

# MODELLO ELETTRICO DI UN SISTEMA DI CONNESSIONE ALLA RETE DI GRANDI IMPIANTI DA FONTE RINNOVABILE

L. Trevisani, M. Fabbri, A. Morandi, F. Negrini, P. L. Ribani

Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Università di Bologna  
Viale Risorgimento 2, 40136 Bologna

Lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili su larga scala può avere un ruolo molto importante nella riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> [1]. Lo sviluppo della tecnologia eolica ha già raggiunto un livello significativo, mentre la tecnologia fotovoltaica, il cui utilizzo è attualmente limitato dall'elevato costo dell'energia prodotta, può rappresentare nel prossimo futuro una risorsa di primaria importanza [2].

Esistono tuttavia due aspetti tecnologici che possono limitare il futuro grado di penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili nel sistema energetico. In primo luogo, la variabilità intrinseca della potenza prodotta può determinare difficoltà nel mantenimento della stabilità della rete elettrica e un peggioramento della qualità dell'energia [3]. Per evitare ciò, è necessario prevedere l'accumulo di una quantità di energia sufficiente a garantire la regolarità della potenza fornita. In secondo luogo, la realizzazione di impianti di grande scala richiede la disponibilità di vaste estensioni, generalmente disponibili in zone remote [2]. La tecnologia dei cavi superconduttivi può consentire il trasporto efficiente di elevata potenza elettrica dai luoghi di produzione verso quelli di utilizzo.

L'idrogeno, ottenibile per elettrolisi dall'acqua, rappresenta un mezzo di accumulo intrinsecamente "pulito", ed è ritenuto un possibile sostituto futuro dei combustibili fossili convenzionali [4]. La liquefazione (alla temperatura di 20 K) consente lo stoccaggio e il trasporto di grandi quantità di idrogeno, ma rappresenta un processo dispendioso. D'altra parte, l'utilizzo combinato delle tecnologie dell'idrogeno liquido e del superconduttore MgB<sub>2</sub> (operante a 20 K) determina una condivisione delle spese necessarie per la liquefazione dell'idrogeno e per il raffreddamento del superconduttore. In Fig. 1 è mostrato lo schema di principio del sistema studiato. La linea MgB<sub>2</sub>/LH<sub>2</sub> consente il trasporto combinato di energia elettrica e LH<sub>2</sub>.

Per la simulazione e la valutazione delle prestazioni del sistema [5], è stato implementato un modello elettrico completo in ambiente EMTP. La linea DC superconduttiva, di lunghezza pari a 15 km, è collegata alle fonti rinnovabili tramite chopper e alla rete AC tramite inverter controllato in corrente. Uno SMES da 0.5 H è inserito in serie alla linea per limitare il ripple di corrente generato dalle commutazioni dei componenti elettronici di potenza. Il sistema di accumulo e conversione dell'idrogeno, costituito da elettrolizzatore e fuel-cell, ed è collegato in parallelo alle fonti rinnovabili tramite chopper. Il controllo avviene con un regolatore Pro-

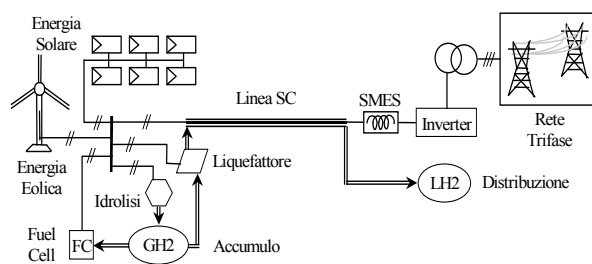


Fig. 1. Rappresentazione schematica dell'impianto: fonti rinnovabili, produzione di idrogeno e accumulo in forma liquida, linea superconduttiva in MgB<sub>2</sub>, connessione in rete ed erogazione di LH<sub>2</sub>.

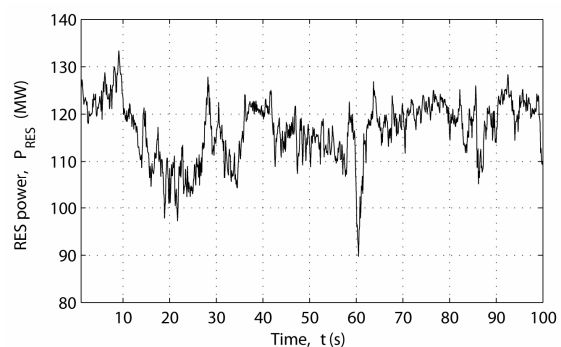


Fig. 2. Andamento realistico di potenza eolica disponibile utilizzato per la simulazione del sistema.

porzionale-Integrativo-Derivativo (PID) sul duty-cycle del chopper, con segnale di riferimento costituito dalla potenza DC da fornire all'inverter. Agendo sul segnale di riferimento e sull'angolo di ritardo dell'inverter è possibile controllare separatamente la potenza attiva e reattiva fornita in rete.

