4-9 - Media e ampiezza dei sotto-cicli nel caso MT_8_N(1,5-12,5).

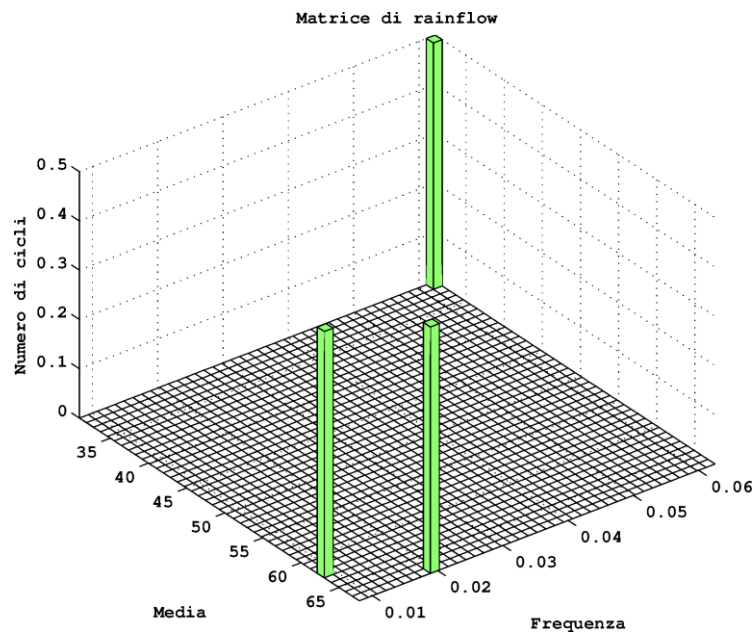


Figura 4-10 - Media e frequenza dei sotto-cicli nel caso MT_8_N(1,5-12,5).

Se si calcola la media dei diversi valori di SDC, si ottiene 57%, le batterie cioè sono mediamente più cariche della metà della loro capacità.

Le ipotesi che si stanno per fare ora verranno ritenute valide, se non specificato diversamente, anche per tutti i casi a seguire.

Si suppone che il ciclo di funzionamento abbia validità per tutti i giorni feriali, senza sostanziali differenze durante l'anno. Certo, il profilo di carico dovrebbe cambiare anche di molto in teoria, ma si presuppone che comunque la riduzione delle perdite sia sempre all'incirca nelle stesse proporzioni.

Pertanto, su di un anno di 365 giorni ce ne sono all'incirca 240 feriali, giorno più giorno meno.

Avendo un risparmio di 181,08 kWh giornalieri, si ottiene una diminuzione di perdite annue di 43,46 MWh.

Per quanto riguarda il prezzo dell'energia, si è deciso di considerare il PUN medio annuo relativo al 2008, pari a 86,99 €/MWh. Stando così le cose, il risparmio annuo è di 3780,52 €/anno.

Installare batterie per la capacità di 12,5 MWh ha dei costi differenti a seconda della tecnologia scelta. Inoltre, cambia anche la vita attesa dell'impianto, pertanto il risparmio da considerare. Tutto questo è riassunto nella tabella seguente:

Tecnologia	Vita attesa	Costo batterie	Ammortamento annuo	Risparmio totale
sali di vanadio	20 anni	18,75 M€	912500 €	75610,40 €
Piombo-acido	5 anni	1,625 M€	325000 €	18902,60 €
sodio-cloruro	5 anni	5,625 M€	112500 €	18902,60 €

In questa stima, come in tutte le successive, non sono stati considerati diversi fattori.

Innanzitutto, la cifra stimata per la manutenzione è stata ignorata, essendo irrisoria rispetto all'installazione.

In secondo luogo, non sono stati considerati i rendimenti degli apparecchi che compongono l'impianto, come l'inverter che interfaccia le batterie alla rete, l'eventuale trasformatore da installare, e le batterie stesse.

Il costo dell'impianto stesso escluse le batterie non è stato considerato, non avendo dati a disposizione per effettuare una stima più o meno accurata.

Infine, i ricavi non sono stati attualizzati all'anno dell'investimento. Non è, insomma, stato calcolato il VAN, ma è stata eseguita una semplice moltiplicazione del ricavo annuo per il numero degli anni di servizio attesi.

Tutto questo per un semplice motivo: anche senza considerare tutti questi fattori che, evidentemente, vanno ad appesantire il bilancio in sfavore dell'installazione, appare chiaro come i ricavi siano ben lontani dal coprire le spese che andrebbero effettuate. Pertanto, si è deciso di non entrare nei dettagli dell'analisi economica.

Vale la pena, comunque, notare come, ancora oggi, gli accumulatori al piombo siano i più economicamente convenienti per quest'applicazione.

4.4 - Desensibilizzazione rispetto a potenza ed energia

Osservando i risultati delle simulazioni spesso si vede come la potenza non influisca sul valore delle perdite. Non quanto l'energia almeno.

Esaminando i tre casi *MT_8_N(1-5)*, *MT_8_N(1,5-5)* e *MT_8_N(2-5)* ad esempio si nota come il valore delle perdite sia pressoché identico nei tre casi: 1,695 MWh, un risparmio di 131 kWh insomma, pari allo 0,21% dell'energia richiesta dai carichi.

In realtà la riduzione delle perdite non è solamente simile, ma l'andamento della carica durante la giornata e la potenza applicata dall'inverter sono esattamente uguali (figura 4-11).

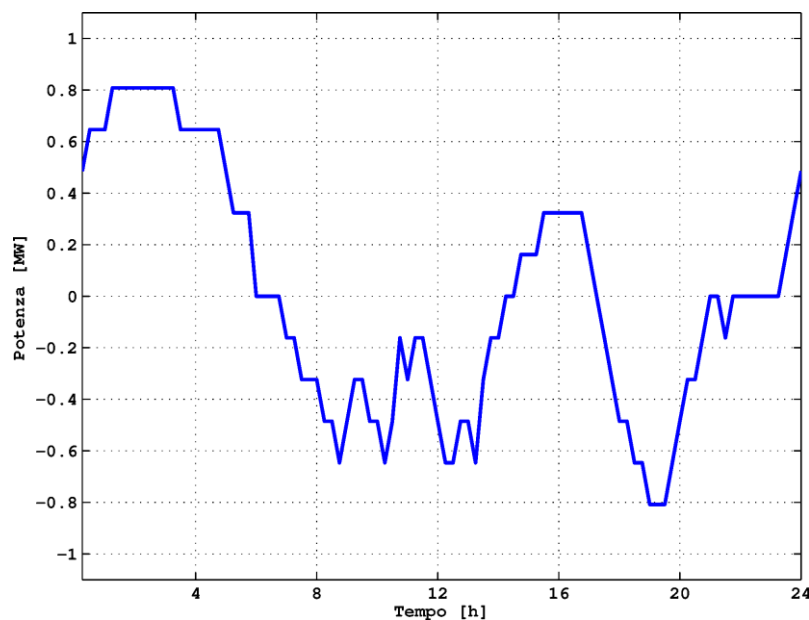


Figura 4-11 - Potenza applicata dall'inverter nei casi *MT_8_N(1-5)*, *MT_8_N(1,5-5)* e *MT_8_N(2-5)*.

Consultando il programma si nota che il sistema potrebbe impiegare delle potenze superiori, o comunque, ha la possibilità di compiere delle scelte differenti tra un caso e l'altro, ma non lo fa, scegliendo delle transizioni tra stati abbastanza vicini, con una potenza media di 387 kW, su di un massimo anche di 2 MW. I picchi di potenza invece, sia in carica che in scarica, sono di circa 800 kW (per la precisione, 808 kW).

Nel caso peggiore insomma si utilizza mediamente appena il 19,35% della potenza nominale, con dei picchi pari al 40,4%.

Quindi, anche prendendo delle batterie da 5 MWh con una potenza in grado di scaricarle in due ore e mezza, apparentemente molto grande, il sistema sceglie sempre transizioni tra stati vicini, con potenze medio-basse.

L'andamento generale dello SDC durante la giornata ricalca qualitativamente quello del caso migliore esaminato in precedenza, senza grandi variazioni (figura 4-12).

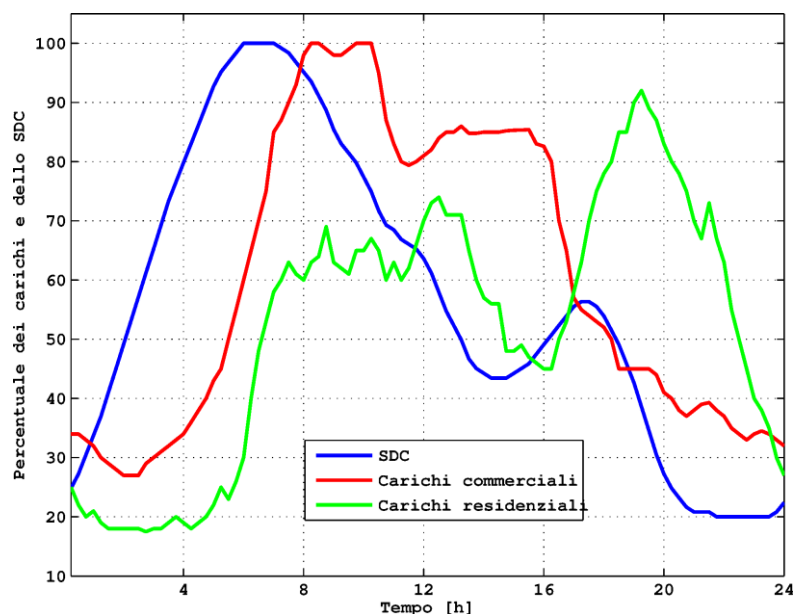


Figura 4-12 - Andamento dello SDC nei casi MT_8_N(1-5), MT_8_N(1,5-5) e MT_8_N(2-5).

La partenza avviene con un valore di carica pari al 29% circa delle batterie, con il raggiungimento del valore massimo di carica tra le 5:45 e le 6:00 del mattino.

Le condizioni di minimo, invece, vengono raggiunte per la prima volta tra le 21:30 e le 21:45.

L'analisi tramite algoritmo di rainflow rivela che questo ciclo giornaliero è composto di quattro parti, una percorsa per intero e tre per metà. In particolare, la parte che viene percorsa per intero è quella responsabile del parziale recupero di carica durante i momenti centrali della giornata e

della sua successiva diminuzione. Ancora, il ciclo meno ampio è quello che compone la parziale risalita finale di carica (figure 4-13 e 4-14).

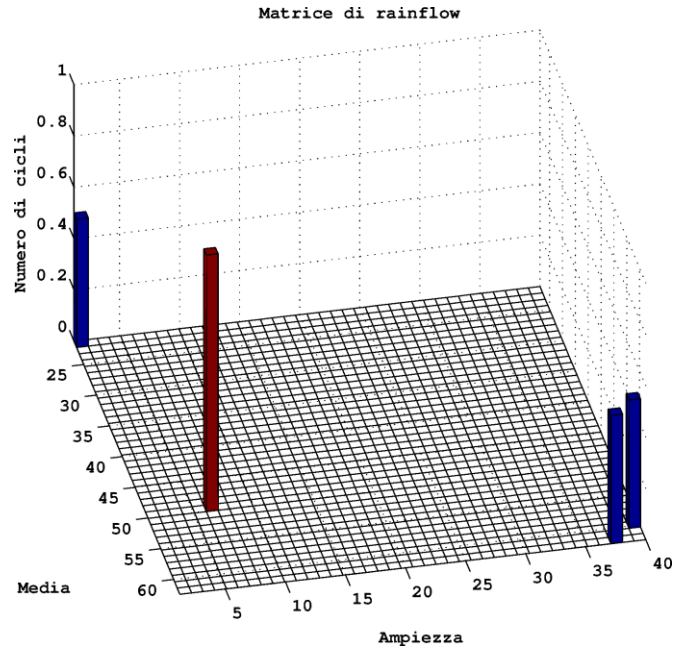


Figura 4-13 - Media e ampiezza dei sotto-cicli nei casi MT_8_N(1-5), MT_8_N(1,5-5) e MT_8_N(2-5).

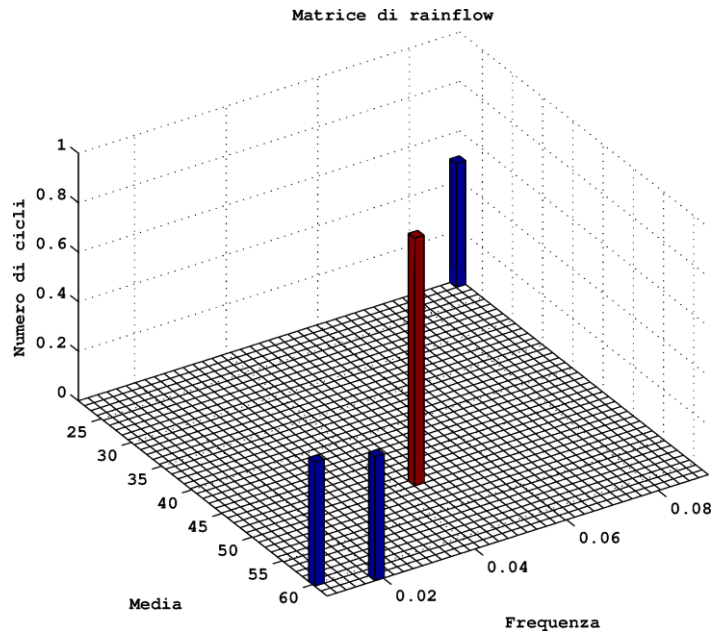


Figura 4-14 - Media e frequenza dei sotto-cicli nei casi MT_8_N(1-5), MT_8_N(1,5-5) e MT_8_N(2-5).

Si faccia particolare attenzione al rapporto E/P. In questi tre casi, nominalmente, esso assume il valore di 5 h, 3,33 h e 2,5 h.

Se si assume come potenza nominale quella massima effettivamente impiegata, allora il valore che questo rapporto assume diventa pari a 6,25 h. Il sistema, insomma, tende ad aumentare il tempo effettivo di scarica delle batterie, impiegando una potenza inferiore rispetto alla nominale. Queste considerazioni saranno comunque approfondite in seguito, dopo l'analisi di altri due casi.

Allo stesso modo, confrontando tra loro i casi *MT_8_N(1-12,5)* e *MT_8_N(1-15)* si nota come l'aumento di energia non influisca sulla riduzione delle perdite, a pari potenza, dopo un certo limite, che rimangono al valore di circa 181 kWh, lo 0,29% dell'energia dei carichi.

Il confronto di questi due casi non porta a due situazioni perfettamente identiche come nei casi precedenti, ma questo fatto è probabilmente dovuto all'errore di quantizzazione intrinseco dell'algoritmo di calcolo. Un aumento del numero di stati con cui il problema è stato schematizzato probabilmente ricondurrebbe a due andamenti identici.

Il particolare interessante di quest'altro confronto è che qui la potenza massima viene impiegata per tempi decisamente superiori rispetto ai casi precedenti (si veda la figura 4-15).

Tutta la prima parte della giornata, in cui le batterie si caricano, presenta una potenza applicata dall'inverter pari alla massima. Anche durante la fase di scarica si ritorna a impiegare, per brevi momenti, una potenza pari alla massima e, nuovamente, nell'ultima fase di carica si ritorna alla potenza massima. Se si calcola il valore medio della potenza applicata, si ottiene circa 640 kW nel caso da 12,5 MWh e 630 kW nel caso da 15 MWh.

Si noti la differenza con i casi precedenti, dove la media corrispondeva, nel migliore dei casi, al 40% circa della potenza nominale. Qui le macchine sono molto più sfruttate.

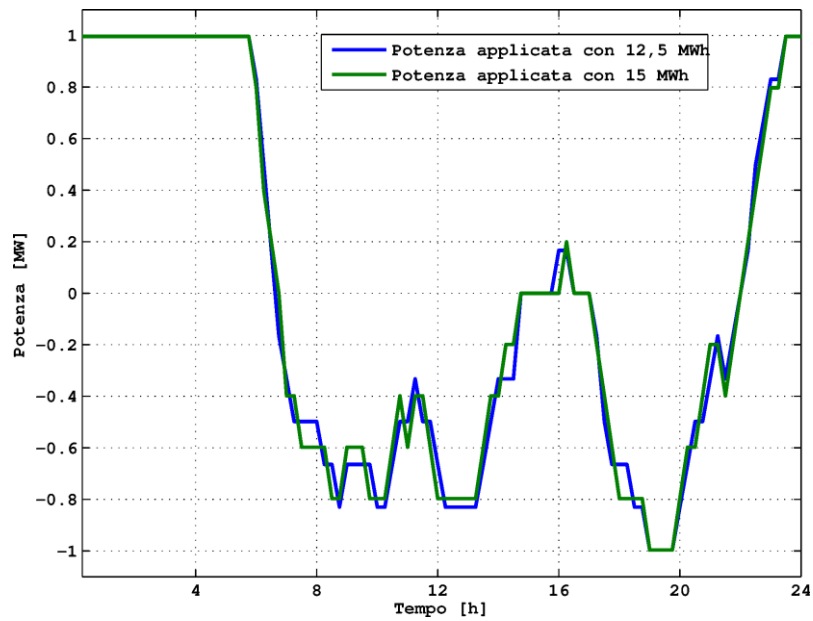


Figura 4-15 - Potenza applicata dall'inverter nei casi MT_8_N(1-12,5) e MT_8_N(1-15).

L'andamento dello SDC giornaliero è simile nei due casi, e può essere osservato in figura 4-16.

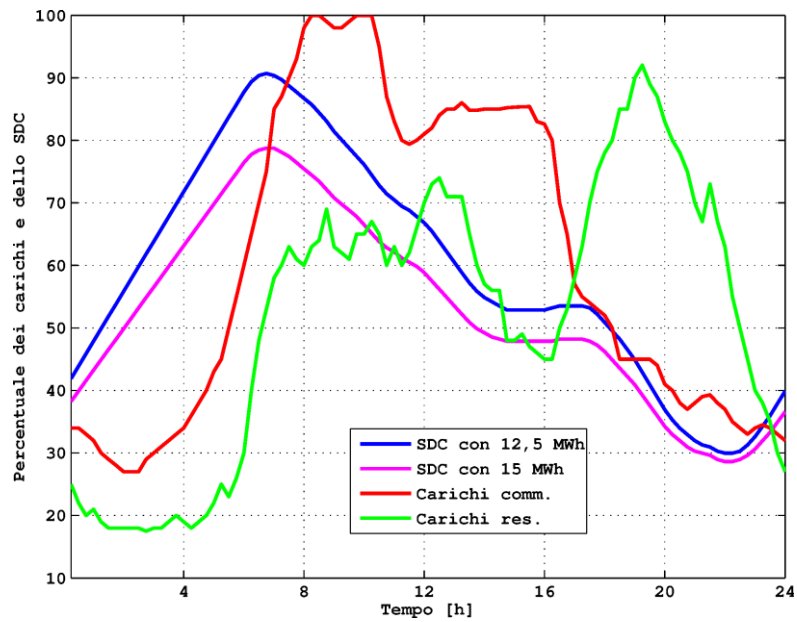


Figura 4-16 - Andamento dello SDC nei casi MT_8_N(1-12,5) e MT_8_N(1-15).

La partenza è per un livello di carica del 42% circa con 12,5 MWh, e del 38% circa con 15 MWh, mentre il picco viene raggiunto tra le 6:15 e le 6:30 del mattino con valori rispettivamente del 99% e del 89% circa.

Infine, le batterie raggiungono il livello di carica minimo della giornata tra le 22:00 e le 22:15, con valori del 25% e del 27%.

