



Ricerca di Sistema elettrico

Sistemi ibridi di accumulo per l'incremento dello sfruttamento della risorsa rinnovabile nell'ambito delle comunità energetiche (anno 1 di 3)

M. A. Ancona, L. Branchini, F. Catena, A. De Pascale, F. Melino

SISTEMI IBRIDI DI ACCUMULO PER L'INCREMENTO DELLO SFRUTTAMENTO DELLA RISORSA RINNOVABILE NELL'AMBITO DELLE COMUNITÀ ENERGETICHE (ANNO 1 DI 3)

M. A. Ancona, L. Branchini, F. Catena, A. De Pascale, F. Melino (Alma Mater Studiorum – Università di Bologna – Dipartimento di Ingegneria Industriale)

Dicembre 2019

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - I annualità

Obiettivo: *N. 1 - Tecnologie*

Progetto: *1.5 - Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti*

Work package: *3 - Componenti e impianti innovativi per incrementare l'efficienza energetica e l'uso delle fonti rinnovabili negli edifici*

Linea di attività: *LA3.7 - Sistemi ibridi di accumulo per l'incremento della risorsa rinnovabile nell'ambito delle comunità energetiche locali – (anno 1 di 3)*

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA

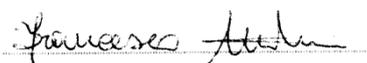
Responsabile del Work package: Biagio Di Pietra, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione *“Sistemi ibridi di accumulo per l'incremento dello sfruttamento della risorsa rinnovabile nell'ambito delle comunità energetiche e Sistemi di microgenerazione per lo sfruttamento di biogas finalizzati alla produzione di acqua calda sanitaria nelle piccole isole”*

Responsabile scientifico ENEA: Biagio Di Pietra



Responsabile scientifico Alma Mater Studiorum – Università di Bologna – DIN: Francesco Melino



Indice

SOMMARIO.....	5
1 INTRODUZIONE.....	7
2 TECNOLOGIE PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO (ELETTROLISI).....	8
2.1 ELETTROLIZZATORI ALCALINI.....	9
2.2 ELETTROLIZZATORI A MEMBRANA POLIMERICA (PEM).....	10
2.3 ELETTROLIZZATORI AD OSSIDI SOLIDI (SOEC).....	10
2.4 CONFRONTO TRE LE TECNOLOGIE DI ELETTROLISI.....	10
3 ELETTROLIZZATORI SUL MERCATO.....	14
3.1 GINER ELX.....	14
3.2 McPHY.....	14
3.3 GREEN HYDROGEN.....	16
4 TECNOLOGIE PER LA CONVERSIONE DI IDROGENO (CELLE A COMBUSTIBILE).....	18
4.1 CELLE ALCALINE (AFC).....	19
4.2 CELLE AD ACIDO FOSFORICO (PAFC).....	20
4.3 CELLE AD OSSIDI SOLIDI (SOFC).....	21
4.4 CELLE A CARBONATI FUSI (MCFC).....	22
4.5 CELLE AD ELETTROLITA POLIMERICO (PEMFC).....	23
4.6 CELLE AL METANOLO DIRETTO (DMFC).....	24
4.7 CONFRONTO TRA LE TECNOLOGIE DI CELLE A COMBUSTIBILE.....	25
5 FUEL CELL SUL MERCATO.....	28
5.1 BALLARD POWER.....	28
5.2 PRAGMA INDUSTRIES.....	28
5.3 HORIZON.....	29
5.4 NEDSTACK.....	30
6 SVILUPPO DI UN MODELLO PER IL DESIGN OTTIMIZZATO DI UN SISTEMA DI PRODUZIONE, ACCUMULO E CONVERSIONE DI IDROGENO INTEGRATO CON SISTEMI DI GENERAZIONE ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE NON PROGRAMMABILE.....	32
6.1 MODELLO DI CALCOLO DI UN DISPOSITIVO DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO.....	35
6.1.1 <i>Modello 1</i>	35
6.1.2 <i>Modello 2</i>	38
6.2 MODELLO DI CALCOLO DI UN ELETTROLIZZATORE.....	40
6.3 MODELLO DI CALCOLO DI UN PANNELLO FOTOVOLTAICO.....	43
6.4 MODELLO DI CALCOLO DI UNA FUEL CELL.....	46
6.5 SVILUPPO DI UNA METODOLOGIA PER IL DESIGN.....	49
7 APPLICAZIONE DELLA ROUTINE DI DESIGN OTTIMIZZATO SVILUPPATA AL MODELLO S.A.P.I.E.N.T.E.....	56
7.1 IL MODELLO S.A.P.I.E.N.T.E.....	56
7.2 INSERIMENTO ELETTROLIZZATORE E FUEL CELL NEL SISTEMA ORIGINALE.....	57
7.3 IPOTESI DI CALCOLO E CONDIZIONI AL CONTO RNO.....	57
7.4 DESIGN DELL'ELETTROLIZZATORE.....	59
7.4.1 <i>Design senza batteria (Caso 1)</i>	59
7.4.2 <i>Design con batteria di capacità pari a 16 kWh (Caso 2)</i>	67
7.4.3 <i>Design con batteria di capacità pari a 26 kWh (Caso 3), 36 kWh (Caso 4) e 46 kWh (Caso 5)</i>	74
7.4.4 <i>Confronto dei risultati del dimensionamento</i>	80
7.5 CONSIDERAZIONI SULLA SEZIONE DI COMPRESIONE ED ACCUMULO.....	81
7.6 DESIGN DELLA FUEL CELL.....	83
7.7 VALUTAZIONE DEL SISTEMA SU BASE GIORNALIERA E/O SETTIMANALE.....	88

7.8	LINEE GUIDA PER IL DIMENSIONAMENTO.....	95
8	CONCLUSIONI.....	97
9	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	101
10	NOMENCLATURA.....	103
11	INDICE DELLE FIGURE.....	105
12	INDICE DELLE TABELLE.....	108
13	CURRICULUM DEL GRUPPO DI LAVORO.....	109
14	APPENDICE A.....	110
	14.1 GREEN HYDROGEN.....	110
15	APPENDICE B.....	114
	15.1 BALLARD POWER.....	114
	15.2 NEDSTACK.....	116
16	APPENDICE C.....	119
	16.1 DESIGN CON BATTERIA DI CAPACITÀ PARI A 26 kWh (CASO 3).....	119
	16.1.1 <i>Funzionamento a carico variabile (Caso 3a)</i>	119
	16.1.2 <i>Funzionamento a carico costante – potenza elettrica massima (Caso 3b)</i>	121
	16.1.3 <i>Funzionamento a carico costante – efficienza massima (Caso 3c)</i>	123
	16.2 DESIGN CON BATTERIA DI CAPACITÀ PARI A 36 kWh (CASO 4).....	125
	16.2.1 <i>Funzionamento a carico variabile (Caso 4a)</i>	125
	16.2.2 <i>Funzionamento a carico costante – potenza elettrica massima (Caso 4b)</i>	127
	16.2.3 <i>Funzionamento a carico costante – efficienza massima (Caso 4c)</i>	129
	16.3 DESIGN CON BATTERIA DI CAPACITÀ PARI A 46 kWh (CASO 5).....	131
	16.3.1 <i>Funzionamento a carico variabile (Caso 5a)</i>	131
	16.3.2 <i>Funzionamento a carico costante – potenza elettrica massima (Caso 5b)</i>	133
	16.3.3 <i>Funzionamento a carico costante – efficienza massima (Caso 5c)</i>	135

Sommario

Il presente documento è il risultato della collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Alma Mater Studiorum – Università di Bologna, finalizzata allo studio di sistemi ibridi di accumulo per l'incremento dello sfruttamento della risorsa rinnovabile non programmabile nell'ambito delle comunità energetiche. Tale collaborazione nasce all'interno dell'Accordo di Programma che il Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA hanno stipulato nel 2019 finalizzato all'esecuzione delle linee di attività del Piano Triennale della Ricerca e Sviluppo di Interesse Generale per il Sistema Elettrico Nazionale.