In Fig. 2 è rappresentato un andamento realistico di potenza eolica disponibile utilizzato per la simulazione del sistema. Il segnale di controllo della potenza DC da fornire all'inverter è variato arbitrariamente con rampe lineari. In Fig. 3 è mostrata la potenza DC effettiva fornita all'inverter, che segue fedelmente il segnale di controllo. La Fig. 4 mostra un particolare dell'andamento della corrente di linea su scala temporale ridotta. In Fig. 5 è mostrato l'andamento della potenza erogata dal sistema di accumulo, e in Fig. 6 l'andamento dell'idrogeno liquido prodotto. Alla fine del periodo di simulazione, il sistema ha complessivamente assorbito 3.24 MWh, a fronte di una richiesta della rete di 2 MWh, ed ha prodotto 21.5 kg di LH<sub>2</sub> con un'efficienza media del 68.2% rispetto al potere calorifico superiore dell'idrogeno.

1. C. Mandil (Ed.), World Energy Outlook 2004, IEA, Paris, 2004.
2. K. Kurokawa (Ed.), Energy from the Desert, Feasibility of Very Large Photovoltaic Power Generation Systems, James&James, London, 2003.
3. W. Leonhard, K. Müller, Balancing fluctuating wind energy with fossil power stations - where are the limits?, Electra, 204, Oct. 2002.
4. M. Altmann et al., Potential for Hydrogen as a Fuel for Transport in the Long Term (2020 - 2030) - Full Background Report. IPTS, European Commission Joint Research Centre, EUR 21090 EN, 2004.
5. L. Trevisani et al., Long-term scenarios for energy and environment: energy from the desert with very large solar plants using liquid hydrogen and superconducting technologies, Fuel Proc Tech, 87(2), Jan. 2006.

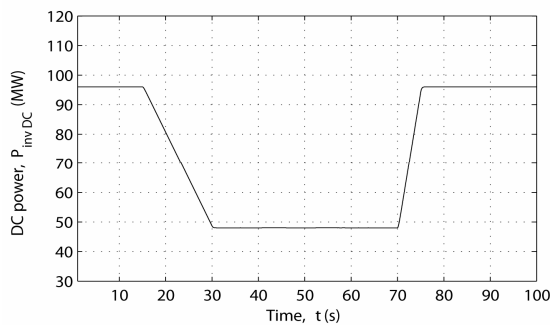


Fig. 3. Andamento assunto per la potenza DC da fornire all'inverter.

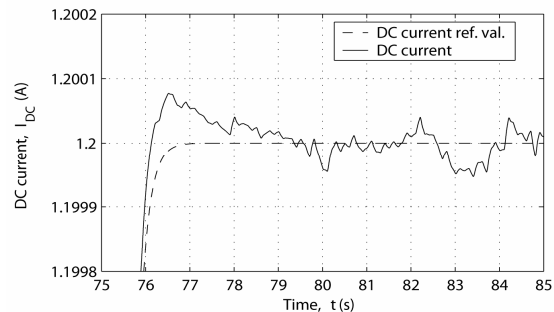


Fig. 4. Particolare dell'andamento della corrente sulla linea DC durante la simulazione.

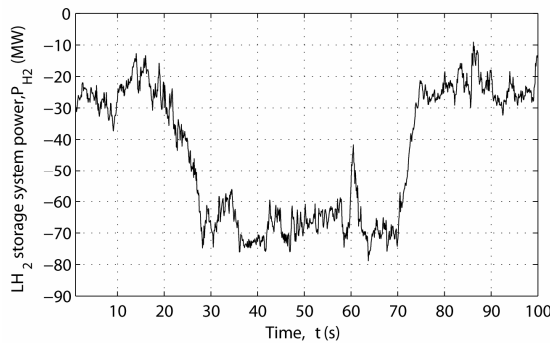


Fig. 5. Andamento della potenza erogata dal sistema ad idrogeno.

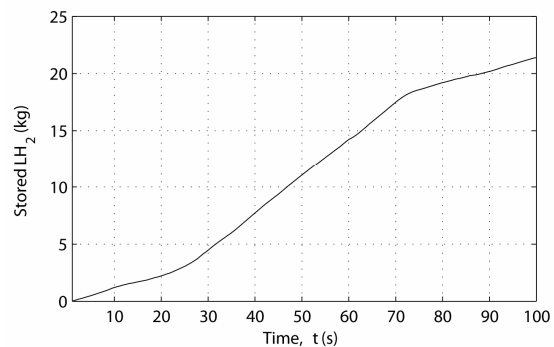


Fig. 6. Andamento del livello dell'idrogeno liquido prodotto.