La composizione del ciclo giornaliero di carica e scarica presenta ancora quattro parti (si vedano le figure 4-17 e 4-18), di cui una sola percorsa per intero, responsabile sempre del parziale recupero di carica durante la metà della giornata, e delle restanti tre, percorse a metà, che modellizzano la carica iniziale, la successiva fase di scarica ed infine la ripresa finale negli ultimi quarti d'ora.

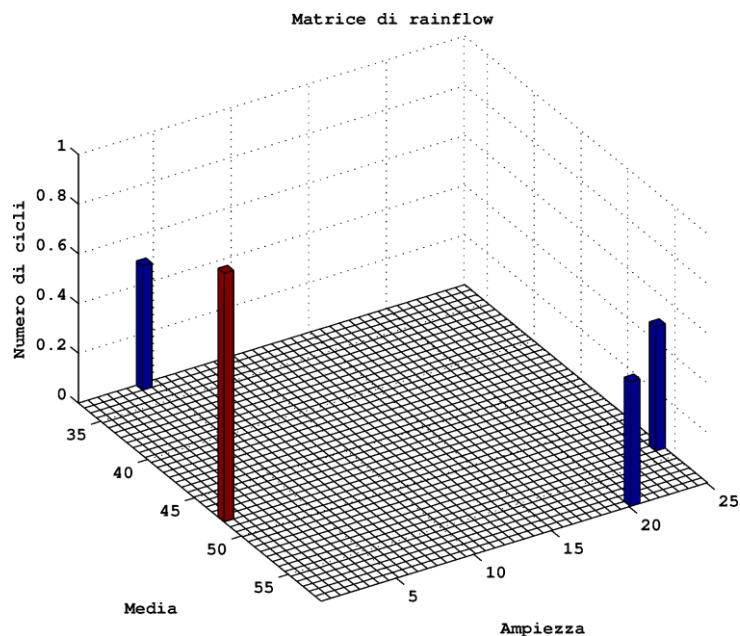


Figura 4-17 - Media e ampiezza dei sotto-cicli nei casi MT_8_N(1-12,5) e MT_8_N(1-15).

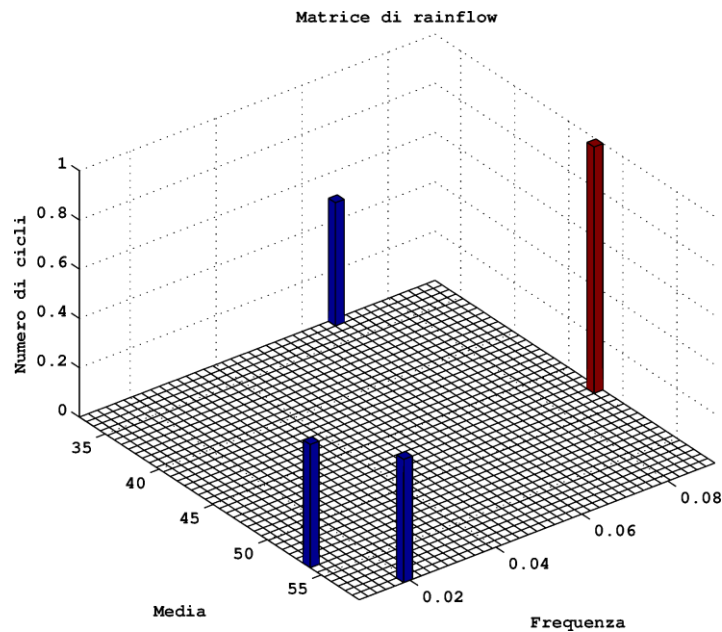


Figura 4-18 - Media e frequenza dei sotto-cicli nei casi $MT_8_N(1-12,5)$ e $MT_8_N(1-15)$.

Calcolando il rapporto E/P questa volta si ottiene 12,5 h e 15 h (ovviamente). L'algoritmo, questa volta, sembrerebbe richiedere potenze maggiori.

Infine, si osservi il caso $MT_8_N(1-7,5)$.

L'andamento dello SDC giornaliero, così come quello della potenza applicata dall'inverter, è diverso rispetto al caso $MT_8_N(1-5)$. L'aumento dell'energia delle batterie permette una riduzione delle perdite maggiore, passando al valore di 162 kWh risparmiati rispetto al caso base, lo 0,26% dell'energia totale dei carichi.

Questo caso è stato preso in esame poiché presenta il maggior aumento di riduzione delle perdite a fronte dell'aumento di energia delle batterie. Si passa dal 7,17% all'8,87% delle perdite, con l'aumento standard di 2,5 MWh. Precisamente, si parla di una variazione di circa 31 kWh, che non si manifesta con i successivi incrementi di energie o di potenze, e che negli altri nodi si manifesta sempre nello stesso caso, ma con entità minore.

Esaminando l'andamento delle potenze applicate dall'inverter (figura 4-19) si nota che, con una maggior quantità d'energia, il sistema tende a sfruttare potenze più elevate.

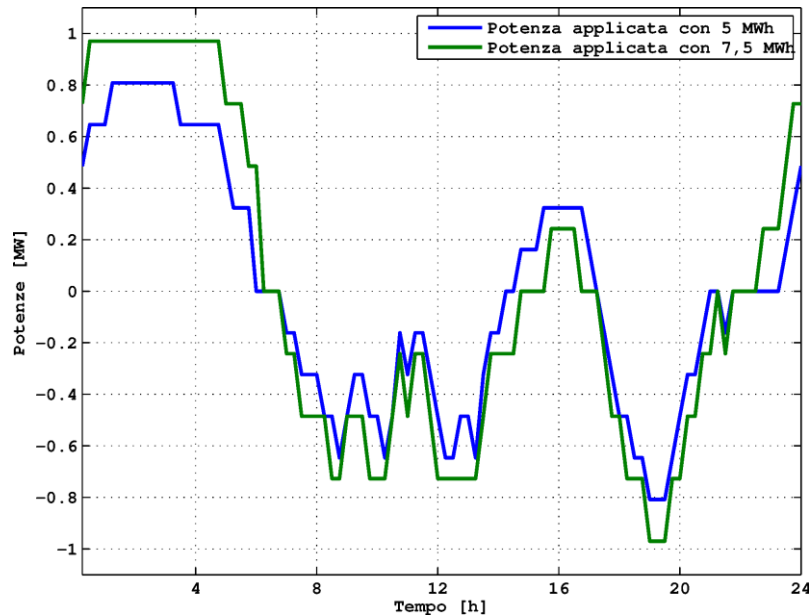


Figura 4-19 - Potenza applicata dall'inverter nei casi MT_8_N(1-5) e MT_8_N(1-7,5).

Confrontando i profili di potenza dei casi con 5 MWh e con 7,5 MWh si vede come, nel secondo caso, si utilizzino potenze più elevate sia in carica che in scarica, con un profilo qualitativamente uguale, ma reso più “gonfio” a causa della maggior entità delle potenze in gioco. Solo in un tratto le potenze del caso a 5 MWh risultano maggiori, ovvero durante il secondo periodo di carica.

Il sistema, quindi, con questa disponibilità di energia incrementa la potenza utilizzata, arrivando al massimo consentito dalla quantizzazione degli stati del problema, ovvero 0,97 MW circa, contro il valore di circa 0,8 MW del caso precedente.

Se poi si calcola la potenza media utilizzata durante il giorno, si ottiene un valore di 520 kW circa, contro i miseri 387 kW del caso precedente. Si va a utilizzare mediamente un valore di potenza superiore alla metà di quella massima, sfruttando meglio le macchine.

L'andamento dello SDC durante la giornata (in figura 4-20) parte dal valore del 29% circa e prosegue in seguito con una salita che si protrae fino al picco massimo verso le 6:15 del mattino,

per poi presentare un andamento al ribasso, tranne che per una fase tra le 13 e le 17, fino al minimo alle 21:45 pari al 20% del valore di carica. Infine, vi è una piccola fase di risalita fino al 27%.

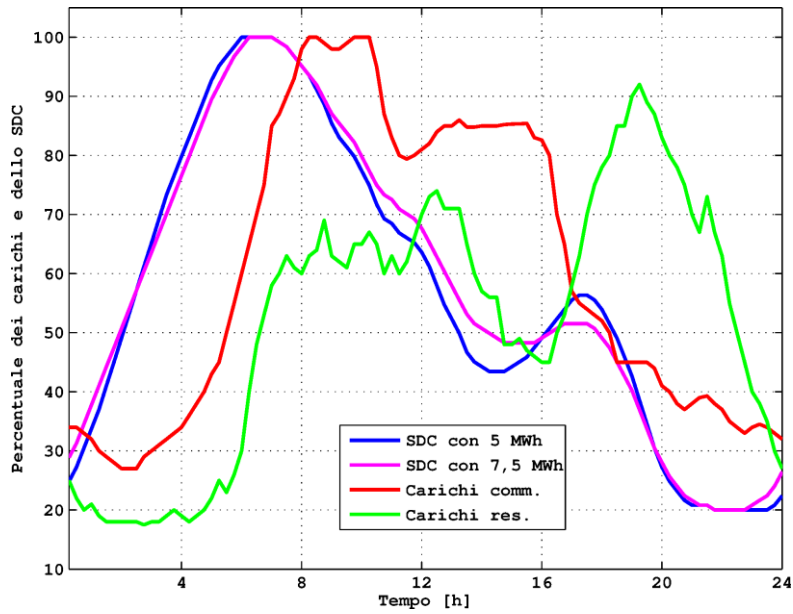


Figura 4-20 - Andamento dello SDC nei casi MT_8_N(1-5) e MT_8_N(1-7,5).

Ancora una volta, l'andamento dello SDC durante il giorno è composto da quattro cicli minori qualitativamente identici a quelli dei casi precedenti (figura 4-21 e 4-22). Le stesse considerazioni fatte per gli altri casi sono da ritenersi valide anche ora.

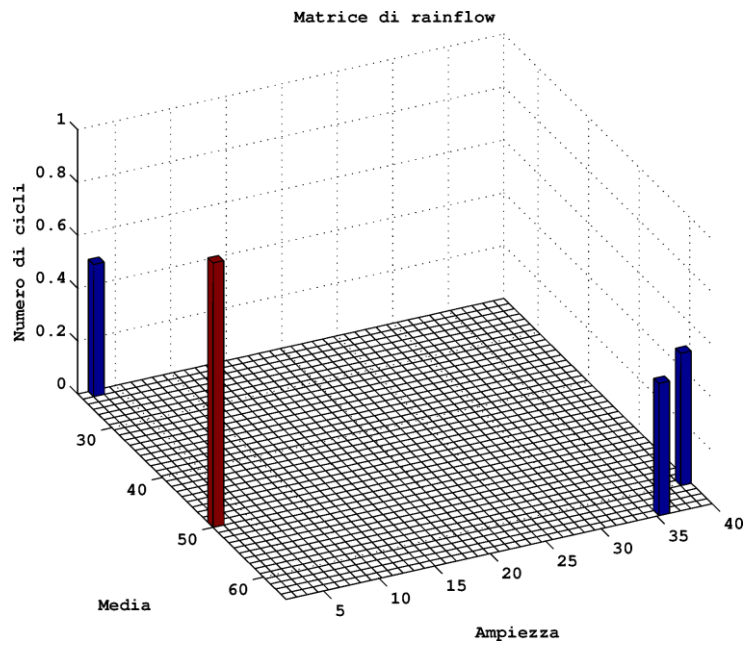


Figura 4-21 - Media e ampiezza dei sotto-cicli del caso MT_8_N(1-7,5).

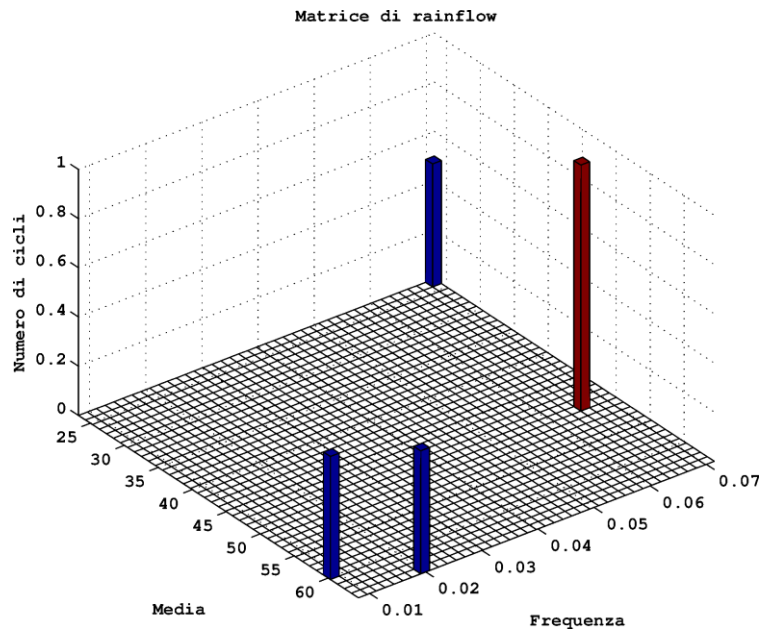


Figura 4-22 - Media e frequenza dei sotto-cicli nel caso MT_8_N(1-7,5).

La perfetta somiglianza dei cicli che compongono l'andamento dello SDC delle batterie non deve affatto sorprendere. Si tratta, infatti, di utilizzi molto simili tra loro, solo con variazioni nei parametri in energia e potenza. Durante tutte queste simulazioni non vi sono particolari vincoli o

obiettivi tali da variare significativamente l'impiego dell'energia delle batterie. Pertanto, a parte la variazione in ampiezza e in media, i cicli rimangono qualitativamente uguali.

Nuovamente, bisogna porre attenzione al rapporto E/P. Passando dal caso con 5 MWh al caso con 7,5 MWh, tale rapporto cambia, partendo dal valore di 5 h e arrivando al valore di 7,5 h. Almeno nominalmente, perché se si considerano le potenze massime realmente impiegate, il primo di questi rapporti assume il valore di 6,25 h, mentre il secondo assume un valore di 7,73 h solo per la quantizzazione degli stati con cui il problema è stato schematizzato. Un'approssimazione migliore avrebbe certamente restituito una potenza massima impiegata pari ad 1 MW, e quindi un valore del rapporto E/P esattamente pari a 7,5 h.

E' infine il caso di compiere qualche particolare osservazione sul valore del rapporto E/P delle batterie.

Nei primi tre casi tale rapporto assumeva, di fatto, il valore di 6,25 h. Nei successivi due casi, con energie molto più alte, si passava ai valori 12,5 h e 15 h rispettivamente. Infine, nell'ultimo caso ha un valore di 7,5 h.

Si potrebbe pensare che il sistema tenda, spontaneamente, a portare il rapporto E/P a valori compresi tra 6 e 10 circa. Nei primi tre casi la potenza massima effettiva era sempre di 800 kW, nonostante quella consentita fosse ben più alta, mentre, con grandi capacità energetiche delle batterie, la potenza massima è sfruttata per molto più tempo, con potenze medie molto più alte, a indicare un bisogno, appunto, di potenza, più che di energia.

Osservando il caso migliore, esso presenta un rapporto E/P effettivo di 8,33 h, che poi è anche uguale a quello nominale. Aumentando la potenza a 2 MW si scopre che il sistema non passa mai il valore di 1,5 MW, tenendo il rapporto E/P sempre a 8,33 h.

Bisogna concludere che, per valori del rapporto inferiori a 6 h, il sistema lavora con piccole potenze, con una media bassa rispetto alla potenza nominale e che, per ottenere ulteriori benefici sulla diminuzione delle perdite, bisogna incrementare l'energia delle batterie.

Per contro, con valori del rapporto E/P superiori a 10 h, il sistema lavora per molto tempo alla potenza massima, con medie alte e, per ottenere ulteriori benefici, bisogna aumentare la massima potenza utilizzabile dalle macchine che lavorano insieme alle batterie, nonché delle batterie stesse.

L'analisi dei casi MT con basse energie supporta questa tesi. La riduzione delle perdite, infatti, cambia solamente con l'aumento del livello di energia, venendo per nulla influenzata dal cambio della potenza massima. Confrontando l'andamento della potenza applicata dall'inverter si scoprono infatti differenze minime.

Dato il basso contenuto di energia queste somiglianze non sono da imputare a una scarsa quantizzazione degli intervalli, ma vanno presi come sufficientemente precisi per essere interpretati in tale modo.

In tali casi il rapporto E/P passa da un minimo di 2 h a un massimo di 4 h. Anche nel caso migliore, quindi, esso non si avvicina al sopracitato valore di 6 h, pertanto il sistema possiede una potenza inutile, che non verrà mai utilizzata, avendo invece bisogno di un aumento dell'energia.

In definitiva il rapporto E/P è un buon indice per comprendere il buon dimensionamento del sistema. Un rapporto troppo lontano dai valori 6 e 10 indica un sistema mal dimensionato, che difficilmente sfrutterà al massimo una delle sue caratteristiche, sia essa la potenza piuttosto che l'energia.

Almeno per questa rete e per questi profili di carico. Uno studio interessante sarebbe quello volto a stabilire una qualche relazione tra il rapporto E/P e la rete, nonché il profilo di carico, tuttavia ciò esula dai propositi di questo lavoro di tesi.

In tutti questi casi studio è stata omessa l'analisi economica. Il caso migliore presenta una riduzione delle perdite piuttosto ridotta, e i ricavi non sono tali da giustificare l'investimento effettuato. Con questi valori di potenza ed energia la riduzione delle perdite è addirittura inferiore, pertanto è inutile fare una valutazione economica dell'investimento, dato che il rientro previsto avverrebbe ancora più avanti nel tempo rispetto a prima.

4.5 - Il caso base BT

La rete di bassa tensione non presenta configurazioni differenti da quella prevista. Sono, infatti, totalmente assenti componenti atti alla variazione dei collegamenti. La rete è esercita in maniera completamente radiale.

Tuttavia, la presenza/assenza del fotovoltaico (e, talvolta, la sua presenza concentrata) fa sì che anche in questo caso vi siano differenti casi da analizzare.

Senza la presenza del fotovoltaico i carichi richiedono 2,040 MWh e 1,264 MVarh, mentre la rete a monte deve fornire 2,099 MWh e 1,338 MVarh, a fronte di 0,059 MWh di perdite, pari al 2,89% dell'energia attiva richiesta dai carichi. Le linee richiedono una potenza reattiva di 0,074 MVarh.

La tensione maggiore durante la giornata si riscontra nel nodo 1, alle 2:00 (399,1 V), mentre la minore nel nodo più lontano, l'11, alle 20:00 (370,4 V).

L'andamento di tali tensioni si trova in figura 4-23.

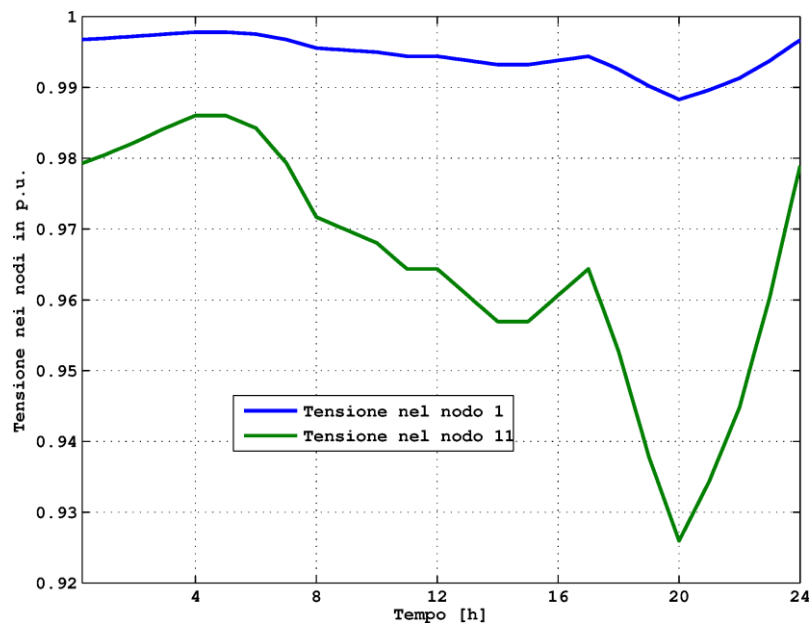


Figura 4-23 - Tensioni massime e minime nella rete di BT senza fotovoltaico.