L'accordo di collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Alma Mater Studiorum – Università di Bologna si riferisce al Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021. Il presente documento descrive la ricerca svolta durante la prima annualità.

Più in dettaglio, l'attività di ricerca è finalizzata allo studio della produzione e successivo impiego di idrogeno come strategia di accumulo per incrementare lo sfruttamento delle risorse rinnovabili non programmabili nell'ambito delle comunità energetiche.

L'obiettivo dell'approccio proposto è l'ottenimento dell'indipendenza energetica nel settore civile/residenziale con particolare riferimento ai piccoli distretti cittadini.

La presente linea di attività è di tipo analitico ed è finalizzata alla definizione di:

- 1) metodi per il design ottimizzato di sistemi per l'accumulo e lo sfruttamento di idrogeno integrati con generatori rinnovabili;
- 2) strategie ottimizzate per la gestione *real time* dei sistemi in oggetto.

L'obiettivo finale è quello di:

- massimizzare lo sfruttamento delle risorse rinnovabili;
- minimizzare (o annullare) l'impiego di combustibili fossili;
- minimizzare (o annullare) lo scambio di energia elettrica con la rete di distribuzione nazionale.

Il progetto si articola in un piano di ricerca triennale, suddiviso in tre linee di attività, ognuna della quali di durata annuale.

La linea di attività del primo anno, oggetto del presente report, è dedicata allo sviluppo di metodi per il design ottimizzato delle tecnologie di produzione, accumulo e successiva riconversione dell'idrogeno integrati con sistemi di generazione rinnovabile non programmabile. I suddetti metodi saranno applicati ed utilizzati per ottimizzare i vettori energetici degli impianti ibridi locali ed in particolare al modello S.A.P.I.E.N.T.E. (Sistema di Accumulo e Produzione Integrata di ENergia Termica ed Elettrica) in fase di studio presso il Centro Ricerche Casaccia. A tale scopo, nella prima annualità, verranno acquisiti i modelli per la simulazione dinamica dell'impianto sperimentale già sviluppati da ENEA per implementare e simulare le nuove funzionalità previste dal nuovo assetto impiantistico (comprensivo del sistema di accumulo a idrogeno) ottimizzato secondo le procedure di seguito descritte.

Tale linea di attività può essere suddivisa nelle seguenti fasi.

FASE I: *Definizione delle tecnologie di produzione, accumulo e riconversione di idrogeno a servizio di un distretto energetico.*

In tale fase è stata effettuata un'ampia ricerca al fine di individuare tutte le tecnologie attualmente presenti sul mercato per la produzione di idrogeno, accumulo e successiva riconversione con particolare riferimento

a sistemi basati su elettrolisi e fuel cell. Tale ricerca ha tenuto conto del contesto in cui tali tecnologie dovranno essere installate ed impiegate (piccoli distretti energetici nell'ambito del settore civile o residenziale) e della possibile integrazione con i sistemi energetici al servizio delle utenze per la produzione di energia elettrica, termica e frigorifera.

FASE II: *Sviluppo di un metodo per il design ottimizzato.*

In tale fase, sono stati definiti alcuni criteri di design utili all'individuazione delle tecnologie (e delle taglie corrispondenti) per l'impiego dell'idrogeno come sistema di accumulo nel settore civile e/o residenziale con particolare riferimento all'impianto SAPIENTE del Centro ENEA di Casaccia. Più in dettaglio, utilizzando e ampliando le funzionalità dei modelli matematici già sviluppati da ENEA per gli impianti ibridi, si è tenuto conto dell'impiego dell'idrogeno come tecnologia di accumulo sia considerando una base temporale giornaliera o settimanale che come strategia di accumulo stagionale. Il metodo di design ottimizzato sviluppato tiene conto di tutte le condizioni al contorno presenti quali carichi e tipologia di utenze, condizioni climatiche, ulteriori sistemi di conversione energetica già impiegati (o utilizzabili) arrivando a definire l'architettura della rete più performante sia in termini energetici che economici ed ambientali.

1 Introduzione

L'impulso costante alla riduzione dei consumi di combustibili fossili e al contenimento delle emissioni inquinanti ha favorito negli ultimi anni una forte crescita dell'impiego della generazione – sia elettrica che termica – da sorgente rinnovabile non programmabile.

La penetrazione delle sorgenti rinnovabili non programmabili nel mix di generazione elettrico nazionale pone nuove problematiche sia per quanto concerne il piano produttivo che per quanto riguarda la rete di distribuzione elettrica. È infatti risaputo che le inevitabili fluttuazioni della potenza elettrica prodotta da generatori fotovoltaici ed eolici spesso impongono rapide e imprevedibili modulazioni del carico delle unità di produzione programmabili al servizio della rete elettrica nazionale. Conseguenza di questo sono inevitabili problematiche per quanto riguarda la frequenza di rete e l'abbassamento dell'efficienza di conversione dei sistemi di produzione elettrica nazionale.

Da diversi anni appare pertanto evidente che il limite più critico all'ulteriore penetrazione della generazione rinnovabile non programmabile nel sistema elettrico nazionale è rappresentato dalla carenza di capacità di accumulo elettrico. Lo sviluppo di comunità energetiche (distretti energetici) connesse alla rete, ma virtualmente autosufficienti, permetterebbe – da un lato – di alleggerire la rete di distribuzione dal compito di cessione di potenza elettrica agli utenti finali – e dall'altro – di ridurre o annullare i fenomeni di instabilità causati dall'eccessiva immissione in rete di potenza elettrica prodotta da fonte rinnovabile non programmabile. La corretta gestione dei flussi di energia all'interno delle comunità energetiche (spesso indicate anche come *smart grids* o reti complesse di distribuzione dell'energia elettrica, termica, frigorifera e del combustibile) è uno degli aspetti che più impegna la ricerca in campo energetico negli ultimi anni.

A tal proposito, la possibilità di tecnologie di accumulo dell'energia elettrica in grado di operare sia sotto il profilo stagionale che giornaliero o settimanale costituirebbe una fondamentale spinta verso l'indipendenza energetica dei suddetti distretti.