Se si considera il profilo di generazione fotovoltaica introdotto nel precedente capitolo, con la potenza distribuita nei cinque nodi di carico, si hanno enormi cambiamenti. Dal punto di vista esterno, per qualche ora al giorno, la rete diventa attiva, erogando energia. Le perdite per contro aumentano notevolmente, passando al valore di 0,122 MWh e 0,148 MVarh, pari al 5,98% dell'energia richiesta dai carichi.

Dalla rete esterna sono acquistati 1,367 MWh, mentre vengono ceduti 1,740 MWh, con un saldo di 0,374 MWh ceduti alla rete, pari al 18,33% dell'energia dei carichi. Il fabbisogno dei carichi è coperto dall'acquisto di energia per il 67,01% del totale.

Per quanto riguarda l'auto-consumo di energia fotovoltaica, si ha una domanda pari a 714,19 kWh durante le ore di produzione, pari al 35,01% dell'energia dei carichi, e al 28,17% di quella generata dai pannelli.

La rete eroga ancora 1,412 MVarh. Non vi è, infatti, produzione di reattivo nella rete, e i carichi continuano ad averne bisogno per funzionare esattamente come prima.

Confrontando i valori di reattivo, si nota che la domanda dei carichi è appunto invariata, ma così non è per la fornitura della rete. Le perdite aumentano, aumentando in generale i transiti nelle linee.

La tensione massima in rete questa volta si manifesta nel nodo 9, alle 12:00, orario di punta del fotovoltaico (si è a 421,5 V), mentre non cambia nulla per la tensione minima, che rimane nel nodo 11 sempre alla stessa ora (il fotovoltaico non è più presente in quel momento, quindi non può cambiare questo valore).

Si possono trovare gli andamenti delle tensioni in figura 4-24.

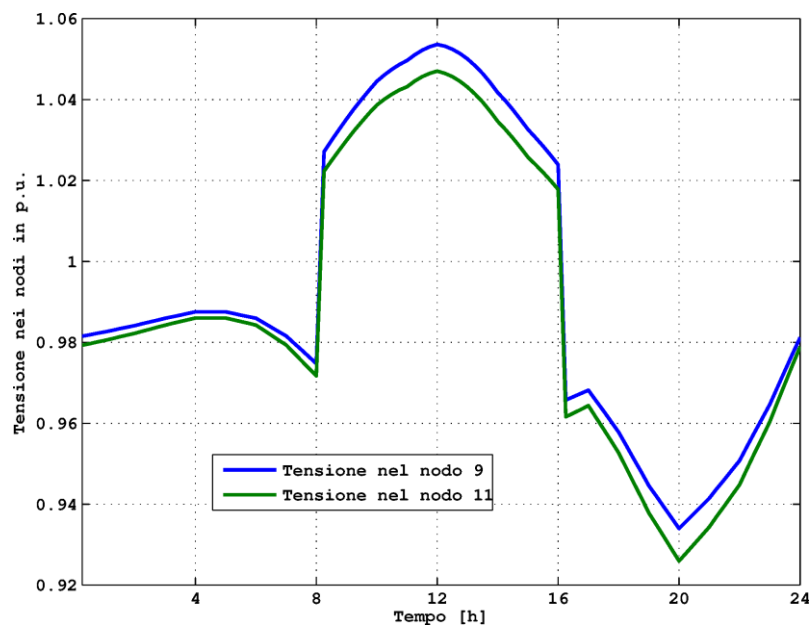


Figura 4-24 - Tensioni massime e minime nella rete di BT con profilo di generazione fotovoltaica distribuita.

Come si può vedere, l'andamento delle tensioni rispecchia perfettamente la presenza della generazione fotovoltaica nella rete, presentando un picco nelle ore centrali della giornata.

Infine, saranno esaminati due casi particolari di fotovoltaico concentrato in due nodi diversi: il nodo numero 3 e il nodo numero 11.

In entrambi questi due casi la tensione massima supera il valore limite di 1,1 in p.u.

Nel primo caso, l'energia viene immessa in un nodo vicino alla rete di alimentazione, coinvolgendo solo minimamente i carichi a valle. Per la precisione, ci si ritrova a dover regolare la tensione in modo da avere valori non troppo alti nei nodi vicini al 3, e non troppo bassi per i nodi lontani.

Nel secondo caso, invece, l'energia viene immessa distante dal nodo di saldo, pertanto tutti i nodi vengono influenzati da tale iniezione, vedendo crescere la tensione ma, per contro, registrando un netto aumento delle perdite.

L'accumulo verrà posto, nel primo caso, nel nodo 2, mentre nel secondo caso sarà nel nodo 10. In entrambi i casi, come già anticipato nel capitolo 3, paragrafo 3, le batterie non si trovano nello stesso nodo del fotovoltaico.

Si inizia col mostrare il caso con fotovoltaico inserito totalmente nel nodo 3.

Il valore delle perdite cresce notevolmente, passando a 0,269 MWh, valore pari al 13,19% dell'energia dei carichi, mentre le linee elettriche assorbono 0,142 MVarh. Questo perché tutta l'energia deve passare per un tratto di cavo non adeguatamente dimensionato (e probabilmente nemmeno pensato per tali potenze).

Con la presenza del fotovoltaico si prelevano dalla rete esterna ancora 1,367 MWh e si cedono 1,593 MWh, con un saldo complessivo di 0,227 MWh circa, pari all'11,13% dell'energia dei carichi. Non cambia molto la richiesta di reattivo, che rimane di 1,406 MVarh.

La tensione massima è ovviamente nel nodo 3, dove tutto il fotovoltaico è concentrato, e si presenta alle 12:00 (valore di 441,0 V), mentre la minima rimane sempre nel nodo 11, alle 20:00 (sempre 370,4 V).

L'andamento delle tensioni è in figura 4-25.

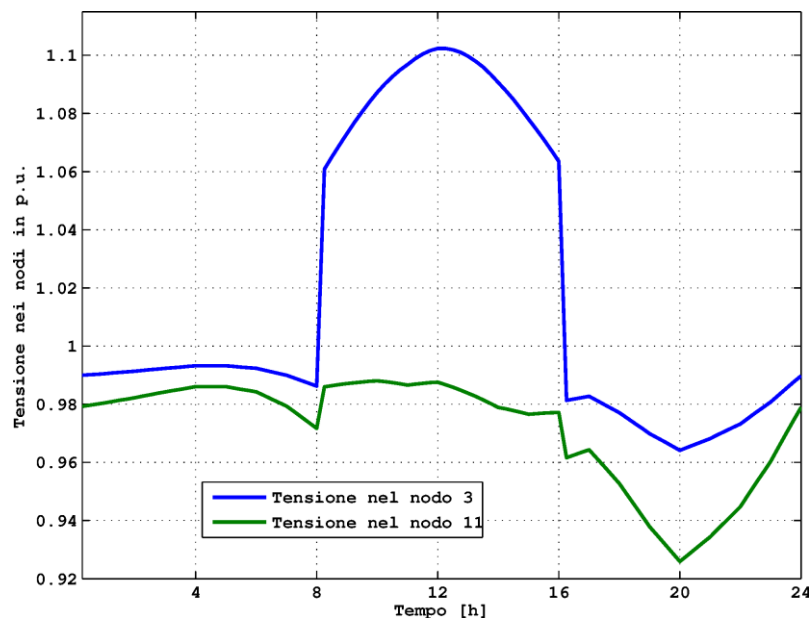


Figura 4-25 - Tensioni massime e minime nella rete di BT con profilo di generazione fotovoltaica concentrato nel nodo 3.

Ancora una volta, le tensioni rispecchiano l'andamento del fotovoltaico, ma a differenza di prima, l'incisione della generazione distribuita sulla tensione nel nodo 11 non è così forte, a causa della distanza elettrica dal punto di immissione dell'energia rinnovabile.

La violazione del limite superiore di tensione, seppur lieve, avviene per la durata di un'ora e mezza, dalle 11:15 alle 12:45.

Con il fotovoltaico nel nodo 11 le cose cambiano notevolmente. Le perdite passano al valore di 0,317 MWh, mentre le linee assorbono 0,237 MVarh, pari a ben il 15,54% dell'energia dei carichi, valore ancora più elevato del caso precedente. L'energia questa volta deve attraversare tutta la rete prima di raggiungere il nodo di saldo, causando perdite aggiuntive.

Sono prelevati dalla rete esterna sempre 1,367 MWh, mentre si cedono 1,545 MWh, con un saldo di 0,179 MWh verso la rete, pari all'8,77% del fabbisogno dei carichi.

Per il reattivo, sono forniti 1,501 MVarh, quindi meno energia attiva e più reattiva rispetto al caso precedente. Le perdite, infatti, sono aumentate, facendo diminuire l'energia che si è potuto inviare alla rete a monte, e aumentando invece la richiesta di reattivo.

La tensione massima è nel nodo 11, si presenta alle 12:00 e vale 452,92 V. Anche la tensione minima è nel nodo 11, siccome si manifesta al di fuori degli orari in cui il fotovoltaico genera energia, ed assume sempre il valore di 370,4 V alle 20:00.

L'andamento delle tensioni è in figura 4-26.

Mettendo il fotovoltaico concentrato nel nodo 11, l'influenza dell'iniezione di potenza attiva in rete non solo si sente maggiormente in tutti i nodi, ma determina una violazione del livello massimo di tensione più marcata rispetto al caso precedente in cui il fotovoltaico era concentrato nel nodo 3.

La tensione comincia a uscire dai limiti alle 9:30 del mattino, per rientrarvi alle 14:45, dopo 5 ore e 15 minuti al di sopra del valore 1,1 in p.u., con un andamento che ricalca perfettamente la generazione fotovoltaica.

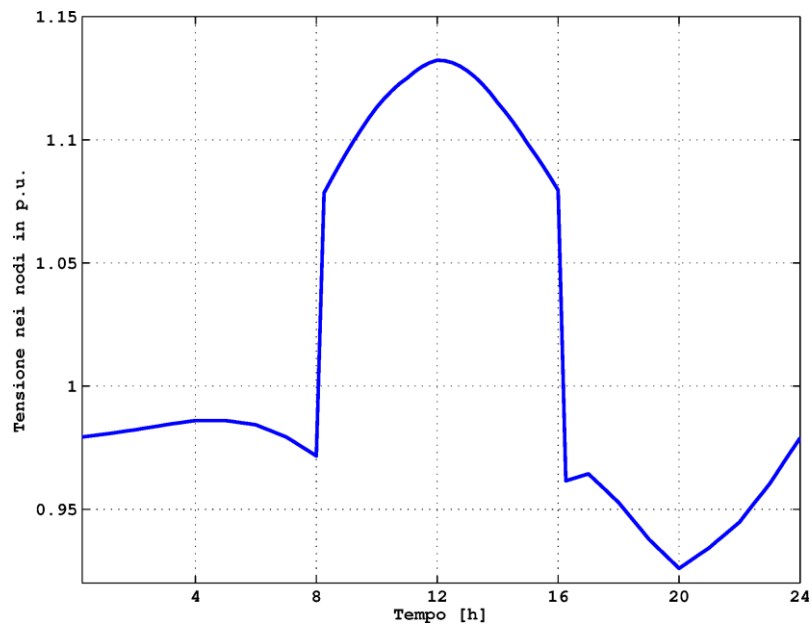


Figura 4-26 - Tensione massima e minima nella rete di BT con profilo di generazione fotovoltaica concentrato nel nodo 11.

In tutti e tre i casi con il fotovoltaico, la richiesta di energia della rete si è mantenuta costante pari a 1,367 MWh, indipendentemente dalla sua posizione. Questo perché si genera talmente tanta potenza da invertire immediatamente il flusso di energia in rete, limitando l'acquisto, di fatto, alle sole ore in cui non si produce energia solare. Il cambio di energia reimmessa in rete è invece dovuto alle perdite che, di volta in volta, cambiano secondo la modalità di installazione del fotovoltaico.

4.6 - Batterie nella rete BT senza fotovoltaico

Si presentano innanzitutto i risultati delle simulazioni relative ai casi in cui le batterie sono installate nei nodi 4, 6, 8, oppure 10 (il nodo 2 verrà analizzato in seguito per situazioni particolari).

I risultati sono elencati, nodo per nodo, nelle tabelle e nelle figure seguenti.

Nodo 4, andamento in figura 4-27:

Potenza - Energia [MW - MWh]	Perdite [kWh]	Riduzione assoluta [kWh]	Riduzione percentuale
0,025 – 0,1	57,13	1,98	3,36%
0,025 – 0,2	56,28	2,84	4,80%
0,025 – 0,3	56,08	3,04	5,14%
0,025 – 0,4	56,09	3,03	5,13%
0,025 – 0,5	56,07	3,04	5,15%
0,05 – 0,1	57,08	2,03	3,44%
0,05 – 0,2	55,82	3,29	5,57%
0,05 – 0,3	55,20	3,92	6,63%
0,05 – 0,4	54,99	4,13	6,98%
0,05 – 0,5	54,96	4,16	7,04%
0,075 – 0,1	57,08	2,03	3,44%
0,075 – 0,2	55,80	3,31	5,60%
0,075 – 0,3	55,07	4,05	6,85%
0,075 – 0,4	54,73	4,38	7,41%
0,075 – 0,5	54,65	4,47	7,56%

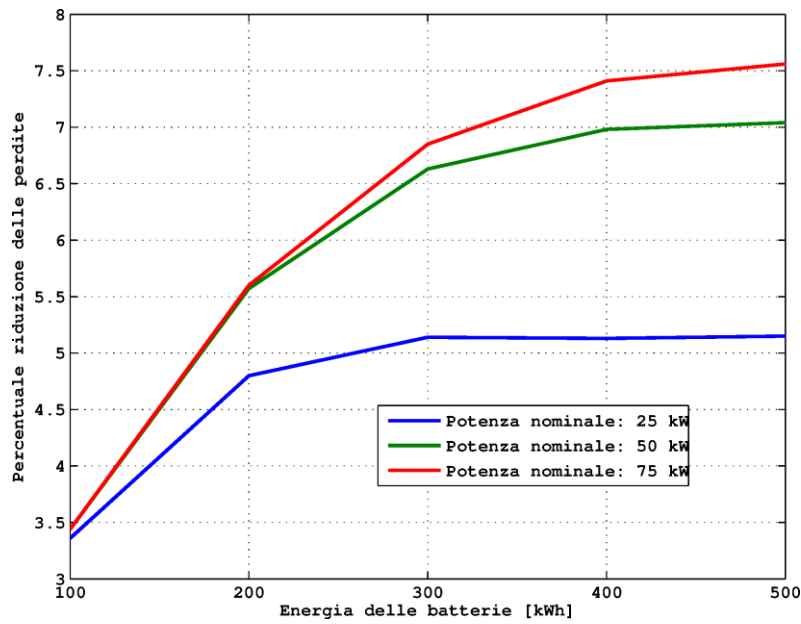


Figura 4-27 - Andamento della riduzione delle perdite nella rete di BT con le batterie nel nodo 4.

Nodo 6, andamento in figura 4-28:

Potenza - Energia [MW - MWh]	Perdite [kWh]	Riduzione assoluta [kWh]	Riduzione percentuale
0,025 – 0,1	56,42	2,69	4,56%
0,025 – 0,2	55,35	3,76	6,37%
0,025 – 0,3	55,16	3,96	6,69%
0,025 – 0,4	55,15	3,96	6,71%
0,025 – 0,5	55,16	3,96	6,70%
0,05 – 0,1	53,37	2,74	4,64%
0,05 – 0,2	54,84	4,28	7,24%
0,05 – 0,3	54,19	4,93	8,34%
0,05 – 0,4	54,06	5,06	8,56%
0,05 – 0,5	54,06	5,06	8,55%
0,075 – 0,1	56,37	2,74	4,64%
0,075 – 0,2	54,83	4,29	7,25%
0,075 – 0,3	54,11	5,01	8,47%
0,075 – 0,4	53,89	5,23	8,85%
0,075 – 0,5	53,89	5,23	8,85%

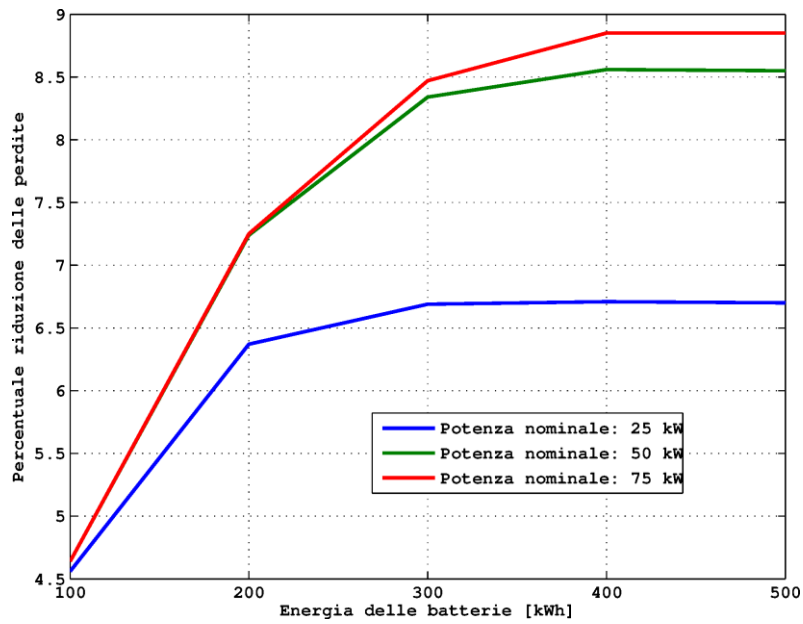


Figura 4-28 - Andamento della riduzione delle perdite nella rete di BT con le batterie nel nodo 6.

Nodo 8, andamento in figura 4-29:

Potenza - Energia [MW - MWh]	Perdite [kWh]	Riduzione assoluta [kWh]	Riduzione percentuale
0,025 – 0,1	56,00	3,11	5,27%
0,025 – 0,2	54,97	4,15	7,02%
0,025 – 0,3	54,90	4,22	7,14%
0,025 – 0,4	54,89	4,22	7,15%
0,025 – 0,5	55,90	4,22	7,14%
0,05 – 0,1	55,97	3,14	5,32%
0,05 – 0,2	54,58	4,54	7,68%
0,05 – 0,3	54,22	4,90	8,28%
0,05 – 0,4	54,22	4,90	8,28%
0,05 – 0,5	54,22	4,90	8,28%
0,075 – 0,1	55,97	3,14	5,32%
0,075 – 0,2	54,58	4,54	7,68%
0,075 – 0,3	54,23	4,89	8,27%
0,075 – 0,4	54,21	4,91	8,30%
0,075 – 0,5	54,21	4,91	8,31%

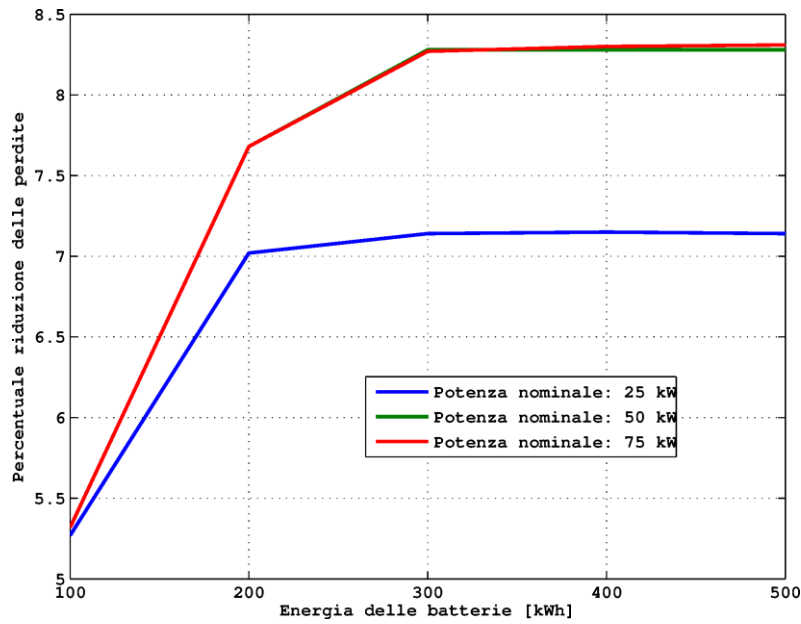


Figura 4-29 - Andamento della riduzione delle perdite nella rete di BT con le batterie nel nodo 8.

Nodo 10, andamento in figura 4-30:

Potenza - Energia [MW - MWh]	Perdite [kWh]	Riduzione assoluta [kWh]	Riduzione percentuale
0,025 – 0,1	55,92	3,20	5,41%
0,025 – 0,2	54,93	4,18	7,08%
0,025 – 0,3	54,90	4,22	7,13%
0,025 – 0,4	54,89	4,23	7,15%
0,025 – 0,5	54,89	4,22	7,14%
0,05 – 0,1	55,90	3,22	5,45%
0,05 – 0,2	54,59	4,53	7,66%
0,05 – 0,3	54,35	4,77	8,07%
0,05 – 0,4	54,35	4,77	8,07%
0,05 – 0,5	54,35	4,77	8,07%
0,075 – 0,1	55,90	3,22	5,45%
0,075 – 0,2	54,59	4,53	7,66%
0,075 – 0,3	54,35	4,77	8,06%
0,075 – 0,4	54,35	4,77	8,07%
0,075 – 0,5	54,35	4,77	8,07%

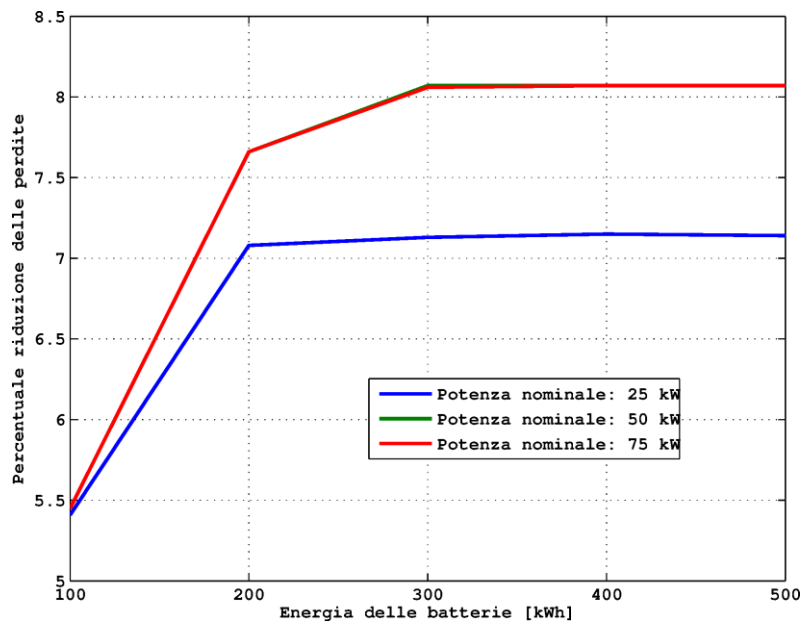


Figura 4-30 - Andamento della riduzione delle perdite nella rete di BT con le batterie nel nodo 10.

Si noti come il nodo migliore per la riduzione delle perdite sia il 6.

Saranno esaminati ora i casi interessanti relativi alla BT.

4.7 - BT_6_N(0,075-0,5), il caso migliore in BT

Il caso migliore per quanto riguarda la BT presenta le batterie installate nel nodo 6. Il valore delle perdite è di 54,35 kWh, con una riduzione di 5,23 kWh, pari al 8,85 % rispetto al caso base, e allo 0,26% dell'energia dei carichi.

Prima di entrare nel dettaglio dello studio di questo caso, vale la pena domandarsi come mai la posizione migliore per le batterie non sia il nodo 10, che equivarrebbe ad una alimentazione ai due estremi, ma appunto questo nodo. Osservando i carichi si nota come quelli maggiori siano nei nodi 5 e 7. Se poi si calcola il baricentro dei carichi, si scopre che esso è situato a 182,55 m dall'inizio della linea, ovvero appena 7 metri e mezzo dopo il nodo 6. Pertanto, i migliori risultati si ottengono proprio in questo nodo.

Durante la giornata il baricentro dei carichi non tende a spostarsi, siccome tutti i carichi si modificano nelle stesse proporzioni, secondo lo stesso profilo.

La potenza massima viene impiegata durante la fase di scarica, dalle 19:30 alle 20:15.

E' interessante notare la differenza di comportamento rispetto al caso migliore in MT, dove la potenza massima era impiegata durante la fase di carica, mentre qui la potenza massima che viene utilizzata per caricare le batterie arriva appena al valore di 41,5 kW, pari al 55% circa del totale.

Calcolando il valor medio delle potenze impiegate dall'inverter si ottiene il valore di 26,4 kW, pari al 35,2% della potenza nominale.

Se si confronta però l'andamento della potenza impiegata dall'inverter nel caso a potenza inferiore si scopre che il fattore limitante è proprio il valore della potenza. S'impiega, infatti, il valore di 50 kW dalle 18:30 alle 20:15, sempre in fase di scarica, con un valore medio di potenza impiegata di 24,4 kW, pari al 48,8% della nominale (si vedano i due andamenti a confronto in figura 4-31). Con questo profilo di carico, e questa rete, sono richieste potenze lievemente più elevate, in proporzione, rispetto alla MT.

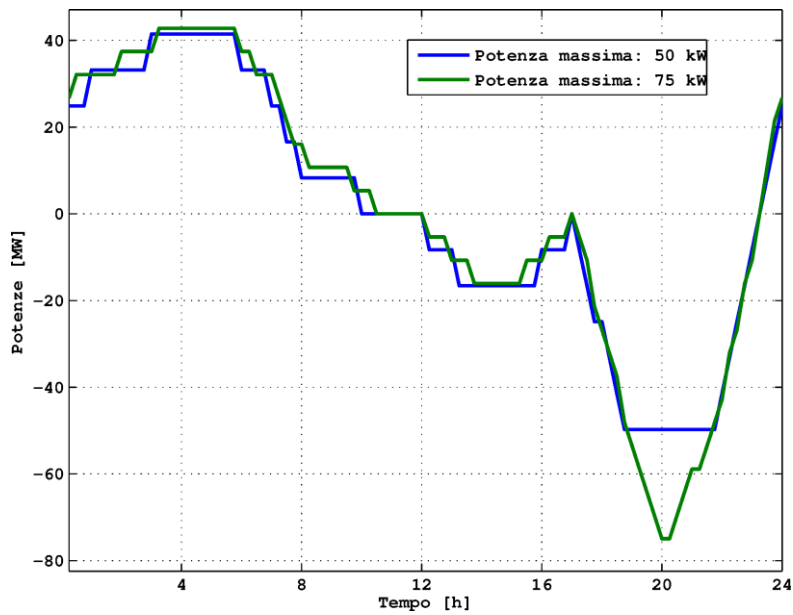


Figura 4-31 - Potenze applicate dall'inverter a confronto nei casi BT_6_N(0,05-0,5) e BT_6_N(0,75-0,5).

L'andamento dello SDC (figura 4-32) durante il giorno presenta una generica gobba centrale, con un brusco abbassamento nelle ultime ore della giornata.

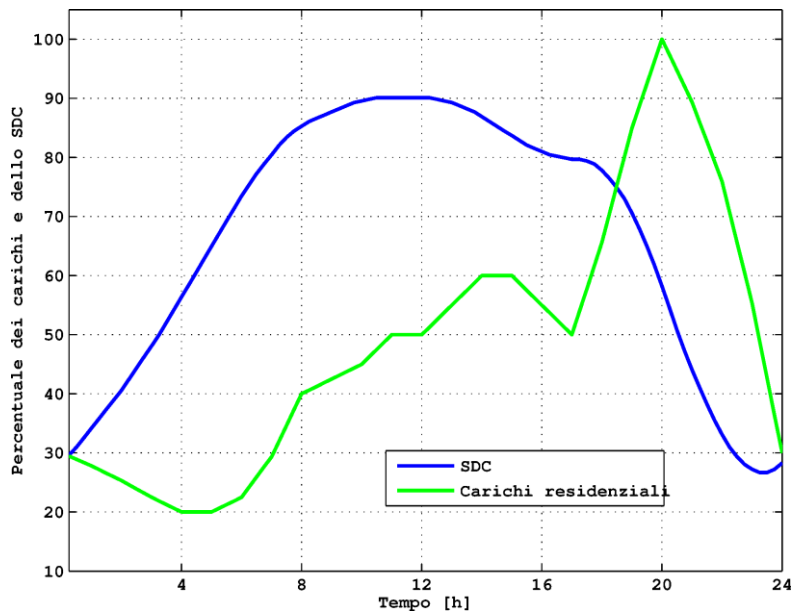


Figura 4-32 - Andamento dello SDC nel caso BT_6_N(0,75-0,5).

Il valore iniziale di carica delle batterie è del 29%, mentre il picco, di valore pari a circa il 90%, è raggiunto alle 10:15 del mattino. Le batterie si scaricano fino a raggiungere il valore di carica pari al 27% alle 23:00, per risalire fino al 28% nei tre quarti d'ora rimanenti.

Si noti come lo SDC venga inizialmente intaccato al presentarsi del primo massimo relativo del carico.

Scomponendo il ciclo secondo l'algoritmo di rainflow s'identificano tre parti che costituiscono l'andamento principale.

In questo caso sono presenti tre cicli percorsi tutti per metà, di cui due molto vicini in ampiezza e media. Come sempre, è presente un ciclo di ampiezza molto contenuta che rappresenta la risalita dello SDC finale (si vedano le figure 4-33 e 4-34).

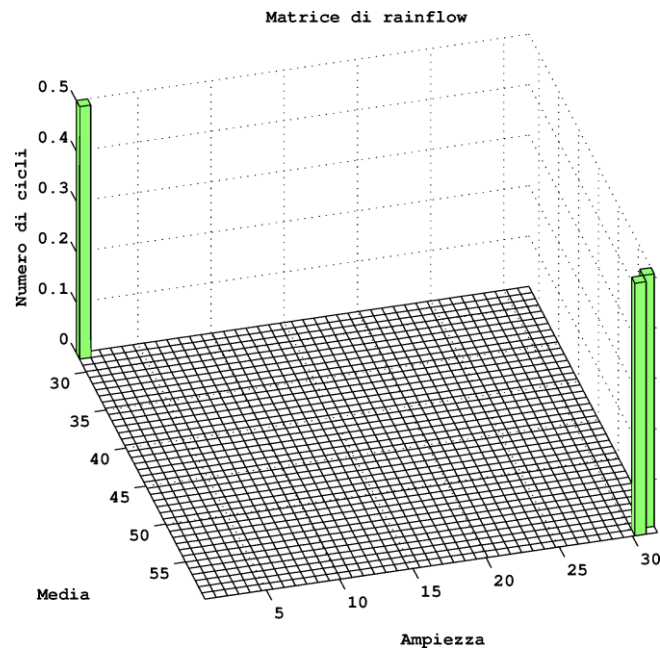


Figura 4-33 - Medie e ampiezze dei sotto-cicli nel caso BT_6_N(0,75-0,5).

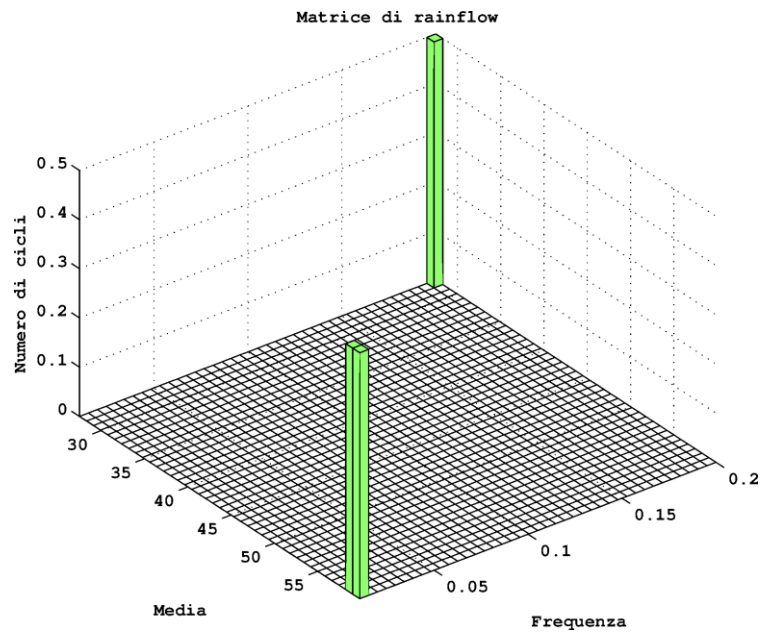


Figura 4-34 - Medie e frequenze dei sotto-cicli nel caso BT_6_N(0,75-0,5).

Ritornando sul discorso del rapporto E/P, in questo caso si ha il valore di 6,67 h, simile a quello trovato in MT, dove il sistema tendeva a lavorare tra le 6 h e le 10 h.

Economicamente parlando, un risparmio di 5,23 kWh giornalieri corrisponde a 1255,2 kWh annui, e ad un prezzo di 86,99 €/MWh si ha un risparmio annuo di 109,19 € circa.

I costi per l'installazione di 500 kWh di batterie sono riportati nella tabella sottostante, insieme al risparmio atteso.

Tecnologia	Vita attesa	Costo batterie	Ammortamento annuo	Risparmio annuo
sali di vanadio	20 anni	227500 €	11375 €	2183,80 €
piombo – acido	5 anni	65000 €	13000 €	545,95 €
sodio - cloruro	5 anni	200000 €	40000 €	545,95 €

Valgono sempre tutte le considerazioni sui costi compiute per la MT.

4.8 - Miglior incremento di riduzione delle perdite

Confrontando tra loro i casi $BT_6_N(0,075-0,1)$ e $BT_6_N(0,075-0,2)$ si scopre come l'aumento di energia di 100 kWh crei il più grande incremento della riduzione delle perdite. L'investimento migliore quindi si realizza qui.

Si passa da 2,74 kWh a ben 4,29 kWh in meno nelle perdite, ovvero dal 4,64% al 7,25% sul totale, pari ad un incremento del 2,61%. Confrontandosi con l'energia dei carichi, si parla di un incremento dello 0,08%, arrivando con il valore delle perdite finale al valore dello 0,21% dell'energia dei carichi.

Se si osservano le potenze impiegate dall'inverter nei due casi (figura 4-35), si nota immediatamente come, qualitativamente, si hanno gli stessi andamenti, ma con picchi accentuati nel caso con 200 kWh. Il vincolo, in questo caso, non è sulla potenza massima, ma sull'energia. Si passa dai 40,4 kW delle 20:00 nel primo caso, ai 62,1 kW del secondo. In ambo i casi s'impiega tale potenza nella fase di scarica, confermando l'andamento del caso migliore (che comunque appartiene alla stessa "famiglia", per così dire).

Se si calcola poi la media delle potenze nei due casi, si ottengono i valori di 7,4 kW e 14,1 kW. Entrambi i valori sono molto bassi rispetto alla potenza nominale del sistema, arrivando nel migliore dei casi al 18,8%, ma colpisce che il secondo valore è addirittura doppio del primo, altro indice che il vincolo non è rappresentato dalla potenza ma dall'energia. Aumentando l'energia, infatti, il programma sfrutta la potenza che gli viene messa a disposizione, altrimenti essa rimane inutilizzata.

Anche il confronto dei diversi andamenti giornalieri di SDC conferma che il vincolo è sull'energia e non sulla potenza. Entrambi, infatti, presentano valori di partenza e di arrivo praticamente uguali, picchi molto vicini e di uguale valore, e punti di intersezione che cadono nello stesso istante temporale di impiego delle potenze massime in carica e scarica, segno che si usa l'energia in modo da poter avere una certa potenza disponibile in un dato istante (figura 4-36).

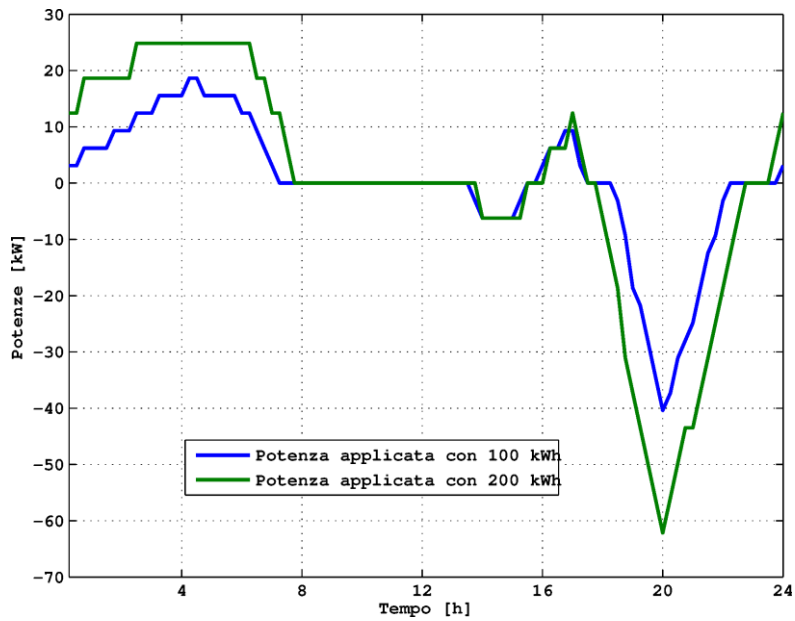


Figura 4-35 - Potenze applicate dall'inverter nei casi BT_6_N(0,075-0,1) e BT_6_N(0,075-0,2).

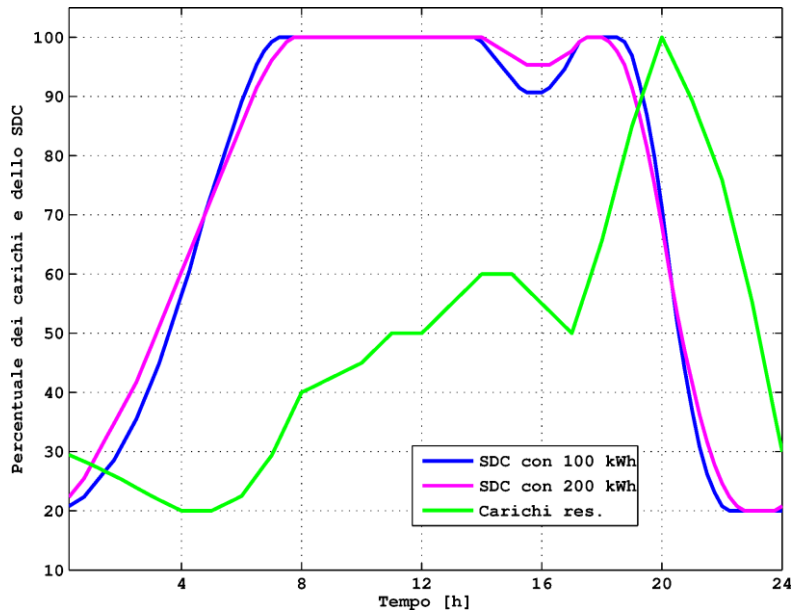


Figura 4-36 - Andamento dello SDC nei casi BT_6_N(0,075-0,1) e BT_6_N(0,075-0,2).