In questo contesto, l'accordo di collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Alma Mater Studiorum – Università di Bologna all'interno del contesto definito dal Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 si rivolge ai piccoli distretti cittadini con l'obiettivo di studiare strategie, metodi e tecnologie in grado di portarli al conseguimento dell'indipendenza energetica. Chiave di volta del suddetto obiettivo può essere rappresentata dall'impiego dell'idrogeno come strategia di accumulo da impiegare sia su base stagionale che giornaliera o settimanale. Nel contesto in esame la produzione, stoccaggio e successiva riconversione dell'idrogeno rappresenta infatti una tecnologia che può essere integrata con la generazione rinnovabile e altre diverse tecnologie di accumulo elettrico – quali ad esempio le batterie a ioni di litio – al fine (i) massimizzare lo sfruttamento delle risorse rinnovabili, (ii) minimizzare (o annullare) l'impiego di combustibili fossili e (iii) minimizzare (o annullare) lo scambio di energia elettrica con la rete di distribuzione nazionale.

2 Tecnologie per la produzione di idrogeno (elettrolisi)

Tra le diverse tecnologie – attualmente disponibili – per la produzione di idrogeno, l'elettrolisi è quella che appare più adatta all'integrazione con generatori di energia elettrica da fonte rinnovabile. Come noto, l'elettrolisi consente di produrre idrogeno a partire dalle molecole di acqua mediante l'impiego di energia elettrica. Tale reazione viene realizzata in un dispositivo comunemente chiamato elettrolizzatore.

I componenti di base di un elettrolizzatore sono due elettrodi (catodo e anodo) e l'elettrolita tra essi interposto. La decomposizione dell'acqua avviene attraverso due reazioni parziali agli elettrodi e grazie ad un processo di conduzione ionica per mezzo dell'elettrolita. La reazione complessiva che porta alla generazione di idrogeno gassoso, risulta:



Tale reazione globale è in realtà la somma delle semi-reazioni agli elettrodi, dipendenti dalla tipologia di elettrolizzatore. In una cella elettrolitica la reazione di riduzione avviene al catodo, mentre quella di ossidazione avviene all'anodo. L'energia elettrica fornita consente la migrazione degli ioni caricati positivamente (idrogeno) verso l'elettrodo caricato negativamente (catodo) e di quelli negativi (ossigeno) verso l'elettrodo positivo (anodo). Al catodo avviene una reazione di riduzione che forma idrogeno gassoso, mentre all'anodo avviene un'ossidazione a formare ossigeno puro. Più in dettaglio, le semi-reazioni agli elettrodi sono:



Sulla base del tipo di elettrolita utilizzato, ovvero del diverso portatore di carica (OH^- , H^+ , O^{2-}), gli elettrolizzatori possono essere classificati in tre grandi categorie:

- alcalini;
- a membrana polimerica (PEM - Proton Exchange Membrane);
- ad ossidi solidi (SOEC – Solid Oxide Electrolysis Cell).

Uno schema riassuntivo delle reazioni principali delle tre tipologie di elettrolizzatori sopra elencati è presentato in **Figura 1**.

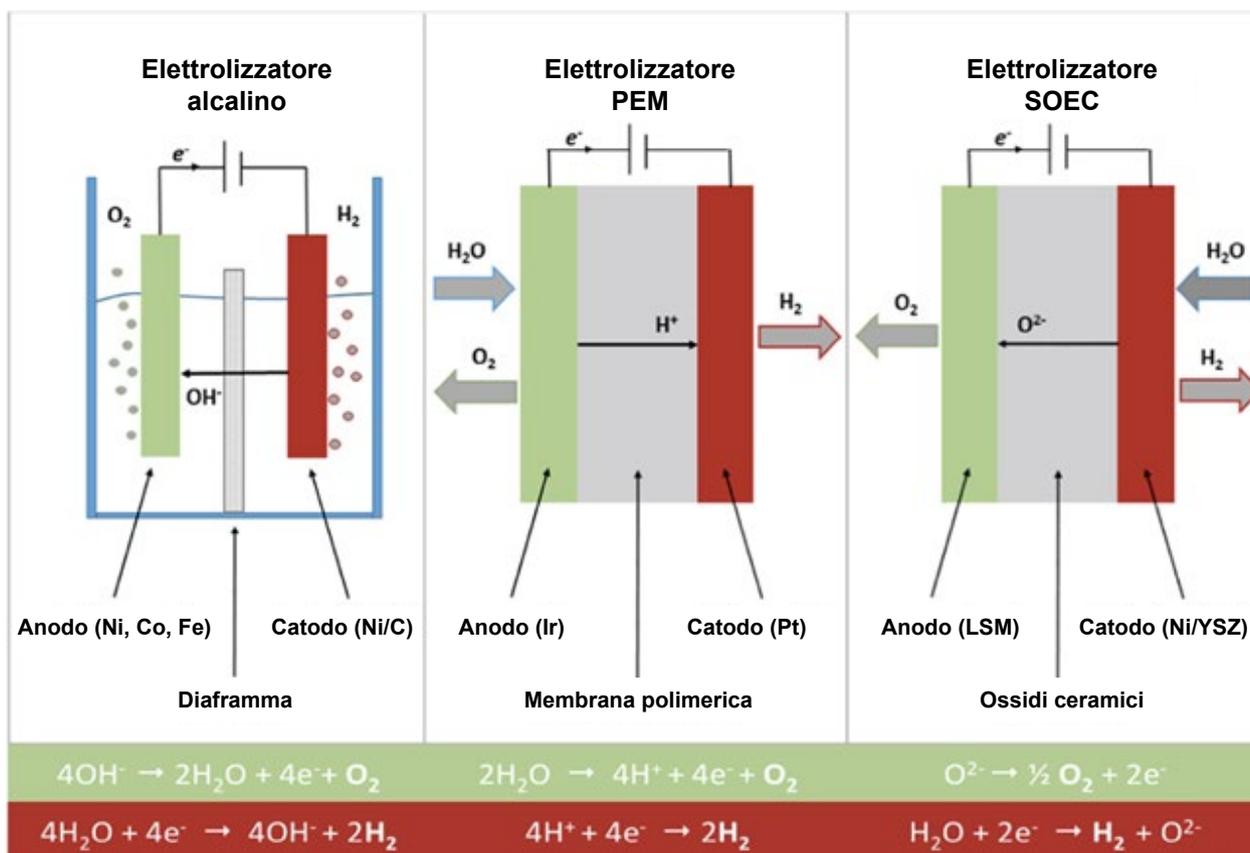


Figura 1 – Reazioni principali degli elettrolizzatori di tipo alcalino, a membrana polimerica e ad ossidi solidi.

2.1 Elettrolizzatori alcalini

Gli elettrolizzatori alcalini [1] sono costituiti da due elettrodi, da una membrana separatrice microporosa e da un elettrolita alcalino acquoso generalmente composto per il 30 % in peso da idrossido di potassio (KOH) o da idrossido di sodio (NaOH). Il materiale catodico più comunemente utilizzato in questi dispositivi è il nichel, ricoperto - come materiale catalitico - generalmente da platino. Per l'anodo vengono invece utilizzati metalli quali nichel o rame, ricoperti da ossidi metallici come l'ossido di manganese, tungsteno o rutenio.

In una cella alcalina, l'acqua viene introdotta al catodo dove è decomposta in idrogeno e OH^- in accordo con la reazione:



Gli ioni OH^- migrano poi, attraverso l'elettrolita, verso l'anodo, dove avviene la formazione di ossigeno secondo la reazione:



Un diaframma di amianto separa il comparto anodico da quello catodico, prevenendo il miscelamento dei gas prodotti. L'idrogeno prodotto viene accumulato nella soluzione alcalina e separato in un secondo momento attraverso un separatore gas-liquido posto all'esterno dell'elettrolizzatore. Gli elettrolizzatori di tipo alcalino sono largamente diffusi prevalentemente per il ridotto costo di investimento necessario al loro acquisto; comparati con le altre tecnologie di elettrolisi, presentano una bassa efficienza, che implica elevati consumi di energia elettrica.