La forma generale ricalca comunque l'andamento presente anche nel caso migliore, ma con le curve più accentuate, data la minore disponibilità di energia, riportando la consueta forma a gobba di cammello. Nuovamente, c'è una lieve ripresa dello SDC verso la fine della giornata.

Il valore di partenza si aggira attorno al 21% circa per i due casi, mentre quello finale è circa del 20%. Il fatto che il valore massimo sia proprio del 100% conferma, ancora una volta, che per un'ulteriore riduzione delle perdite è necessario un incremento di energia.

In entrambi i casi, il picco di carica è raggiunto circa verso le 6:45 del mattino, e dopo una breve fase di scarica iniziata circa alle 13:30 viene nuovamente raggiunto verso le 17:15.

L'analisi dei cicli compiuta con l'algoritmo di rainflow ha evidenziato quattro parti. Di queste quattro, le più significative sono molto simili, tant'è che nel secondo caso si fatica a distinguerle. L'unico ciclo percorso per intero è quello che modella la fase di scarica e carica tra i due massimi giornalieri, le altre componenti sono percorse per metà. Nelle figure 4-37 3 4-38 sono presentate le composizioni dei cicli che si riferiscono al secondo caso.

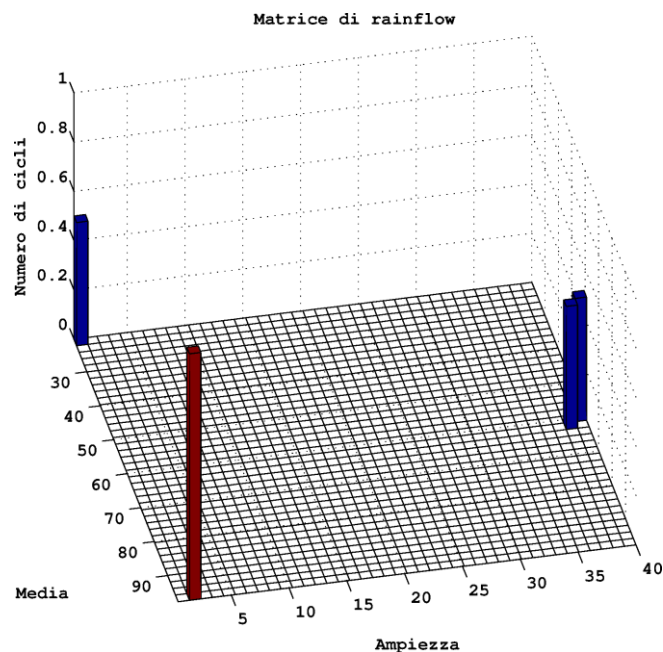


Figura 4-37 - Media e ampiezza dei sotto-cicli nel caso BT_6_N(0,075-0,2).

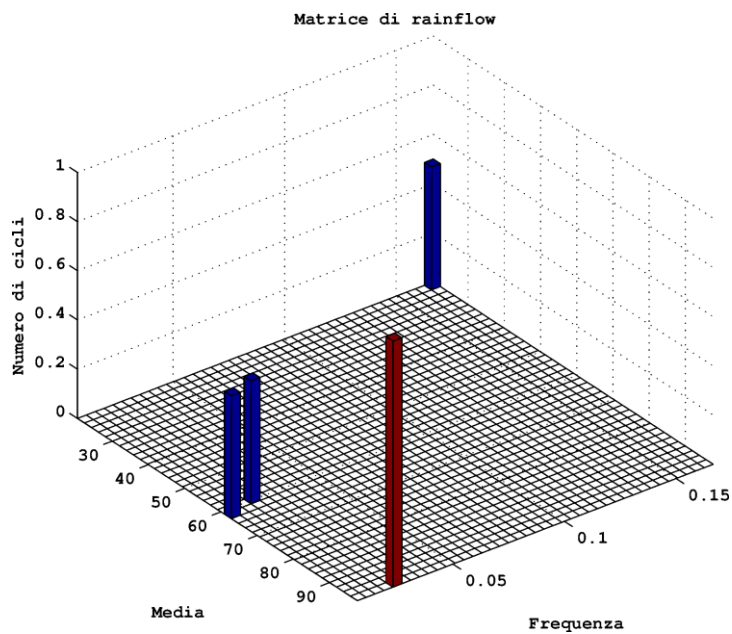


Figura 4-38 - Media e frequenza dei sotto-cicli nel caso $BT_6_N(0,075-0,2)$.

Esaminando il rapporto E/P in questi due casi, si ottengono i valori di 2,48 h nel primo caso e 3,22 h nel secondo (parlando di rapporti effettivi, ovviamente). Come si può notare, vi è un avvicinamento al valore caratteristico del caso migliore, in linea con le simulazioni precedenti.

Nonostante il caso $BT_6_N(0,075-0,2)$ fornisca ricavi minori rispetto al caso con la riduzione assoluta delle perdite maggiore, esso è, in proporzione, migliore, siccome l'investimento per le batterie è nettamente inferiore. Tuttavia, l'analisi economica continua ad essere superflua, essendo tali ricavi ugualmente irrisori rispetto al capitale investito.

4.9 - Caso $BT_{10_D}(0,075-0,5)$, il caso migliore con il fotovoltaico distribuito

Nonostante i cambiamenti notevoli introdotti dal fotovoltaico nella rete, le simulazioni con esso non aggiungono nulla di nuovo sull'utilizzo delle batterie come mezzo di riduzione delle perdite, pertanto saranno analizzati solamente alcuni casi particolari.

Si esaminerà il caso $BT_{10_D}(0,075-0,5)$, in cui si è semplicemente aggiunto il profilo fotovoltaico distribuito nei cinque nodi di carico, che si ricordano essere il 3, il 5, il 7, il 9 e l'11.

Se si ricalcola il baricentro dei carichi con la presenza della generazione fotovoltaica distribuita, si scopre che esso si sposta di soli 7 metri circa verso il fondo della linea, non molto lontano dal caso senza fotovoltaico, tuttavia i risultati migliori con le batterie non si ottengono più nel nodo 6, ma nel nodo 10, come si può osservare in figura 4-39, e nella tabella sottostante, riportante i valori delle perdite installando le batterie nei nodi 4, 6, 8 e, appunto, 10.

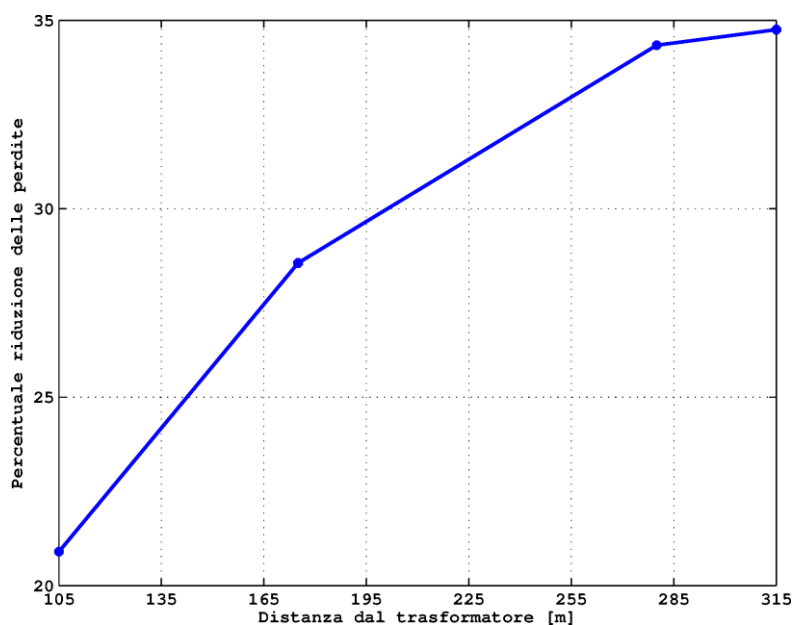


Figura 4-39 - Andamento della riduzione delle perdite nella rete BT, in presenza di fotovoltaico distribuito, con le batterie nei vari nodi.

Pot. – En. [MW – MWh]	Nodo	Perdite [kWh]	Riduzione assoluta	Riduzione percentuale
0,075 – 0,5	4	96,66	25,54	20,90%
0,075 – 0,5	6	87,31	34,90	28,56%
0,075 – 0,5	8	80,24	41,96	34,34%
0,075 – 0,5	10	79,74	42,47	34,75%

Portando fino in fondo l'analogia meccanica del baricentro dei carichi si può spiegare il fatto che la maggior riduzione delle perdite non si ha nel nodo 6, ma nel nodo 10. Se si considera la linea come un'asta rigida, in questo momento sono applicate due forze discordi, una corrispondente ai carichi ed un'altra corrispondente al fotovoltaico, che creano, rispetto a uno dei due estremi dell'asta, due momenti rotanti discordi. Con le potenze applicate dall'inverter, il punto migliore per annullare completamente il momento totale, come vorrebbe il secondo principio della statica, non è nei pressi del nodo 6, ma si trova ben più in fondo rispetto alla linea. Pertanto, i migliori risultati si hanno nel nodo 10.

Quindi, in questa configurazione le perdite scendono rispetto al caso base di ben 42,47 kWh, pari al 2,08% dell'energia richiesta dai carichi.

Si osservi la potenza applicata dall'inverter, in figura 4-40. Il valore massimo viene raggiunto sia in carica che in scarica, e viene utilizzato per diverse ore al giorno tra le 11 e le 13, e tra le 19 e le 20:15. Andamenti di questo tipo indicano che si potrebbero diminuire ulteriormente le perdite aumentando la taglia dell'inverter e delle macchine in generale.

Se si calcola la media delle potenze impiegate, si ottiene il valore di 34,10 kW, pari al 45,48% della potenza nominale.

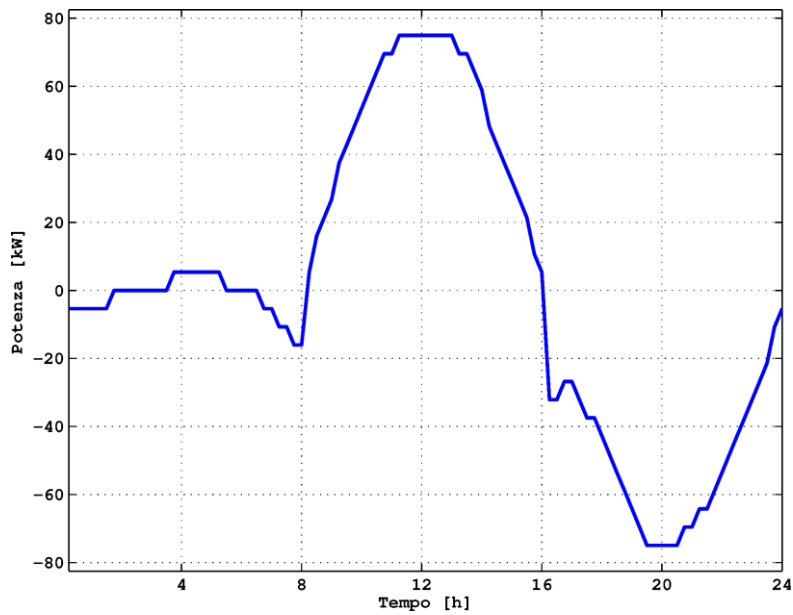


Figura 4-40 - Potenza applicata dall'inverter nel caso BT_10_D(0,075-0,5).

Se si osserva l'andamento dello SDC, in figura 4-41, si nota come l'utilizzo delle batterie sia in realtà molto standard. Esse vengono caricate da quando inizia la fase di produzione di energia solare e vengono scaricate appena essa termina.

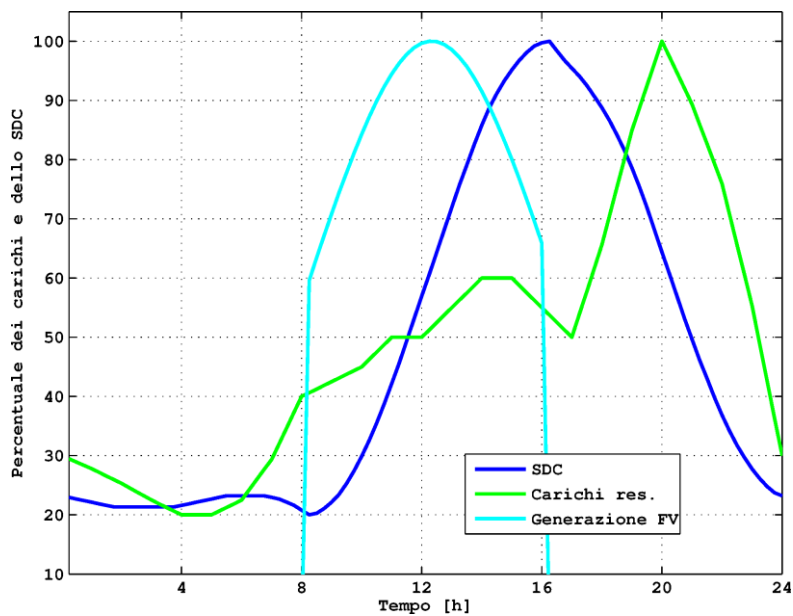


Figura 4-41 - Andamento dello SDC nel caso BT_10_D(0,075-0,5).

Il valore iniziale dello SDC è di 22,94%, il massimo è raggiunto alle 16:00, toccando proprio il 100%, mentre il minimo, pari proprio al 20%, si trova alle 8:00 del mattino. Il valore finale è del 23,21%.

Con l'algoritmo di rainflow si evidenzia la presenza di ben cinque sotto-cicli (figure 4-42 e 4-43), alcuni molto simili tra di loro. Ben tre hanno una media che si assesta intorno al valore di 22, e rappresentano l'andamento iniziale, con lievi cariche e scariche. L'ampiezza è perfettamente trascurabile. Essendo molto vicini, sono riconosciuti dalla matrice del programma come un ciclo unico percorso per una volta e mezzo, ma in realtà sono tre cicli differenti, percorsi per metà.

I restanti due cicli invece hanno un valore medio di 60, e sono quelli che rappresentano i due cicli maggiori di carica e scarica, comprendenti il picco. Appaiono molto simili in entrambe le figure, e sono percorsi sempre per metà.

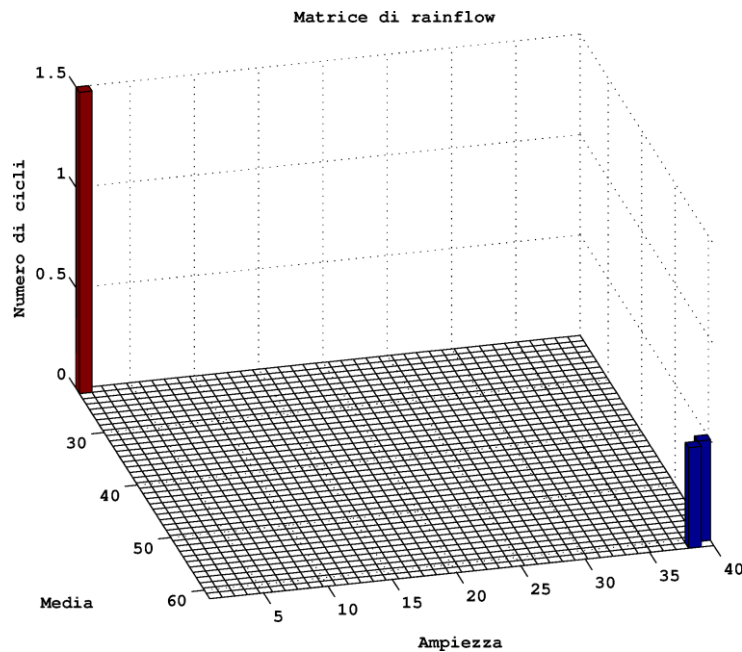


Figura 4-42 - Media e ampiezza dei sotto-cicli nel caso BT_10_D(0,075-0,5).

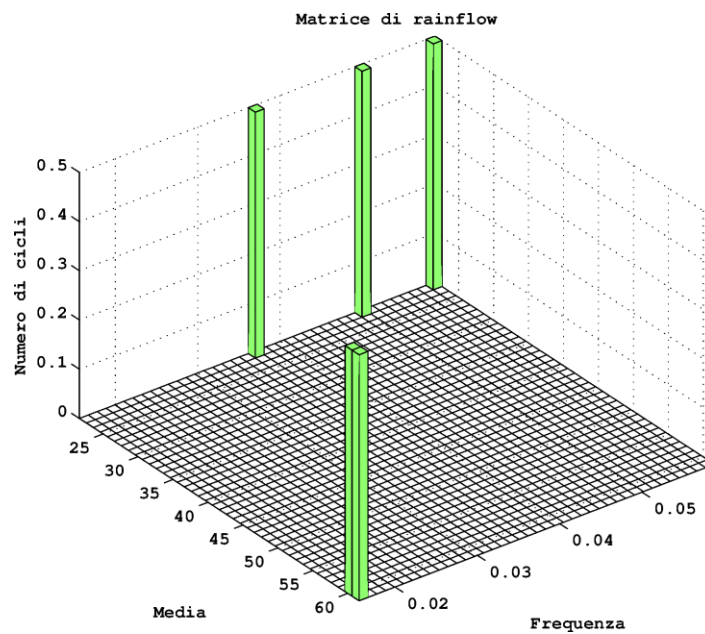


Figura 4-43 - Media e frequenza dei sotto-cicli nel caso BT_10_D(0,075-0,5).

Dato che la potenza viene impiegata fino al valore massimo, il rapporto E/P assume il valore nominale di 6,67 h, vicino a quello dei casi migliori.

In figura 4-44 si possono vedere gli andamenti della potenza con e senza batterie a confronto.

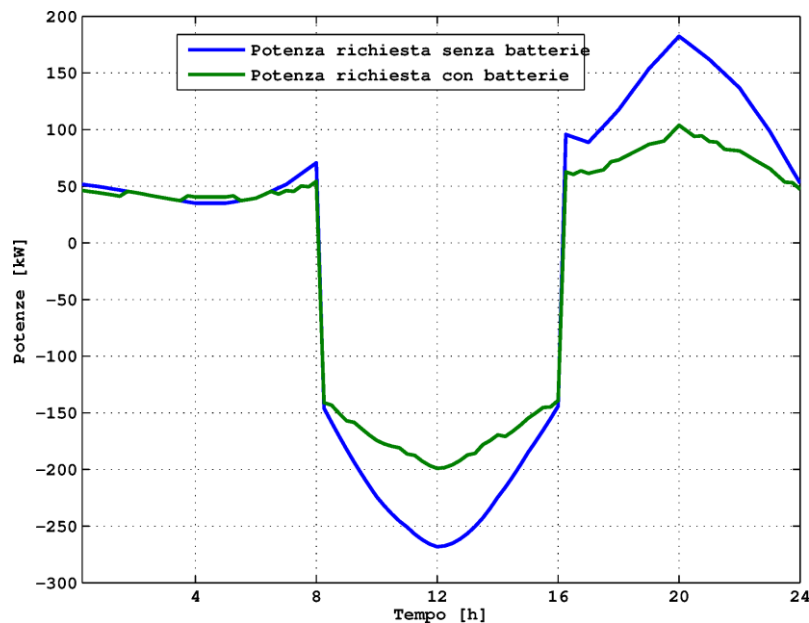


Figura 4-44 - Differenza nei prelievi tra il caso base e il caso BT_10_D(0,075-0,5).

Si acquistano, in questo caso, 0,952 MWh dalla rete, e si cedono 1,368 MWh, un saldo di 0,416 MWh ceduti, contro i 1,367 MWh acquistati e i 1,740 MWh ceduti del caso base. Si acquistano quindi 0,416 MWh in meno al giorno, pari al 20,39% dell'energia totale dei carichi.