2.2 Elettrolizzatori a membrana polimerica (PEM)

Gli elettrolizzatori polimerici (PEM) [2] utilizzano una membrana polimerica a scambio protonico come elettrolita solido. L'acqua viene generalmente alimentata all'anodo, dove avviene la reazione di ossidazione riportata di seguito:



Gli ioni H^+ prodotti migrano attraverso la membrana polimerica dal comparto anodico a quello catodico, dove reagiscono per produrre idrogeno puro:



I catalizzatori utilizzati come elettrodi in queste celle sono a base di platino, iridio, rutenio e rodio, mentre la membrana polimerica, che agisce da separatore di elettrodi e di gas, è costituita da Nafion variamente dopato.

Rispetto alle celle alcaline, quelle polimeriche mostrano una maggiore efficienza e una più elevata affidabilità. L'utilizzo di un elettrolita solido in luogo di una soluzione caustica ne aumenta inoltre la sicurezza. I recenti progressi nello sviluppo delle membrane polimeriche hanno permesso di allargare il range di lavoro delle PEM, arrivando a temperature superiori i 200 °C [3].

2.3 Elettrolizzatori ad ossidi solidi (SOEC)

Gli elettrolizzatori ad ossidi solidi (SOEC) [4] sono caratterizzati da multistrati ceramici costituiti da un elettrolita denso posto tra due elettrodi porosi. Il vapor d'acqua è alimentato al catodo e quando viene applicato un potenziale, diffonde nei siti reattivi venendo dissociato in idrogeno gassoso e ioni O^{2-} . L'idrogeno prodotto diffonde fino alla superficie catodica, dove viene raccolto, mentre gli ioni O^{2-} migrano attraverso l'elettrolita verso l'anodo, dove sono ossidati ad ossigeno gassoso.

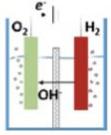
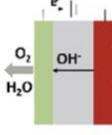
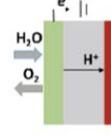
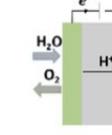
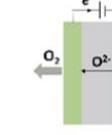
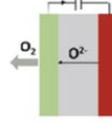
Le SOEC operano in un intervallo di temperatura tra i 600 °C ed i 1000 °C, dove la cinetica di reazione è piuttosto veloce e permette quindi l'utilizzo di metalli non preziosi per gli elettrodi. Rispetto agli elettrolizzatori PEM ed alcalini, questi sistemi non richiedono una purificazione dell'acqua. I materiali utilizzati nella fabbricazione degli elettrodi devono avere buone proprietà di conduzione elettronica e ionica e presentare elevata porosità ed attività catalitica per le reazioni di interesse. L'elettrolita solido deve invece possedere un'elevata conduttività ionica che, ad alte temperature, permetta la migrazione di ioni O^{2-} dal compartimento catodico a quello anodico. Inoltre, tale materiale, deve essere sufficientemente denso da evitare il contatto diretto tra i gas, che altrimenti si ricombinerebbero cortocircuitando la cella.

2.4 Confronto tre le tecnologie di elettrolisi

Un riepilogo delle principali caratteristiche delle tre tipologie di elettrolizzatori illustrati è presentato in **Tabella 1** [5].

Ad integrazione delle informazioni riportate in **Tabella 1**, si sottolinea che gli elettrolizzatori alcalini rappresentano la tecnologia in commercio più utilizzata, con diversi costruttori tra cui De Nora SAP, Norsk Hydro, Electrolyzer Corp, Teledyne Energy Systems e General Electric [6]. I principali vantaggi delle celle alcaline sono attribuibili alla bassa temperatura di esercizio (20 ÷ 80 °C) che consente l'avvio del processo di elettrolisi senza nessuna spesa termica. Inoltre, tali celle hanno una fase di avviamento e spegnimento piuttosto veloce e, grazie alle basse temperature di esercizio, meno critica rispetto a celle che lavorano ad alta temperatura (SOEC). Gli elettrolizzatori alcalini presentano, inoltre, un basso costo di investimento ed elevata affidabilità.

Tabella 1 – Caratteristiche delle principali tecnologie di elettrolisi [5].

	Low Temperature Electrolysis			High Temperature Electrolysis		
	Alkaline (OH ⁻) electrolysis	Proton Exchange (H ⁺) electrolysis		Oxygen ion(O ²⁻) electrolysis		
	Liquid	Polymer Electrolyte Membrane		Solid Oxide Electrolysis (SOE)		
	Conventional	Solid alkaline	H ⁺ - PEM	H ⁺ - SOE	O ²⁻ - SOE	Co-electrolysis
Operation principles						
Charge carrier	OH ⁻	OH ⁻	H ⁺	H ⁺	O ²⁻	O ²⁻
Temperature	20-80°C	20-200°C	20-200°C	500-1000°C	500-1000°C	750-900°C
Electrolyte	liquid	solid (polymeric)	solid (polymeric)	solid (ceramic)	solid (ceramic)	solid (ceramic)
Anodic Reaction (OER)	4OH ⁻ → 2H ₂ O + O ₂ + 4e ⁻	4OH ⁻ → 2H ₂ O + O ₂ + 4e ⁻	2H ₂ O → 4H ⁺ + O ₂ + 4e ⁻	2H ₂ O → 4H ⁺ + 4e ⁻ + O ₂	O ²⁻ → 1/2O ₂ + 2e ⁻	O ²⁻ → 1/2O ₂ + 2e ⁻
Anodes	Ni > Co > Fe (oxides) Perovskites: Ba _{0.5} Sr _{0.5} Co _{0.8} Fe _{0.2} O _{3-δ} , LaCoO ₃	Ni-based	IrO ₂ , RuO ₂ , Ir _x Ru _{1-x} O ₂ Supports: TiO ₂ , ITO, TiC	Perovskites with protonic-electronic conductivity	La ₂ Sr _{1-x} MnO ₃ + Y-Stabilized ZrO ₂ (LSM-YSZ)	La ₂ Sr _{1-x} MnO ₃ + Y-Stabilized ZrO ₂ (LSM-YSZ)
Cathodic Reaction (HER)	2H ₂ O + 4e ⁻ → 4OH ⁻ + 2H ₂	2H ₂ O + 4e ⁻ → 4OH ⁻ + 2H ₂	4H ⁺ + 4e ⁻ → 2H ₂	4H ⁺ + 4e ⁻ → 2H ₂	H ₂ O + 2e ⁻ → H ₂ + O ²⁻	H ₂ O + 2e ⁻ → H ₂ + O ²⁻ CO ₂ + 2e ⁻ → CO + O ²⁻
Cathodes	Ni alloys	Ni, Ni-Fe, NiFe ₂ O ₄	Pt/C MoS ₂	Ni-cermets	Ni-YSZ Subst. LaCrO ₃	Ni-YSZ perovskites
Efficiency	59-70%		65-82%	up to 100%	up to 100%	-
Applicability	commercial	laboratory scale	near-term commercialization	laboratory scale	demonstration	laboratory scale
Advantages	low capital cost, relatively stable, mature technology	combination of alkaline and H ⁺ -PEM electrolysis	compact design, fast response/start-up, high-purity H ₂	enhanced kinetics, thermodynamics: lower energy demands, low capital cost		+ direct production of syngas
Disadvantages	corrosive electrolyte, gas permeation, slow dynamics	low OH ⁻ conductivity in polymeric membranes	high cost polymeric membranes; acidic: noble metals	mechanically unstable electrodes (cracking), safety issues: improper sealing		
Challenges	Improve durability/reliability; and Oxygen Evolution	Improve electrolyte	Reduce noble-metal utilization	microstructural changes in the electrodes: delamination, blocking of TPBs, passivation		C deposition, microstructural change electrodes

Per quanto riguarda gli svantaggi di questa tecnologia, la conduzione ionica attraverso l'elettrolita liquido può risultare molto lenta; la presenza del diaframma può ostacolare ulteriormente il trasporto degli ioni OH⁻. Per quanto detto, si riscontrano, per questo tipo di tecnologia, generalmente basse densità di corrente. Il diaframma, che come detto ostacola la conduzione ionica, può causare la permeazione non voluta dei gas attraverso di esso; tale fenomeno oltre presentare problemi di sicurezza, contribuisce ulteriormente a ridurre l'efficienza.

In generale, per gli elettrolizzatori alcalini il rendimento elettrico si può stimare tra il 59 ed il 70 %.

Per quanto riguarda gli elettrolizzatori PEM, l'ambiente acido ostacola la cinetica delle reazioni di ossidoriduzione e, di conseguenza, si rende necessario l'utilizzo di catalizzatori costituiti da metalli nobili e pertanto particolarmente costosi. Questo problema, insieme all'alto costo delle membrane polimeriche, rappresenta il più grande limite alla commercializzazione di elettrolizzatori PEM nell'immediato futuro.

D'altra parte, lo stato solido dell'elettrolita permette un design più compatto e di operare a pressioni maggiori di quella atmosferica. Tale possibilità di funzionamento consente un incremento dell'efficienza, come confermato dalle analisi termodinamiche disponibili in letteratura. Anche gli elettrolizzatori alcalini potrebbero operare a pressioni più elevate rispetto alla pressione atmosferica, ma con un più elevato tasso di degradazione. In ogni caso, l'utilizzo di un elettrolita liquido presenta ulteriori criticità per il funzionamento a pressioni diverse da quella atmosferica, a causa della permeazione dei gas attraverso il diaframma. D'altra parte, lavorare a pressioni differenti ai due lati dell'elettrolizzatore faciliterebbe lo stoccaggio dell'idrogeno, poiché sarebbe prodotto ad elevate pressioni e verrebbe eliminato un eventuale sistema di compressione del gas.

Inoltre, la natura dell'elettrolita rende i PEM sistemi più dinamici, con un più veloce responso in applicazioni con carico variabile rispetto agli elettrolizzatori ad elettrolita liquido (elettrolizzatori alcalini), dove i moti diffusionali degli ioni possono essere molto lenti.

Le perdite elettriche risultano minori per questa tecnologia grazie alla grande disponibilità di membrane polimeriche con un'alta conduttività protonica. Si osserva che l'attraversamento dei gas può avvenire anche nelle membrane polimeriche degli elettrolizzatori PEM, sebbene in misura minore (rispetto agli elettrolizzatori alcalini) in quanto lo spessore della membrana minimizza la permeazione dei gas.

Lo stato solido dell'elettrolita nei SOEC, come nel caso dei PEM, permette un design più compatto e garantisce un veloce responso in applicazioni con carico variabile. Inoltre, le perdite elettriche risultano minime per i SOEC, grazie alla migliore conduzione ionica alle alte temperature operative.

Anche se gli elettroliti ceramici evitano la permeazione dei gas, gli elettrolizzatori SOEC presentano diversi problemi di sicurezza. A causa delle alte temperature, è molto difficile ottenere una sigillatura soddisfacente a lungo termine della sezione anodica e della sezione catodica con il rischio non trascurabile di una rottura improvvisa. D'altra parte, le alte temperature sono la caratteristica principale che rende questa tecnologia molto vantaggiosa rispetto a quella a bassa temperatura. La termodinamica dell'elettrolisi dell'acqua è mostrata in **Figura 2**.

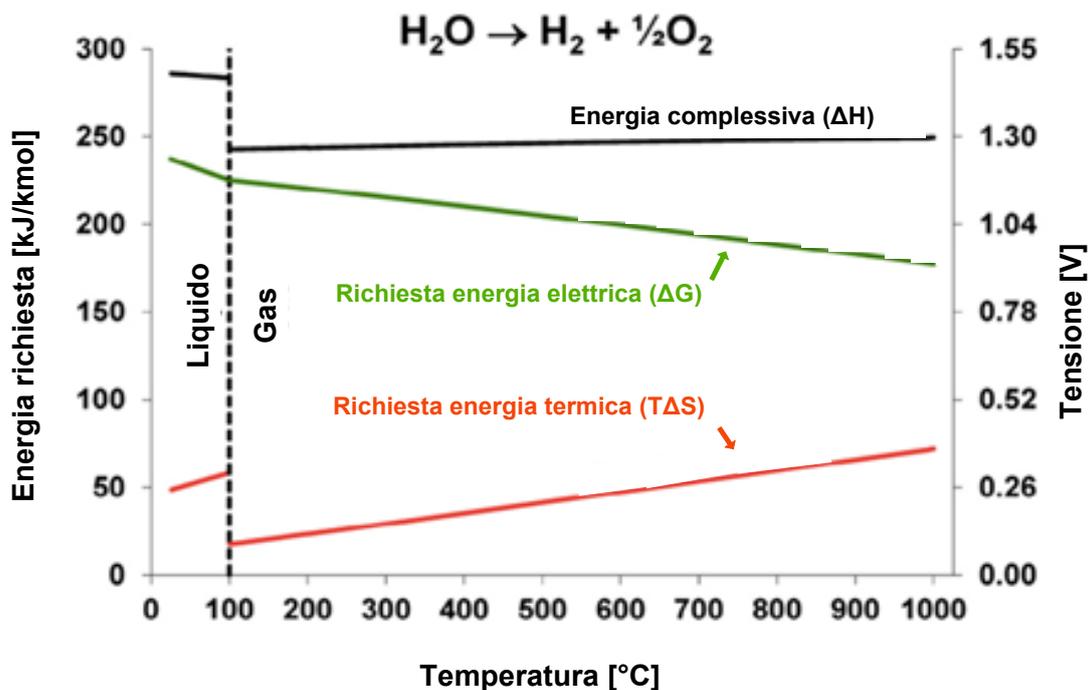


Figura 2 – Termodinamica della reazione di elettrolisi dell'acqua a pressione ambiente [7].