La potenza massima toccata assume il valore di 103,8 kW in prelievo e di 199,1 kW in cessione, contro i valori del caso base di 182,4 kW e di 236,7 kW rispettivamente. Ancora si noti come le batterie riducono i picchi di potenza, permettendo di sottodimensionare i componenti in rete.

Infine, confrontando l'energia immessa in rete con e senza le batterie nei momenti di generazione fotovoltaica, si registra un aumento dell'energia auto-consumata di ben 372,12 kWh.

Con il fotovoltaico distribuito nei cinque nodi di carico non è necessario alcun intervento per contenere le tensioni entro i limiti prefissati. Sta di fatto che le batterie, comunque, eseguano una regolazione della stessa. In figura 4-45 è riportato l'andamento, durante la giornata, della tensione nel nodo 11.

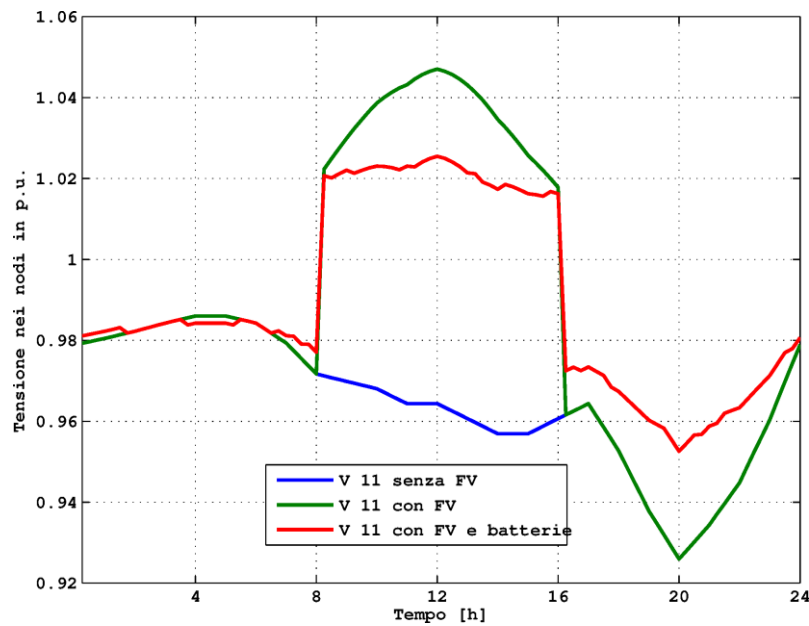


Figura 4-45 - Tensione nel nodo 11 senza fotovoltaico, con fotovoltaico e con le batterie del caso BT_6_D(0,075-0,05).

Esattamente come con la potenza dei carichi, le batterie cercano di ridurre i picchi della tensione. L'andamento lievemente frastagliato è segno di una regolazione discreta della potenza delle batterie.

La cosa è interessante in quanto, esplicitamente, alle batterie non è richiesto di effettuare alcuna regolazione di tensione. E' questo, infatti, un effetto secondario, ottenuto tramite le varie iniezioni di potenza attiva.

Come detto nel capitolo 4, paragrafo 7, l'introduzione del profilo fotovoltaico non introduce nulla di nuovo nella gestione delle batterie. Tuttavia, dato che i ricavi in questo caso risultano nettamente superiori, tali da essere confrontabili con l'investimento, ha senso svolgere un'analisi economica più dettagliata.

Oltre alla riduzione delle perdite, si ha:

- Maggiore autoconsumo di energia fotovoltaica in loco. Con le batterie che si caricano durante le ore di produzione solare, meno energia viene immessa in rete. Il quinto conto energia prevede una tariffa premio, pari a 60 €/MWh per l'energia autoconsumata.

- Diminuzione dell'energia acquistata dalla rete. Il problema del fotovoltaico è che, spesso, la produzione non è sincrona con il prelievo. Con le batterie, l'energia prodotta nelle ore centrali viene rilasciata durante i periodi di richiesta da parte dei carichi, diminuendo la quantità di energia prelevata dalla rete.
- Aumento del saldo energia acquistata/venduta alla fine della giornata, incrementando ulteriormente i guadagni, sempre grazie alle tariffe del quinto conto energia, di 142 €/MWh.

Va notato che, se si considera la diminuzione di energia acquistata, non ha senso contare le perdite, dato che tale diminuzione è frutto anche della diminuzione delle perdite stesse.

E' necessario, ora che le entrate sono dello stesso ordine del costo degli investimenti, prendere in considerazione ulteriori elementi. Per prima cosa sarà introdotto un tasso d'interesse del 2,05%, per il calcolo del VAN. Inoltre, s'introduce anche un rendimento del gruppo convertitore-batterie, pari a 0,97. Per una quantità di energia E prelevata dalla rete, si vedrà una restituzione di energia pari al suo 97%.

Quindi, per quanto riguarda questo caso, si hanno le seguenti entrate:

- 42,47 kWh di perdite in meno ogni giorno, ovvero 10,19 MWh all'anno, pari a 886,67 €/anno.
- 414,60 kWh acquistati in meno al giorno, ovvero 99,84 MWh in meno all'anno, pari a 8685,08 €/anno.
- 372,12 kWh auto-consumati in più rispetto al caso base ogni giorno, ovvero 89,31 MWh all'anno, pari a 7768,97 €/anno.
- 42,47 kWh ceduti alla rete in più rispetto al caso base, ovvero 10,20 MWh all'anno, pari a 1447,38 €/anno.

L'aumento della differenza finale di energia venduta ed acquistata dalla rete non è casuale, ma è esattamente identico alle perdite. Le batterie, come già detto e com'è logico supporre, completano ogni giornata con un saldo energetico nullo, cioè non immagazzinano di più o di meno

di quanto cedono. Pertanto, l'aumento di energia auto-consumata, che determina una diminuzione di energia ceduta alla rete, fa diminuire l'energia acquistata da quest'ultima nella stessa misura (a meno del rendimento energetico del gruppo batterie-convertitore, di cui si è detto in precedenza), non modificando, di fatto, il saldo a fine giornata. Solo la diminuzione delle perdite incide su questa differenza.

Il calcolo del risparmio totale in questo caso non è così semplice come potrebbe sembrare. Innanzitutto, come già anticipato, la diminuzione di energia acquistata dalla rete comprende di per sé la diminuzione delle perdite, siccome si parla comunque di energia non acquistata. In secondo luogo, il rendimento del gruppo andrebbe considerato per l'energia restituita dalle batterie, quindi a quella parte di energia restituita ai carichi, non alle perdite e nemmeno all'incremento dell'auto-consumo. Pertanto, fatti i dovuti calcoli, si risparmiano 15229,02 € l'anno.

In tabella si trovano i confronti tra l'intera somma attualizzata e l'investimento.

Tecnologia	Vita attesa	Costo batterie	Ammortamento annuo
sali di vanadio	20 anni	227500 €	11375 €
piombo – acido	5 anni	65000 €	13000 €
sodio - cloruro	5 anni	200000 €	40000 €

In figura 4-46 si vede come il rientro dell'investimento per le batterie al piombo-acido avviene entro i cinque anni, mentre per le batterie al sodio-cloruro servono poco meno di diciotto anni. Non v'è rientro per le batterie ai sali di vanadio.

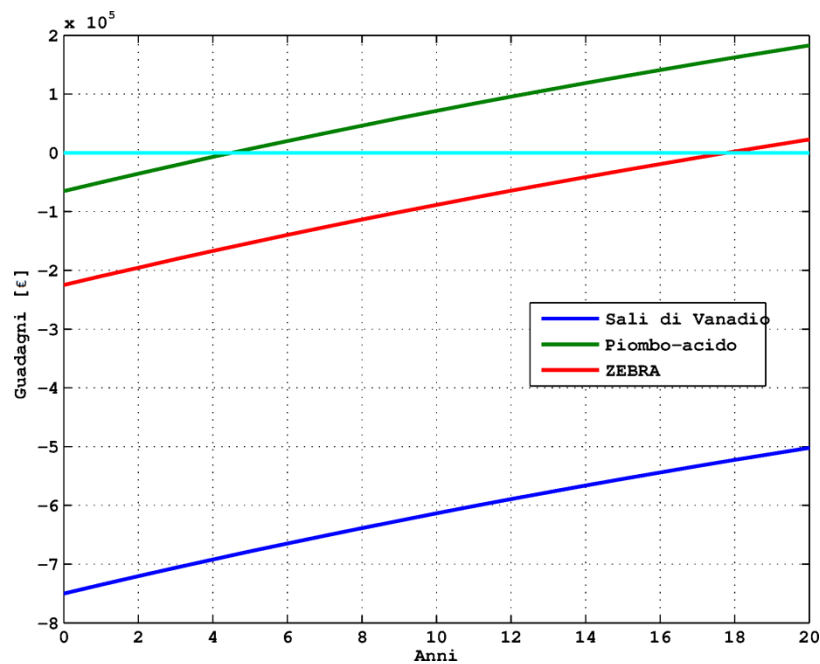


Figura 4-46 - VAN per l'investimento nel caso BT_10_D(0,075-0,5).

Vale la pena, però, ricordare alcuni particolari: innanzitutto, non è ancora stato considerato l'eventuale costo dell'installazione necessaria perché l'impianto possa funzionare. Questo avrà certamente un impatto economico negativo sulla valutazione finale.

Per contro, non si è considerato anche che, con le batterie, le potenze massime in gioco scendono, permettendo non solo di acquistare macchine meno costose, ma anche, se si considera la rete come proprietà di un privato e i carichi come quelli posizionati in un'azienda o simili, di stipulare contratti meno onerosi con il fornitore.

Va inoltre aggiunto che, nonostante la funzione obiettivo impostata nel programma sia quella di riduzione delle perdite, esse fungono autonomamente anche da "volano", sincronizzando parzialmente la richiesta di potenza con la produzione non programmabile, aumentando la convenienza di tali impianti.

4.10 - Caso BT_2_3(0,05-0,1), batterie e fotovoltaico concentrato a inizio linea

Il presente caso, insieme al successivo, sarà analizzato per la particolare configurazione della rete. Tutta la generazione fotovoltaica è stata messa in un unico nodo, precisamente il 3, in modo da avere, durante la giornata, i vincoli sul valore massimo di tensione violati.

L'uso delle batterie nel nodo 2 non solo riduce le perdite in rete, ma rende anche possibile esercire il sistema mantenendo le tensioni entro i limiti.

La cosa interessante di questa configurazione è che le batterie non sono installate nello stesso nodo di generazione fotovoltaica. Questo fa pensare che non sia necessario che sia l'utente ad installare tali apparecchiature. Non solo. Altri utenti potrebbero allacciarsi alla rete, in nodi adiacenti, fornendo a loro volta energia, e il gestore non dovrebbe provvedere all'installazione di ulteriori impianti, dato che ne ha già realizzato uno. Al massimo bisognerebbe ampliare quello già presente, al posto di realizzare un nuovo impianto per ogni centro di produzione fotovoltaico.

Tutto questo si concretizza in un possibile e futuro servizio da parte del gestore della rete elettrica: l'installazione di batterie per permettere ai diversi consumatori di installare, a loro volta, degli impianti fotovoltaici di una certa entità.

In questo caso le perdite diminuiscono rispetto al caso base di poco, solo 4,22 kWh, pari al 1,57% delle perdite, e dello 0,21% sull'energia dei carichi.

Dall'esame dei grafici si ottiene che il picco di potenza impiegata in carica è pari a 40 kW, con valori positivi concentrati soprattutto intorno a mezzogiorno, dove la presenza del fotovoltaico fa salire troppo la tensione, mentre il picco in scarica è di circa 45 kW, in corrispondenza del valore massimo dei carichi, attorno alle 20:00 (si veda la figura 4-47).

Se si calcola la media delle potenze impiegate dall'inverter, si ottiene 8,8 kW, valore molto basso rispetto alla potenza nominale di 50 kW.

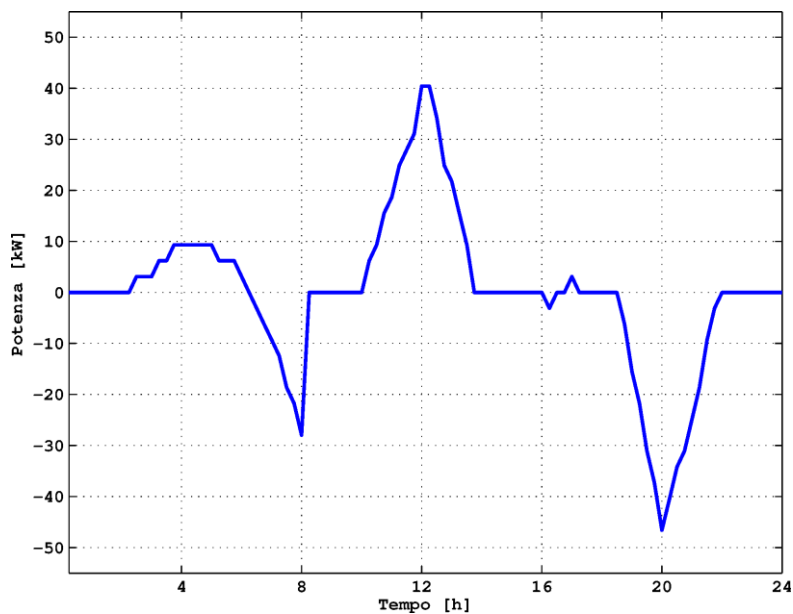


Figura 4-47 - Potenza applicata dall'inverter nel caso BT_2_3(0,05-0,1).

Osservando invece l'andamento dello SDC (figura 4-48) si nota che si ha bisogno di più energia. Il valore massimo di SDC è mantenuto per molto tempo durante il giorno, segno che il sistema accumulerebbe più energia se ne avesse la possibilità. Questa mancanza è anche la causa del basso valore medio di potenza impiegata durante il giorno: con le batterie subito cariche il sistema non è in grado di fare di più.

L'analisi con l'algoritmo di rainflow restituisce ben cinque componenti (si vedano le figure 4-49 e 4-50). Una di esse è completamente trascurabile, dato che segna un cambiamento minimo nello SDC (si parla di quella piccola variazione sul livello massimo alle 16:30), mentre le altre sono le componenti principali del ciclo, rappresentanti la gobba centrale e il ciclo di carica-scarica iniziale. Di questi cinque cicli, uno è diverso dagli altri, mentre i rimanenti quattro sono uguali due a due, come si vede dalle figure.

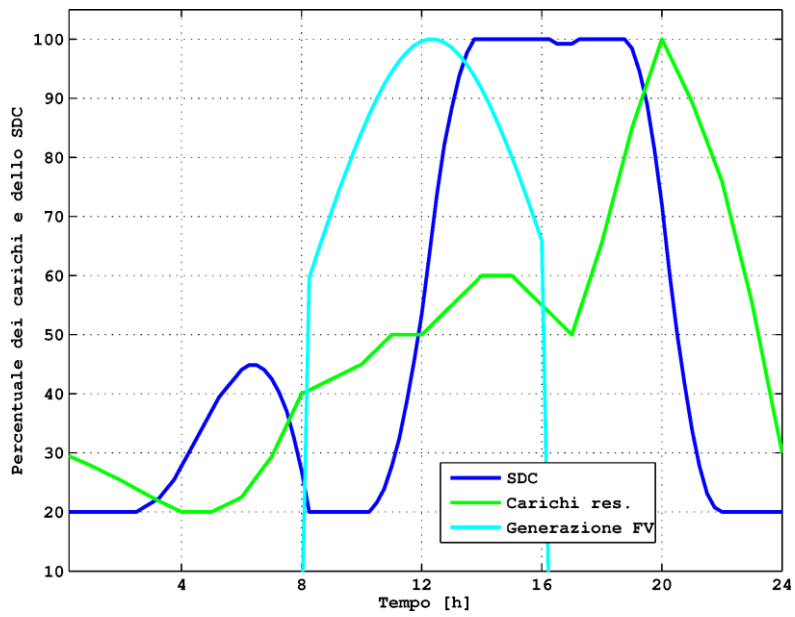


Figura 4-48 - Andamento dello SDC nel caso BT_2_3(0,05-0,1).

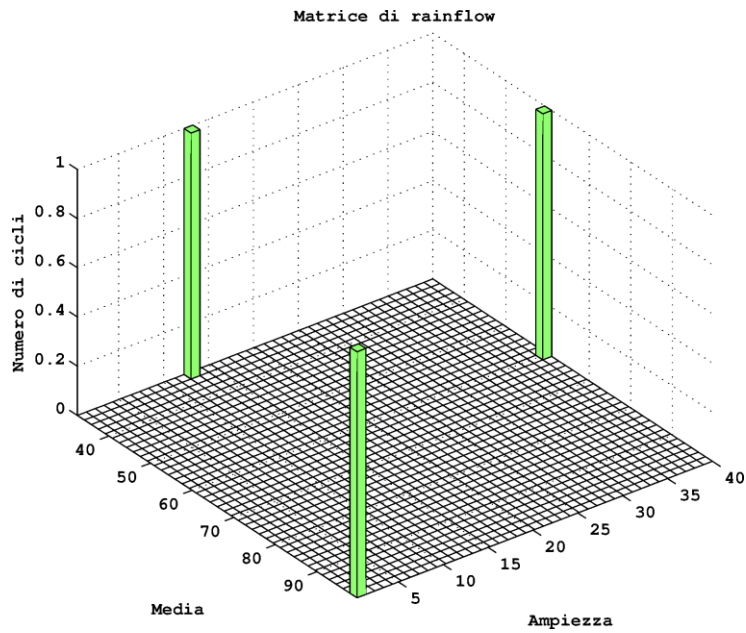


Figura 4-49 - Media e ampiezza dei sotto-cicli nel caso BT_2_3(0,05-0,1).

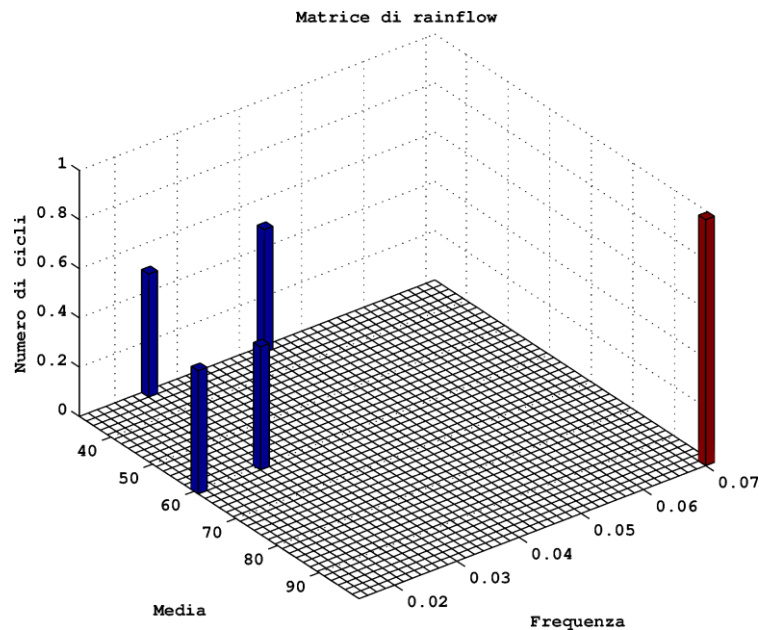


Figura 4-50 - Media e frequenza dei sotto-cicli nel caso BT_2_3(0,05-0,1).

Il rapporto effettivo E/P vale 2,15 h circa, valore molto basso rispetto agli altri casi. Il sistema necessita di ulteriore energia per migliorare le sue prestazioni.

Per quanto riguarda la potenza prelevata dalla rete, i picchi cambiano, passando dai valori massimi di 182,4 kW in prelievo e di 245,5 kW in cessione, ai valori di 139,8kW e 214,2 kW rispettivamente. L'energia prelevata invece scende al valore di 1,285 MWh, mentre quella immessa in rete passa a 1,515 MWh, con un saldo complessivo di 0,231 MWh, pari all'11,32% dell'energia complessiva dei carichi.

L'auto-consumo nelle ore di produzione fotovoltaica cresce di 77,74 kWh.

In figura 4-51 è riportato l'andamento delle potenze prelevate nei due casi.

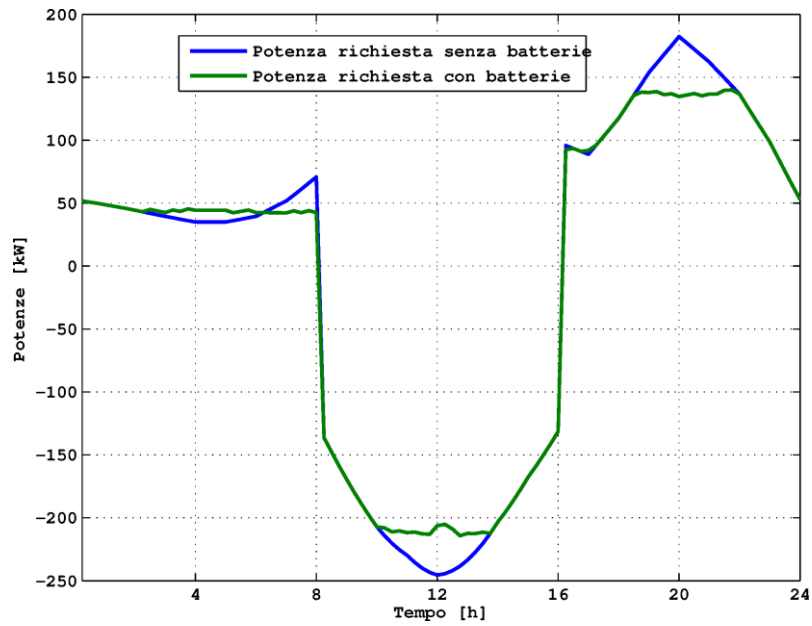


Figura 4-51 - Differenza nei prelievi tra il caso base e il caso BT_2_3(0,05-0,1).

Qui la tensione nel nodo 3 eccedeva i limiti imposti. Con l'impiego delle batterie ciò non accade più. Si può osservare in figura 4-52 l'andamento della tensione nel suddetto nodo.

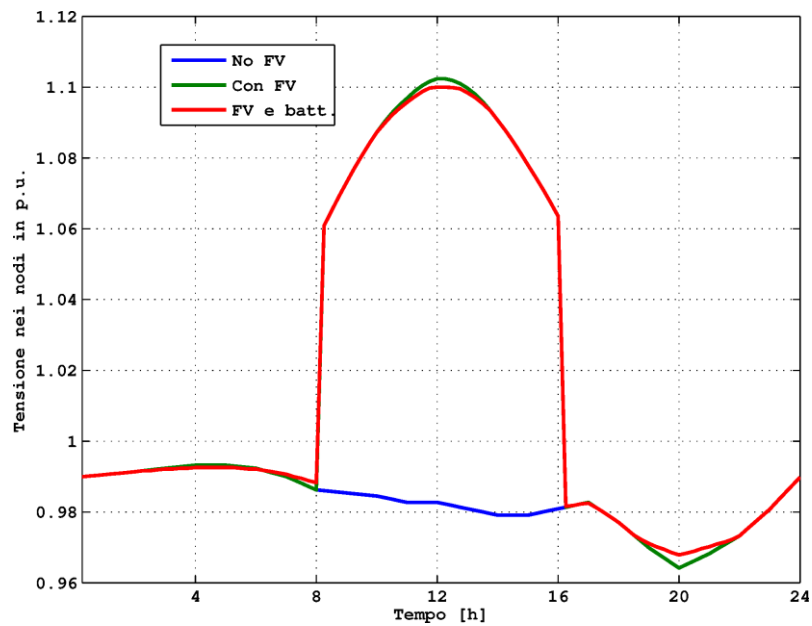


Figura 4-52 - Tensione nel nodo 3 senza fotovoltaico, con fotovoltaico e con le batterie del caso BT_2_3(0,05-0,01).

La violazione dei limiti di tensione non era così grande, siccome il fotovoltaico è installato in un nodo vicino alla connessione con la rete a monte. Pertanto, le batterie non devono eseguire una regolazione della tensione così importante. Di fatto, esse prelevano potenza nelle ore in cui si manifesta il picco di potenza fotovoltaica, riducendo il valore di tensione.

In ogni caso, si deve ricordare che l'effetto va visto in entrambi i sensi: le batterie permettono di avere un profilo di tensione accettabile, e, d'altro canto, di installare della generazione fotovoltaica con queste modalità. Si potrebbe dunque intendere ciò come un servizio in più offerto dal gestore della rete: le batterie installate in certi nodi permettono, attraverso il controllo della potenza attiva e, quindi, della tensione (si ricorda che ci si trova in una rete BT, pertanto non vale il disaccoppiamento tra frequenza e tensione, con tutte le conseguenze del caso), di poter installare della generazione non programmabile in alcuni nodi, con valori di potenza superiori rispetto a quella installabile senza batterie, permettendo maggiori guadagni per l'utente.

Dal punto di vista economico, invece, si hanno le seguenti voci di risparmio:

- 4,22 kWh di perdite in meno al giorno, cioè 1,01 MWh all'anno, pari a 88,10 €/anno.
- 81,96 kWh acquistati in meno al giorno, ovvero 19,67 €/MWh all'anno, pari a 1711,13 €/anno.
- 77,74 kWh auto-consumati in più rispetto al caso base ogni giorno, che equivalgono a 18,66 MWh annui, pari a 1119,46 €/anno.
- 4,22 kWh ceduti in più alla rete ogni giorno, cioè 1,01 MWh all'anno, pari a 143,82 €/anno.

Complessivamente, tenendo conto del rendimento dell'impianto e del fatto che le perdite sono già incluse nella diminuzione di energia acquistata, si arriva ad un risparmio totale di 2925,71 €/anno.

Tecnologia	Vita attesa	Costo batterie	Ammortamento annuo
sali di vanadio	20 anni	45500 €	2250 €
piombo – acido	5 anni	13000 €	2600 €
sodio - cloruro	5 anni	32500 €	6500 €

In figura 4-53 si può vedere come il rientro dell'investimento continui a essere attorno ai cinque anni per le batterie al piombo e attorno ai diciotto anni per le ZEBRA.

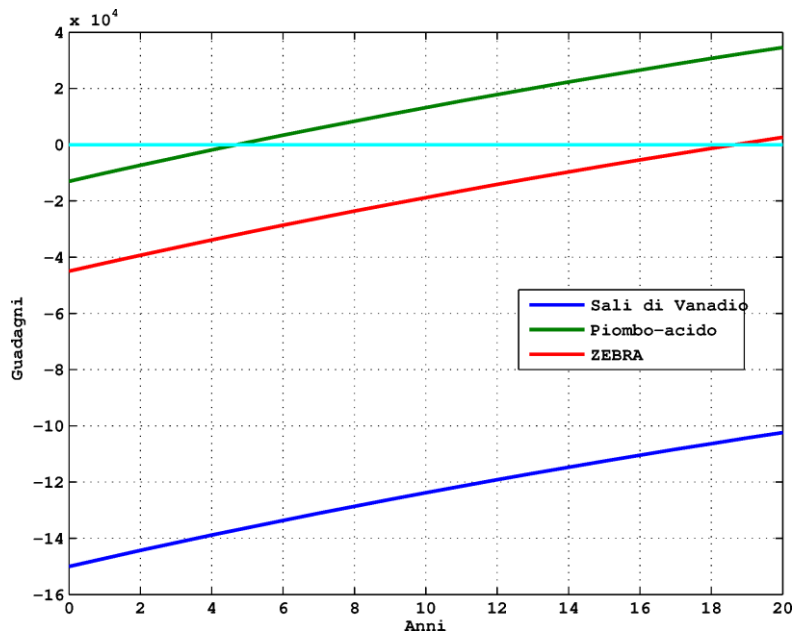


Figura 4-53 - VAN per l'investimento nel caso BT_2_3(0,05-0,1).

Valgono ancora tutte le considerazioni finali fatte per gli altri casi studio.

Bisogna però aggiungere un altro particolare: le batterie in questo caso aiutano anche a mantenere la tensione entro il limite massimo pari al 110% del valore nominale.

Ora, sebbene tali limiti siano violati di poco e per poco tempo, rimane che le batterie svolgono una regolazione della tensione, anche se, esattamente come prima, il sistema non sia programmato per tale scopo. La regolazione di tensione, di per sé, non esclude quindi la riduzione delle perdite. Questo è particolarmente interessante se si considera la rete non come una proprietà privata, ma del distributore, che sarebbe soggetto, in caso di una cattiva fornitura di tensione, a pagare delle penali. Comunque, anche in possesso di un privato tale funzione non è da trascurare.

4.11 - Caso BT_10_11(0,135-0,68), batterie e fotovoltaico concentrato a fondo linea

Come nel caso precedente, il fotovoltaico è stato collocato tutto in un singolo nodo, ma a differenza di prima, le perdite sono maggiori e le violazioni dei limiti di tensione sono più gravi. Proprio questo secondo fattore ha influenzato maggiormente sull'impiego di batterie, e proprio per questo la taglia richiesta è nettamente maggiore, così come la potenza necessaria.

Il valore delle perdite ovviamente diminuisce di 79,82 kWh, passando quindi al totale di 237,29 kWh. Dal punto di vista percentuale, si parla di una riduzione del 25,17% sulle perdite e del 3,91 % sull'energia totale richiesta dai carichi.

La potenza applicata dall'inverter ha un profilo molto particolare, pesantemente influenzato dalla produzione di energia elettrica da parte del fotovoltaico, come si può osservare in figura 4-54.

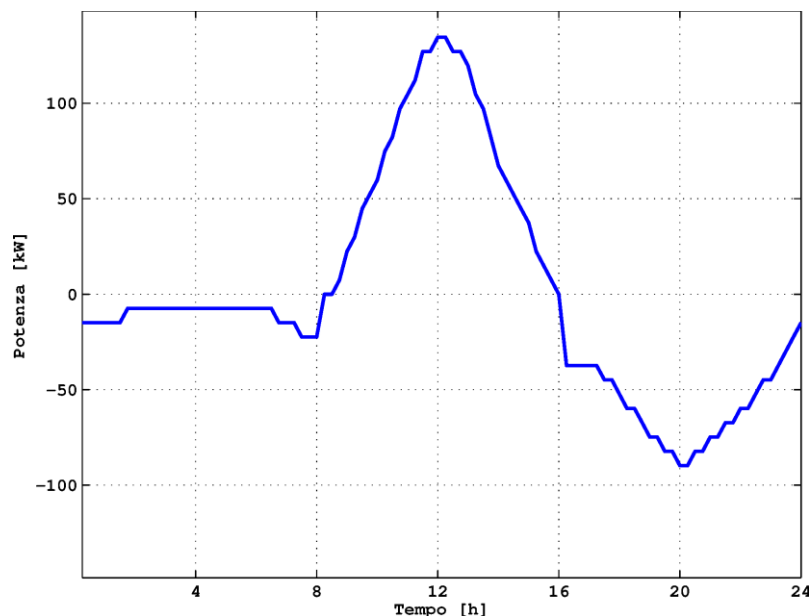


Figura 4-54 - Potenza applicata dall'inverter nel caso BT_10_11(0,135-0,68).

Nelle ore centrali, intorno a mezzogiorno, si raggiunge il picco di 135 kW (in realtà il programma impiega 134,6 kW, ma è solo dovuto all'errore di quantizzazione), quando le tensioni sono più alte

in assoluto. Per tutto il resto della giornata si applicano potenze negative, per scaricare le batterie, ma mai di valore così elevato come in carica.

Se si calcola la media de valori di potenza impiegati, si ottiene 45,33 kW, potenza pari al 33,58% della nominale. Le macchine non sono ben sfruttate. Inoltre, potenze superiori ai 100 kW sono impiegate per circa 4 ore al giorno in totale. Ancora una volta si conferma che, per la BT, soprattutto per queste applicazioni, conta poter raggiungere un certo picco di potenza per poche ore al giorno.

L'andamento dello SDC (riportato in figura 4-55) presenta le tipiche caratteristiche dell'accumulo accoppiato alla generazione non programmabile, con il picco di carica nelle ultime ore di produzione fotovoltaica.

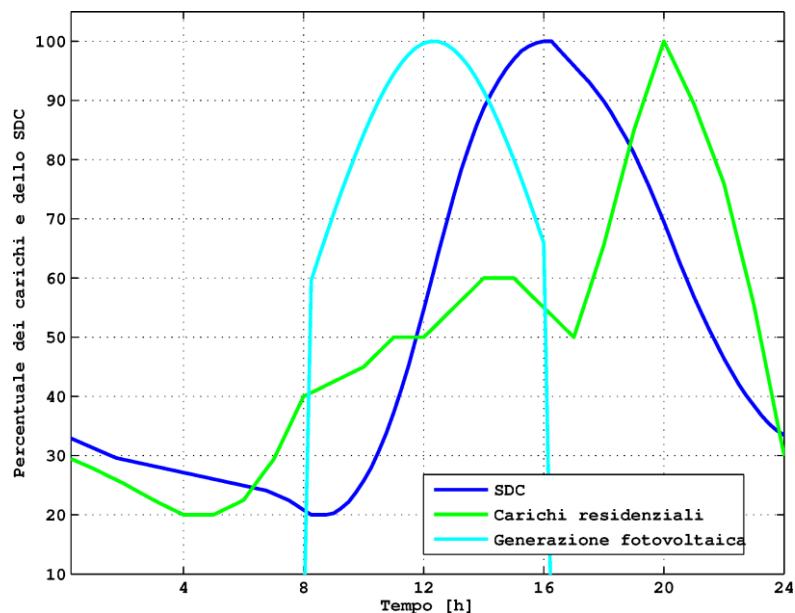


Figura 4-55 - Andamento dello SDC nel caso BT_10_11(0,135-0,68).

Osservando con attenzione si può notare sia come la fase di carica inizi e finisca esattamente quando inizia e finisce la generazione fotovoltaica, sia come la potenza impiegata dall'inverter cambi improvvisamente prima e dopo i suddetti istanti.

Praticamente, questo andamento si può dividere in due fasi distinte: la carica durante le ore di produzione, e la scarica dalla fine della produzione solare fino al successivo inizio, nel giorno successivo.

Alla partenza si registra un valore di circa il 33% della carica totale, il picco è raggiunto, come detto prima, alle 17:00, ed assume un valore pari al 100% dell'energia totale. Infine, si ritorna a scaricare fino ad un valore del 33,5% circa.

Un eventuale aumento della capacità delle batterie migliorerebbe certamente le prestazioni, ma data l'assenza, a differenza di altri casi, di zone in cui le batterie raggiungono e mantengono il valore minimo o massimo di carica, tale aumento non andrebbe ad incidere troppo sulle perdite.

L'analisi tramite algoritmo di rainflow rivela la presenza di 3 sotto-cicli nell'andamento dello SDC. Completamente trascurabile è il ciclo che rappresenta la flessione iniziale dell'andamento, mentre le altre due componenti sono quelle rappresentative delle due sopracitate fasi di carica e scarica. Si possono osservare le varie componenti, tutte percorse per metà, nelle figure 4-56 e 4-57.

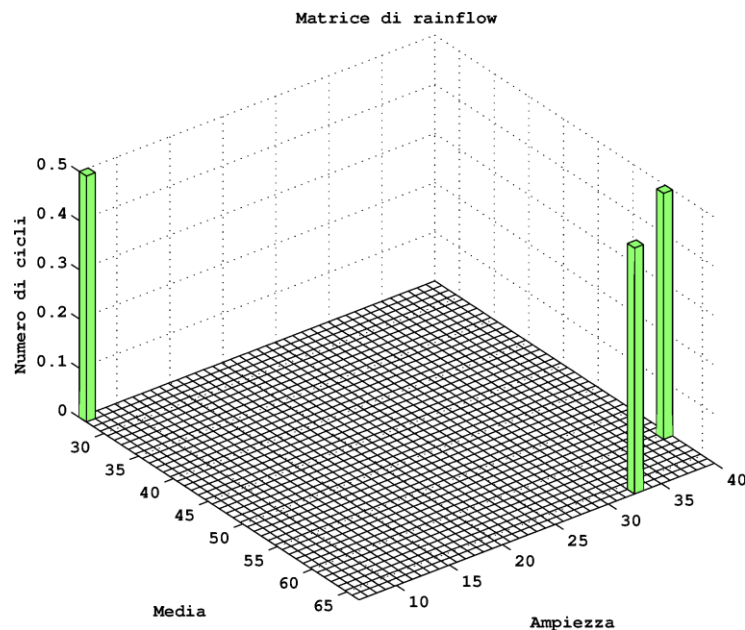


Figura 4-56 - Media e ampiezza dei sotto-cicli nel caso BT_10_11(0,135-0,68).

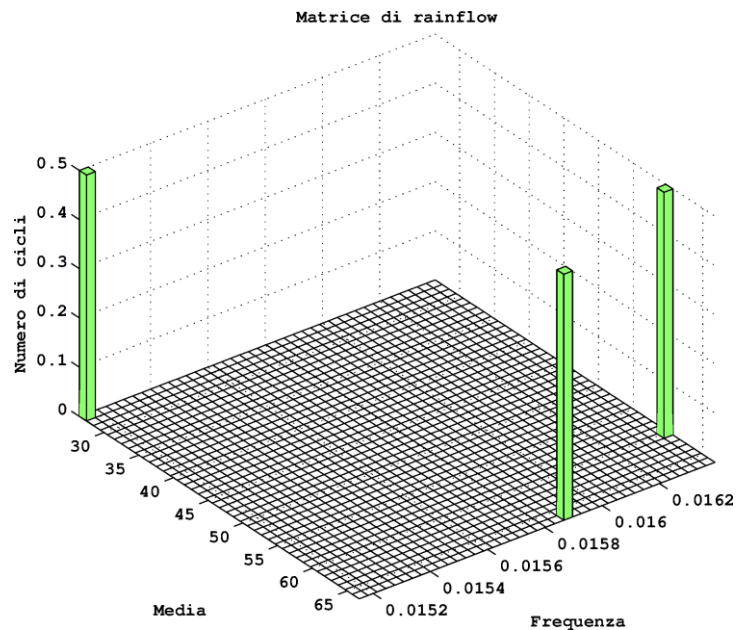


Figura 4-57 - Media e frequenza dei sotto-cicli nel caso BT_10_11(0,135-0,68).

Analizzando il rapporto E/P effettivo, si ottiene un valore di 5,04 h, in linea con i migliori risultati dei casi in BT. Complessivamente le batterie sono ben proporzionate con le macchine elettriche capaci di erogare la potenza necessaria, e non è evidenziato un particolare bisogno di ulteriore potenza o energia.

Resta il fatto che le macchine non sono completamente sfruttate, dovendo più che altro applicare un picco negativo nelle ore centrali, e potenze molto più modeste nel resto della giornata. La funzione di regolazione della tensione dopotutto richiede che le macchine debbano funzionare in questo modo.

La potenza richiesta alla rete scende, come mostra la figura 4-58. I picchi sono inferiori, passando da 182,4 kW prelevati e 236,7 kW iniettati, a 89,4 kW e 148,2 kW rispettivamente. L'energia acquistata scende fino al valore di 0,806 MWh, come quella iniettata, che si porta al valore di 1,064 MWh, con un saldo di 0,258 MWh ceduti alla rete. Infine, l'energia auto-consumata nelle ore centrali della giornata aumenta di 480,64 kWh.