L'energia complessivamente richiesta dal processo, indicata con ΔH , aumenta leggermente all'aumentare della temperatura, mentre il contributo del prodotto $T\Delta S$ aumenta in maniera più significativa, e quindi l'energia elettrica richiesta per il processo di elettrolisi, indicata con ΔG , è molto inferiore a temperature elevate, riducendo di conseguenza il costo dell'idrogeno prodotto. Per una densità di corrente di 7000 A/m² ed una temperatura del vapore in ingresso pari a 800 °C, si stima che gli elettrolizzatori di tipo SOEC possano operare a 1.3 V di tensione con un consumo energetico pari 3 kWh per Nm³ di idrogeno prodotto: un elettrolizzatore alcalino richiederebbe 4.5 kWh. Occorre in ogni caso osservare che, in queste considerazioni non sono conteggiate né le perdite né l'energia spesa per il riscaldamento dell'acqua. In questo senso, l'efficienza netta del SOEC sarebbe pari a circa il 40 ÷ 60 %, ovvero inferiore a quello degli

elettrolizzatori a bassa temperatura (59 ÷ 70 % per gli elettrolizzatori alcalini e 65 ÷ 82 % per gli elettrolizzatori PEM). Le suddette considerazioni potrebbero essere differenti se il calore necessario ai sistemi SOEC fosse generato da fonti rinnovabili (es.: solare termico), o se scaricato nel caso di sistemi integrati, fosse recuperato da processi esotermici in cui il calore scaricato andrebbe disperso. In entrambe queste alternative, il rendimento dei SOEC potrebbe essere prossimo al 100 %.

Un altro aspetto interessante degli elettrolizzatori SOEC, anch'esso correlato alle alte temperature operative, è la possibilità di effettuare una co-elettrolisi di acqua e biossido di carbonio per produrre syngas (composto principalmente da idrogeno e monossido di carbonio). Attualmente, tale tecnologia è ancora a livello prototipale, anche se diversi impianti pilota sono stati recentemente realizzati [8]. Nonostante le alte temperature operative del SOEC portino numerosi vantaggi, va comunque osservato che contemporaneamente sono causa di fenomeni di degradazione della cella molto rapidi e ne compromettono la stabilità. I problemi citati dovranno essere risolti prima che gli elettrolizzatori SOEC diventino tecnologie commerciali su larga scala.

Va infine riportato il nuovo trend emerso negli ultimi anni riguardante l'evoluzione degli elettrolizzatori alcalini, che consiste nell'utilizzo, come elettrolita, di una membrana polimerica con conduzione anionica (OH^-): tali tipi di elettrolizzatori vengono definiti a membrana di scambio anionica (AEM – Anion Exchange Membrane). Questa tecnologia innovativa sembra essere promettente, poiché riesce a combinare gli aspetti positivi della tecnologia alcalina e di quella PEM. Poiché si tratta di un ibrido tra le due tecnologie, tale sistema può essere considerato anche come una sub-categoria degli elettrolizzatori di tipo PEM. Con questa tecnologia possono essere utilizzati catalizzatori metallici poco costosi poiché la cinetica della reazione è migliore in mezzi alcalini rispetto a quelli acidi (elettrolizzatori PEM), mentre lo stato solido della membrana garantisce integrità meccanica per operazioni ad alta pressione garantendo contemporaneamente un design compatto e scalabile. Anche in questo caso, permangono diverse problematiche (come, ad esempio, l'alto costo e la bassa conduttività ionica delle membrane polimeriche, soggette, tra le altre cose, a degradazione) che dovranno essere risolte prima che anche questa tecnologia possa essere commercializzata.

L'analisi svolta nel presente paragrafo, la maturità tecnologica e la disponibilità commerciale delle diverse tecnologie di elettrolisi, permettono di individuare gli elettrolizzatori di tipo PEM come l'opzione più adatta all'impiego nel settore civile/residenziale in particolare per l'integrazione con generatori elettrici da sorgente rinnovabile non programmabile.

Si può infatti osservare che l'alternativa rappresentata dagli elettrolizzatori di tipo alcalino, nonostante sia caratterizzata da un elevato grado di maturità tecnologica e disponibilità commerciale, mostra valori particolarmente ridotti per quanto riguarda l'efficienza di conversione.

Al contrario, gli elettrolizzatori di tipo SOEC, che potrebbero garantire efficienze di conversione teoricamente molto prossime all'unità, rappresentano una tecnologia non ancora consolidata e sicuramente commercialmente poco diffusa.

Per i suddetti motivi, nel prosieguo del presente lavoro si farà riferimento – dove non diversamente specificato – esclusivamente ad elettrolizzatori di tipo PEM.

3 Elettrolizzatori sul mercato

In questo capitolo si ritiene utile riportare una sintesi della ricerca di mercato effettuata per quanto concerne gli elettrolizzatori di tipo PEM. Nei paragrafi successivi sono infatti riportati i principali costruttori presenti sul mercato e i corrispondenti modelli di elettrolizzatori disponibili.

3.1 Giner ELX

Gli elettrolizzatori prodotti da Giner ELX [9] (Figura 3) incorporano la tecnologia PEM. Essi sono in grado di produrre idrogeno puro (99.9995 %) in maniera sicura, pulita, con un elevato grado di affidabilità ed efficienza a pressioni operative fino a 40 barg.

In dettaglio, sono disponibili quattro modelli di elettrolizzatori che si differenziano per la taglia:

- 30S: sistema con taglia di 150 kW e portata prodotta di 30 Nm³/h;
- 60S: sistema con taglia di 300 kW e portata prodotta di 60 Nm³/h;
- 90S: sistema con taglia di 450 kW e portata prodotta di 90 Nm³/h;
- 200S: sistema con taglia di 1000 kW e portata prodotta di 200 Nm³/h;

Tutte queste soluzioni attestano un rendimento elettrico (su base LHV) attorno al 25 % [9].

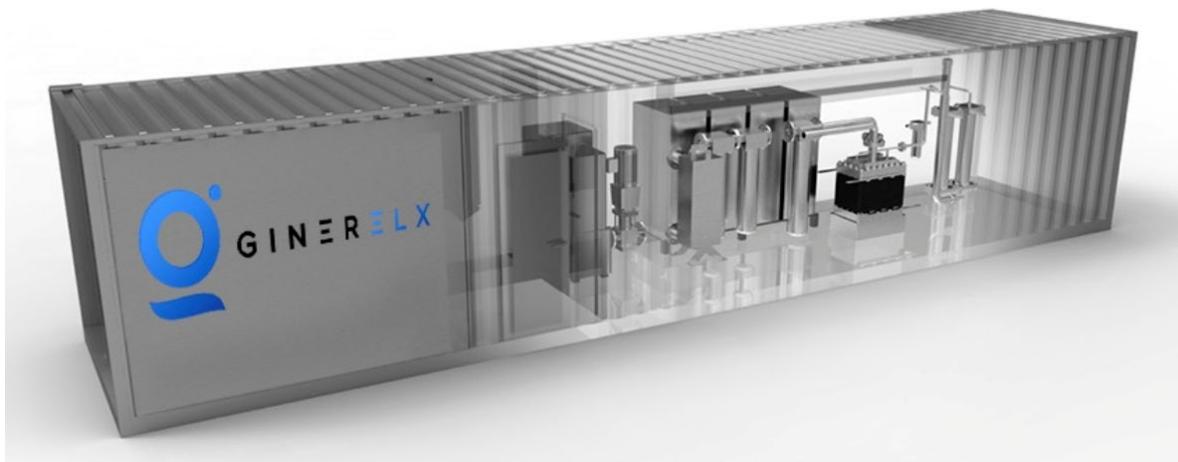


Figura 3 – Elettrolizzatore PEM prodotto dall’azienda Giner ELX [9].