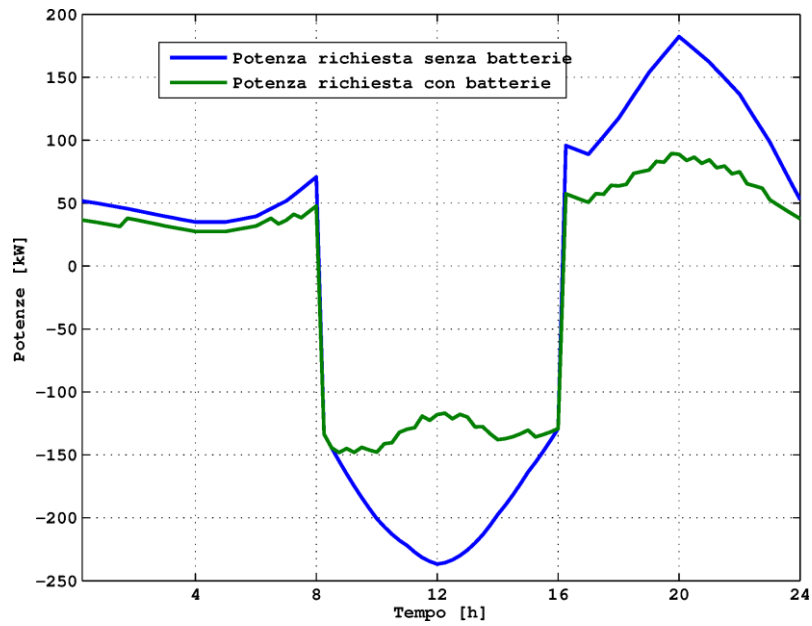


Figura 4-58 - Differenza nei prelievi tra il caso base e il caso BT_10_11(0,135-0,68).

Particolare attenzione in questo caso va posta alla tensione. Senza le batterie i limiti risultano pesantemente violati. In figura 4-59 è riportato l'andamento della tensione nel nodo 11.

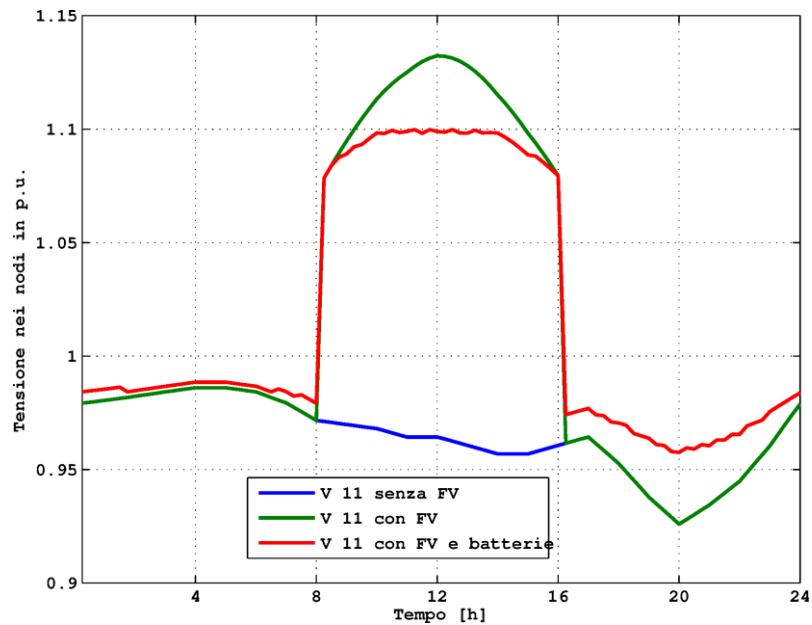


Figura 4-59 - Tensione nel nodo 11 senza fotovoltaico, con fotovoltaico e con le batterie del caso BT_10_11(0,135-0,68).

Questa volta le batterie compiono una regolazione di tensione piuttosto forte, riducendo di molto il valore per riportarlo entro i limiti imposti. Per fare ciò, esse prelevano energia durante quasi tutto il periodo di generazione fotovoltaica, restituendo quanto accumulato negli altri istanti, provocando un innalzamento della tensione durante il resto della giornata. Complessivamente, il profilo di tensione ne esce nettamente migliorato, con un valore medio molto più vicino a quello nominale.

Data l'entità della violazione, sono necessarie potenze piuttosto grandi rispetto alle solite impiegate normalmente. Anche l'energia necessaria è maggiore rispetto al solito, ma non come la potenza. Si potrebbe dire quindi che, mentre per la riduzione delle perdite è importante la capacità delle batterie, per la regolazione di tensione assume più importanza la potenza massima.

Per quanto riguarda il risparmio, si hanno:

- 79,82 kWh in meno di perdite al giorno, cioè 19,16 MWh all'anno, pari a 1666,45 €/anno.
- 560,47 kWh acquistati in meno dalla rete ogni giorno, quindi 134,51 MWh all'anno, pari a 11701,27 €/anno.
- 480,64 kWh auto-consumati in più al giorno, cioè 115,35 MWh annui, pari a 6921,22 €/anno.
- 79,82 kWh ceduti in più alla rete ogni giorno, quindi 19,16 MWh all'anno, pari a 2720,27 €/anno.

Complessivamente, si ha un risparmio annuo di 21041,71 €.

In tabella si possono vedere i costi, relativi alle diverse tecnologie, da sostenere per l'acquisto delle batterie necessarie.

Tecnologia	Vita attesa	Costo batterie	Ammortamento annuo
sali di vanadio	20 anni	309400 €	15470 €
piombo-acido	5 anni	170000 €	34000 €
sodio-cloruro	5 anni	272000 €	54400 €

Come mostrato in figura 4-60, si prevede un rientro dell'investimento poco dopo i quattro con delle batterie al piombo, un anno prima rispetto agli altri casi.

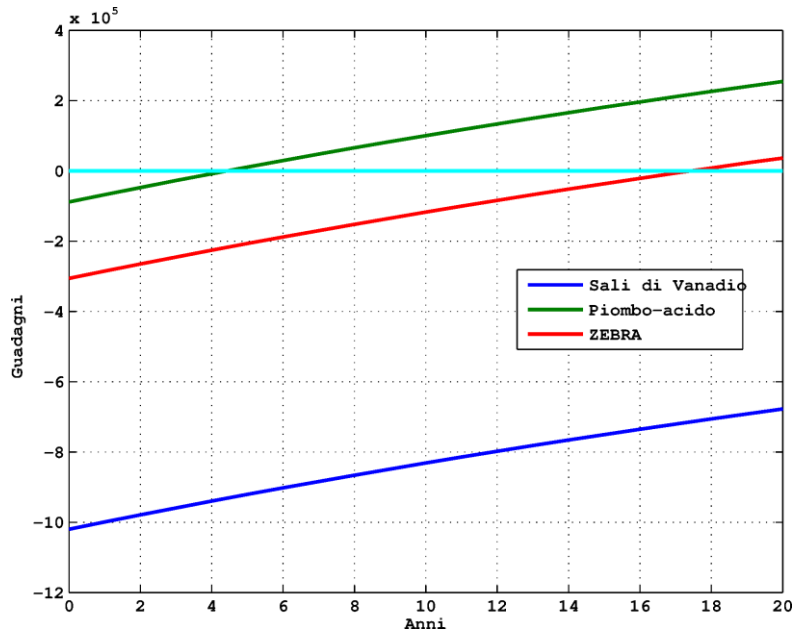


Figura 4-60 - VAN per l'investimento nel caso BT_10_11(0,135-0,68).

Il caso appena esaminato è quello in cui l'investimento presenta i ricavi maggiori. La riduzione delle perdite raggiunge un livello molto alto. Se si pensa che il dato odierno delle perdite in rete si aggira attorno al valore del 6%, una riduzione delle perdite di circa il 4% è certamente significativa (in entrambi i casi ci si confronta con l'energia totale dei carichi).

Questo caso, inoltre, è il più rilevante anche dal punto di vista della regolazione della tensione. Il limite massimo è violato per molti istanti temporali durante la giornata, con valori che arrivano a toccare il 113% della tensione nominale.

Per far sì che le batterie siano in grado di regolare la tensione, riportandola entro i limiti consentiti, è necessaria una certa potenza, oltre che una certa capacità. Questa è la differenza sostanziale rispetto ai casi in cui il sistema si concentrava unicamente sulla riduzione delle perdite. Il sistema, normalmente, applica potenze contenute, preferendo delle transizioni tra stati non troppo lontani

tra di loro. In questo caso, invece, l'impiego di grandi potenze è d'obbligo, in quanto solo così la tensione può essere regolata.

Rimane che, ancora una volta, l'effetto di regolare la tensione è ottenuto applicando come funzione obiettivo la riduzione delle perdite, pertanto, non è necessario né installare altri sistemi, né riprogrammare il sistema con nuove funzioni obiettivo per conseguire tale scopo.

L'impiego delle batterie rende possibile l'utilizzo dell'energia fotovoltaica da parte dei carichi nelle ore in cui il fotovoltaico non sta producendo. Questo, oltre che permettere di prelevare meno energia dalla rete a monte, con un conseguente risparmio economico immediato, riduce le perdite, dato che la rete non è congestionata dalla grande quantità di energia che il solare inietta durante le ore di produzione.

Capitolo 5 - Conclusioni

L'analisi delle simulazioni ha permesso di evidenziare tre differenti comportamenti dell'accumulo, a seconda di cosa si presentava, di volta in volta, nella rete.

Dapprima si ipotizza il funzionamento di un sistema di accumulo con rete passiva. L'andamento dello stato di carica (SDC) in questi casi presenta una fase di carica che termina con il raggiungimento del valore massimo della giornata, dopodiché si ha un graduale rilascio dell'energia accumulata precedentemente.

Questo tipo di funzionamento è molto semplice, l'energia è accumulata nei momenti di basso carico, e rilasciata quando esso comincia ad aumentare. Non vi sono vincoli che determinino un andamento differente. Si potrebbe quasi definire una risposta libera, anche se non ha niente a che vedere con i sistemi dinamici.

Il parametro importante in questo tipo di funzionamento è l'energia. Il programma sfrutta, tendenzialmente, i momenti di basso carico per immagazzinare più energia possibile, compatibilmente con un livello di potenza che non aumenti, di per sé, troppo le perdite. Pertanto, il criterio di dimensionamento, in questo caso, deve essere certamente la capacità dell'accumulo.

Successivamente si introduce un profilo di generazione rinnovabile (qui in particolare il fotovoltaico). Il comportamento dell'accumulo è fortemente condizionato da tale profilo. Nella precedente configurazione si caricava nei momenti di basso carico, mentre ora l'energia viene immagazzinata prevalentemente nei momenti di funzionamento del fotovoltaico, ovvero nelle ore centrali della giornata. Non sono assenti fasi di carica in altri momenti, tuttavia il programma tende ad arrivare con l'accumulo scarico prima di affrontare la fase di carica delle ore di produzione fotovoltaica. Ne consegue un andamento dello SDC molto diverso rispetto ai casi precedenti, in cui si cerca di immagazzinare la maggior parte dell'energia solare, per poi restituirla

ai carichi durante il resto della giornata. Quindi, rispetto a prima, il comportamento è maggiormente vincolato.

Anche in questo caso il parametro importante è la capacità dell'accumulo. Il programma tende ad immagazzinare più energia possibile durante le ore di produzione, sempre non impiegando potenze elevate, che aumenterebbero inutilmente le perdite. Ancora una volta, il criterio di dimensionamento riguarda prevalentemente la dimensione dell'accumulo.

Infine, si è concentrato il profilo di generazione rinnovabile in un solo nodo, cosicché risultassero violati alcuni vincoli di tensione durante la giornata. Il programma di calcolo del percorso evita spontaneamente gli stati in cui la tensione è troppo elevata, siccome a essi corrisponde un costo di valore infinito. L'andamento dello SDC qui è simile ai casi con generazione distribuita, ovvero presenta un picco nelle ore centrali della giornata, quando si è nel pieno della produzione. C'è però una differenza piuttosto importante: mentre nei casi precedenti il programma, semplicemente, immagazzinava energia, qui, durante le ore in cui i limiti di tensione sono violati, le potenze in gioco aumentano. Se si osserva l'andamento dello SDC nei casi in cui il fotovoltaico è stato concentrato in un unico nodo, si vede come la sua pendenza sia maggiore rispetto ai casi in cui il fotovoltaico è distribuito nei nodi di carico. Il programma, insomma, per evitare la violazione dei limiti di tensione è costretto a imporre una potenza significativa, in modo da abbassare la tensione tenendola entro i limiti. Mentre nel caso con fotovoltaico distribuito la fase di carica iniziava nell'istante in cui anche il fotovoltaico iniziava la sua produzione, nei casi di generazione concentrata la carica inizia dopo e finisce prima. Questo è il caso in cui il funzionamento delle batterie è pesantemente vincolato da qualcosa. In uno di questi casi vi è una sola fase di carica che inizia praticamente appena i vincoli di tensione sono violati, e termina poco dopo che il fotovoltaico è arrivato ad un valore di produzione sostenibile (dal punto di vista della tensione, ovviamente). Dopodiché, il programma fa scaricare l'accumulo completamente, per prepararsi alla fase di carica successiva. La fase di carica presente è anche l'unica in tutta la giornata, le batterie funzionano quasi esclusivamente per questo. È il caso più vincolato di tutti.

Mentre per le precedenti modalità di funzionamento il parametro importante era la capacità dell'accumulo, qui la potenza ricopre un'importanza primaria: senza di essa l'algoritmo non sarebbe in grado di trovare un percorso che abbia un costo finito, dato che tutte le transizioni passerebbero per uno stato con costo infinito. La capacità dell'accumulo non è più, in questo caso, il parametro che permette di immagazzinare più energia possibile aumentando i risparmi, ma rappresenta la possibilità di impiegare la potenza necessaria per tutti quegli istanti temporali in cui i vincoli di tensione risultano violati.

Stando così le cose, è immediato che i componenti da impiegare debbano possedere un'alta densità di energia, mentre non è richiesta, in genere, una grande potenza. Ora, in realtà, questa scelta era stata già implicitamente effettuata, dato che per tutto il lavoro si è parlato di batterie, e non di altro. Anche nel capitolo 1 si è parlato esclusivamente di batterie, e non di altri componenti in grado di fare accumulo. Gli impianti andrebbero dimensionati tenendo conto sì della potenza massima impiegata dal programma, ma soprattutto dell'energia disponibile.

Per quanto riguarda i casi in cui i vincoli di tensione risultano violati, si potrebbe pensare ad un accumulo ibrido, con la presenza sia di batterie che di super-condensatori. Il programma suggerisce, infatti, l'impiego di potenze notevoli (rispetto ai casi soliti) per alcune ore della giornata. Tali picchi potrebbero essere facilmente coperti dall'intervento di super-condensatori, riducendo la potenza massima delle batterie.

Ora, sebbene queste necessità esistano, esse rimangono però limitate, pertanto i componenti ideali per questo tipo di applicazione restano le batterie.

Per quanto riguarda la parte economica, è emerso che la creazione d'impianti per la riduzione delle perdite di rete tramite batterie non sia conveniente. La riduzione delle perdite è irrilevante rispetto all'energia totale dei carichi, non permettendo di raggiungere risparmi significativi. Il rientro, in questi casi, non è nemmeno previsto.

Assume invece un significato differente l'installazione di batterie di accumulatori in reti con forte presenza di generazione distribuita, specie se non programmabile e, quindi, non sincrona coi carichi. In questo modo, non solo le batterie drenano l'energia in eccesso fornita da questi impianti durante le ore di basso carico, alleggerendo la rete di potenze ingenti che aumentano inutilmente le perdite, ma permettono anche lo sfruttamento di energie che, altrimenti, sarebbero andate in rete senza essere utilizzate in loco. Quindi, oltre che alla riduzione delle perdite ordinaria, si diminuisce l'energia acquistata dalla rete, riuscendo ad auto-consumare l'energia degli impianti rinnovabili in zona, abbattendo notevolmente i costi.

Per quanto riguarda le tecnologie disponibili, sembra che gli accumulatori al piombo-acido risultino i più competitivi. Il rientro dell'investimento, in questo caso, è previsto per il quinto anno, ovvero entro la fine della vita attesa per questo tipo di componenti. C'è da tener presente che eventuali interventi di manutenzione potrebbero prolungarne la vita, pertanto il rientro in cinque anni è un risultato positivo. Con l'attuale trend al ribasso dei costi delle batterie, questi impianti potrebbero acquistare importanza significativa entro pochi anni.

Anche le batterie al sodio-cloruro (le ZEBRA, per intendersi) cominciano a mostrare un possibile rientro, anche se in tempi decisamente più lunghi rispetto alle più classiche batterie al piombo.

Non sembra esserci ancora un mercato, per questo tipo di applicazioni, per le batterie a circolazione di elettrolita. Il rientro dell'investimento, per questo tipo di tecnologia, non avviene nemmeno entro i quarant'anni.

In definitiva, l'impiego di batterie per la riduzione delle perdite è consigliato solo in presenza di fonti rinnovabili, dato che contribuirebbero non solo ad una riduzione significativa delle perdite, ma anche ad un miglior uso dell'energia generata dagli impianti non programmabili.

Va inoltre ricordato che la regolazione della tensione nei casi di fotovoltaico concentrato è realizzata insieme alla riduzione delle perdite, che spontaneamente porta, quindi, anche ad una gestione corretta della tensione. Questo è anche economicamente rilevante, siccome tenendo la tensione entro i limiti richiesti dalle norme, si evitano pesanti penali.

Infine, l'installazione di batterie in alcuni nodi della rete da parte del gestore, potrebbe anche essere vista come un servizio offerto dal gestore stesso. La presenza di batterie in un nodo della rete permette ai vari utenti che si interfacciano con quel nodo di installare impianti di generazione rinnovabile non programmabile di potenza maggiore rispetto al caso senza batterie. In questo modo, s'incentivano le fonti rinnovabili, si aumenta l'energia autoconsumata in loco e si migliora la qualità della tensione.

Bibliografia

- [1] E. Micolano, A. Buonarota, C. Bossi, Risultati di prove di laboratorio condotte su accumulatori avanzati, Report CESI A5 002717, 15 Marzo 2005
- [2] E. Micolano, A. Buonarota, C. Bossi, Sviluppo di modelli di sistemi di accumulo di tipo tradizionale ed avanzato per impieghi nella generazione distribuita al fine della loro rappresentazione nell'interfacciamento con la rete elettrica e della stima dello stato di carica on-line, Report CESI A5002718, 15 Marzo 2005
- [3] Buonarota, P. Magistris, C. Bossi, Il peak-shaving nella generazione distribuita. I sistemi di accumulo: la batteria redox a circolazione di elettrolita, Report CESI A2022805, 10 Luglio 2002
- [4] D. P. Bertsekas, *Dynamic Programming and Optimal Control*, Athena Scientific, 2007
- [5] M. A. Meggiolaro, J. T. Pinho de Castro, "An improved multiaxial rainflow algorithm for non-proportional stress or strain histories – Part I: Enclosing surface methods", *International Journal of Fatigue*, vol. 42, 2012, pp. 217–226
- [6] ASTM Standard E1049, 1985 (2011e1), "Standard Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis", *ASTM International*, West Conshohocken, PA, 2011, DOI: 10.1520/E1049-85R11E01, www.astm.org
- [7] M. Musallam, C. M. Johnson, "An Efficient Implementation of the Rainflow Counting Algorithm for Life Consumption Estimation", *IEEE Trans. Rel.*, vol. 61, no. 4, Dec. 2012, pp. 978–986
- [8] "Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources", CIGRÉ Task Force C6.04.02, Tech. Rep. 1015325, Jul. 2009