3.2 McPhy

L’azienda McPhy [10] presenta la più vasta gamma di elettrolizzatori sul mercato. Gli elettrolizzatori prodotti riescono a coprire un ampio range in termini di portata (da 0.4 a 800 Nm³/h), con pressioni da 1 a 30 bar e alti livelli di purezza. I prodotti a catalogo possono essere utilizzati in vari campi di applicazione, spaziando da impieghi leggeri (ad esempio nel settore della realizzazione di gioielli) ad applicazioni multi-MW (ad esempio nei trasporti pesanti, nell’industria, ecc.).

Per quanto riguarda le unità di piccola e media taglia, queste possono coprire un vasto range di applicazioni:

- idrogeno per saldatura e brasatura;
- taglio di metalli ad alta precisione ed alte velocità;

- lavorazione di metalli: torce alimentate ad idrogeno ed ossigeno;
- meteorologia: l'idrogeno prodotto sul posto viene utilizzato per riempire i palloni aerostatici;
- elettronica;
- industria del vetro;
- industria agro-alimentare.

Le specifiche tecniche degli elettrolizzatori di taglia medio-piccola (**Figura 4**) sono state riportate in **Tabella 2**.



Figura 4 – Elettrolizzatori di taglia medio-piccola.

Tabella 2 – Caratteristiche principali degli elettrolizzatori di taglia medio-piccola.

Modello	Pressione [barg]	Portata H ₂ [Nm ³ /h]	Potenza elettrica [kW]	Rendimento (LHV) [%]
Baby Piel	1.0	0.4	3	16,7%
P1,5	1.0 ÷ 2.5	1.0	7	17.8%
P2,4	1.0 ÷ 2.5	1.6	11	18.2%
M3,6	1.0 ÷ 2.5	2.4	16	18.7%
M5,1	1.0 ÷ 2.5	3.4	20	21.2%
M6,6	1.0 ÷ 2.5	4.4	23	23.9%
G10,2	1.0 ÷ 2.5	6.8	38	22.4%
G12	1.0 ÷ 2.5	7.6	41	23.2%
Dodicimila	1.0 ÷ 4.0	8.0	42	23.8%
Quindicimila	1.0 ÷ 4.0	10.0	52	24.0%
Diciottomila	1.0 ÷ 4.0	12.0	63	23.8%
S4,5 MP	4.0 ÷ 8.0	3.0	16	23.4%
S6 MP	4.0 ÷ 8.0	4.0	21	23.8%
S9 MP	4.0 ÷ 8.0	6.0	31	24.2%
S12 MP	4.0 ÷ 8.0	8.0	42	23.8%
S15 MP	4.0 ÷ 8.0	10.0	52	24.0%
S18 MP	4.0 ÷ 8.0	12.0	63	23.8%

Per quanto riguarda le applicazioni degli elettrolizzatori di grande taglia, si riportano di seguito le categorie merceologiche di riferimento:

- mobilità;
- industria: raffinerie, acciaierie ed industria chimica;
- Power-to-Gas: accoppiamento di elettrolizzatori con generatori rinnovabili.

Le specifiche tecniche degli elettrolizzatori di grande taglia (**Figura 5**) sono riportati in **Tabella 3**.

Tabella 3 – Specifiche tecniche degli elettrolizzatori di grande taglia.

Modello	Pressione [barg]	Portata H ₂ [Nm ³ /h]	Potenza elettrica	Rendimento (LHV) [%]
McLyzer 10-10	10	10	ca. 57 kW	21.9%
McLyzer 10-30	30	10	ca. 52 kW	24.0%
McLyzer 60-30	30	60	ca. 0.3 MW	25.0%
McLyzer 100-30	30	100	ca. 0.5 MW	25.0%
McLyzer 200-30	30	200	ca. 1 MW	25.0%
McLyzer 400-30	30	400	ca. 2 MW	25,0%
McLyzer 800-30	30	800	ca. 4 MW	25.0%



Figura 5 – Elettrolizzatori di grande taglia.

3.3 Green hydrogen

L'azienda Green hydrogen [11] fornisce soluzioni per applicazioni che richiedono produzione di idrogeno di piccola scala. Sviluppati esclusivamente per applicazioni che prevedono l'utilizzo di energia rinnovabile, questi moduli (**Figura 6**) uniscono buone prestazioni a bassi costi.

Ogni unità produttiva è un modulo completo, che include ogni altro dispositivo necessario. Tali elettrolizzatori possono essere utilizzati sia come singole unità (produzione in loco di idrogeno, laboratori universitari, ecc...) che come insieme di unità modulari per applicazioni nell'ordine dei 10 ÷ 25 kW.



Figura 6 – Elettrolizzatore PEM prodotto dall'azienda Green hydrogen.

Nello specifico, tali moduli sono in grado di produrre 1 Nm³/h (4.95 kW) di idrogeno ad una pressione massima di 50 bar e possono essere uniti per una potenza massima fino a 25 kW. Più in dettaglio, in **Tabella 4** si riportano le specifiche tecniche degli elettrolizzatori prodotti dall'azienda.

La brochure commerciale dell'azienda Green Hydrogen è riportata in Appendice A.

Tabella 4 – Caratteristiche principali degli elettrolizzatori prodotti dall'azienda.

Grandezza	Valore
Portata H ₂ [Nm ³ /h]	1.0
Pressione [bar]	15 ÷ 50
Purezza [%]	> 99.995
Funzionamento [%]	25 ÷ 100
Potenza [kW]	4.95
Tensione AC [V]	230/400
Tensione DC [V]	48
Rendimento LHV [%]	25.2%

4 Tecnologie per la conversione di idrogeno (celle a combustibile)

Le celle a combustibile generano energia elettrica e calore attraverso reazioni elettrochimiche opposte rispetto a quelle di elettrolisi. In input presentano ossigeno e idrogeno e, in uscita, acqua. Esiste una grande varietà di tipologie di fuel cell, ma tutte operano secondo gli stessi principi di base. La grande differenza tra le diverse tipologie di fuel cell risiede nella natura dell'elettrolita.

La reazione elettrochimica principale che avviene all'interno di una cella a combustibile è:



Il principio di funzionamento di tali sistemi è riportato in **Figura 7**.

La fuel cell è costituita da quattro elementi principali: anodo, catodo, elettrolita e circuito elettrico esterno. All'anodo, l'idrogeno si ossida in protoni ed elettroni, mentre al catodo l'ossigeno si riduce in ossidi e reagisce con i protoni per formare acqua. In base al tipo di elettrolita, sia i protoni che gli ioni passano attraverso un elettrolita che conduce ioni, mentre gli elettroni passano attraverso un circuito elettrico esterno per trasportare energia elettrica. La reazione tra ossigeno e idrogeno per produrre energia elettrica varia in base alla tecnologia di fuel cell considerata.

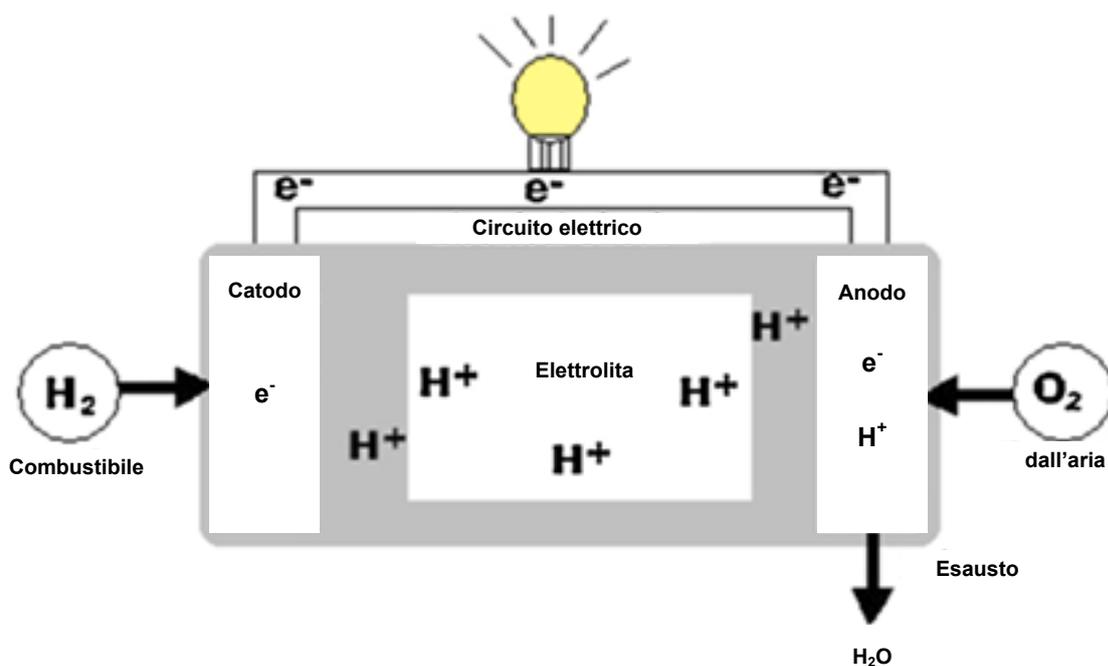


Figura 7 – Principio di funzionamento di una fuel cell.

Tenendo conto contemporaneamente del tipo di elettrolita utilizzato e della temperatura di funzionamento, le celle a combustibile possono essere classificate come segue (**Figura 8**):

- celle a bassa temperatura (50 ÷ 100 °C):
 - celle alcaline (Alcaline Fuel Cell, AFC), caratterizzate da un elettrolita costituito da idrossido di potassio, operano a temperature intorno a 120 °C e richiedono gas di alimentazione estremamente puri;
 - celle ad elettrolita solido polimerico (Proton Exchange Membrane, PEM oppure Polymer Electrolyte Fuel Cell, PEFC), caratterizzate da una membrana polimerica ad elevata conducibilità

protonica (elettrolita), funzionano a temperature comprese tra 50 e 100 °C e sono sviluppate soprattutto per la trazione e la microgenerazione distribuita;

- celle al metanolo diretto (Direct Methanol Fuel Cell, DMFC), come le PEM, utilizzano come elettrolita una membrana polimerica e operano a temperature tra 50 e 100 °C;
- celle a media temperatura (160 ÷ 220 °C):
 - celle ad acido fosforico (Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC), operanti a temperature prossime ai 200 °C con un elettrolita costituito da una soluzione concentrata di acido fosforico;
- celle ad alta temperatura (600 ÷ 1000 °C):
 - celle a carbonati fusi (Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC), il cui elettrolita è una soluzione di carbonati alcalini fusa alla temperatura di funzionamento della cella (650 °C) e contenuta in una matrice ceramica porosa;
 - celle a ossidi solidi (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC), che funzionano alle temperature più elevate (circa 900 ÷ 1000 °C) che assicurano all'elettrolita, costituito da materiale ceramico (ossido di zirconio drogato con ossido di ittrio), una sufficiente conducibilità.

L'elettrolita determina o condiziona fortemente il campo di temperatura operativo, il tipo di ioni e la direzione in cui diffondono attraverso la cella, la natura dei materiali costruttivi, la composizione dei gas reagenti, le modalità di smaltimento dei prodotti di reazione, le caratteristiche di resistenza meccanica ed, infine, la vita utile della cella.

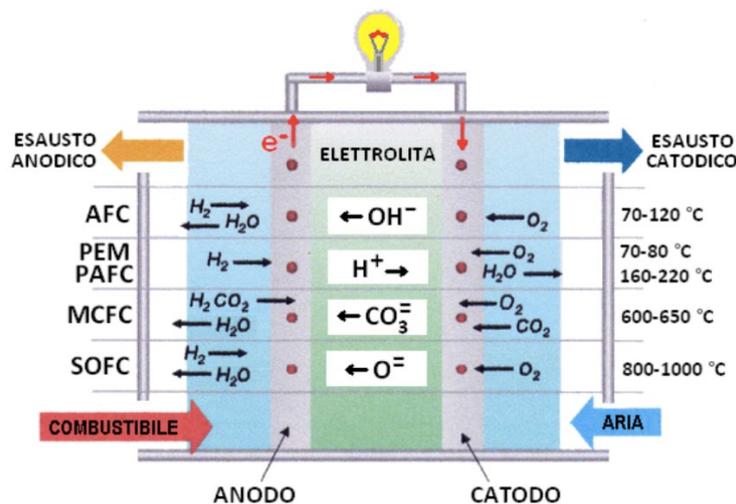


Figura 8 – Classificazione delle fuel cells: principi di funzionamento.

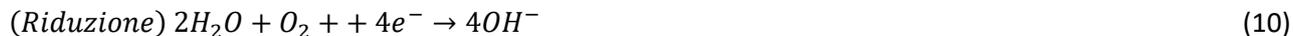
4.1 Celle alcaline (AFC)

Le AFC producono energia elettrica utilizzando un elettrolita alcalino acquoso costituito da idrossido di potassio (KOH). La presenza degli ioni OH^- che attraversano l'elettrolita permette la realizzazione di un circuito elettrico esterno e quindi dà la possibilità di estrarre energia elettrica.

In Figura 9 è riportato lo schema operativo di una AFC. All'anodo, due molecole di ossigeno reagiscono con quattro ioni OH^- per produrre quattro molecole di acqua e quattro elettroni. Questa prima reazione rappresenta la prima fase di ossidazione della reazione complessiva di ossidoriduzione:



Gli elettroni rilasciati in questa reazione raggiungono il catodo attraverso il circuito elettrico esterno e reagiscono con l'acqua per formare ioni OH^- . Al catodo, una molecola di ossigeno e due molecole di acqua, assieme a quattro elettroni assorbiti, formano quattro ioni OH^- . La reazione di riduzione che avviene al catodo è riportata di seguito:



Le AFC lavorano solitamente tra i 60 °C ed i 90 °C, benché recenti sviluppi hanno permesso di ridurre le temperature tra i 23 °C ed i 70 °C. Questa tipologia di celle è riconducibile a quelle a bassa temperatura e si distingue per un basso costo del catalizzatore. Il catalizzatore più comunemente utilizzato è il Nickel. L'efficienza elettrica massima delle AFC è solitamente attorno al 60 %. Tali celle sono considerate le più convenienti anche perché l'elettrolita usato è rappresentato semplicemente da idrossido di potassio (KOH).

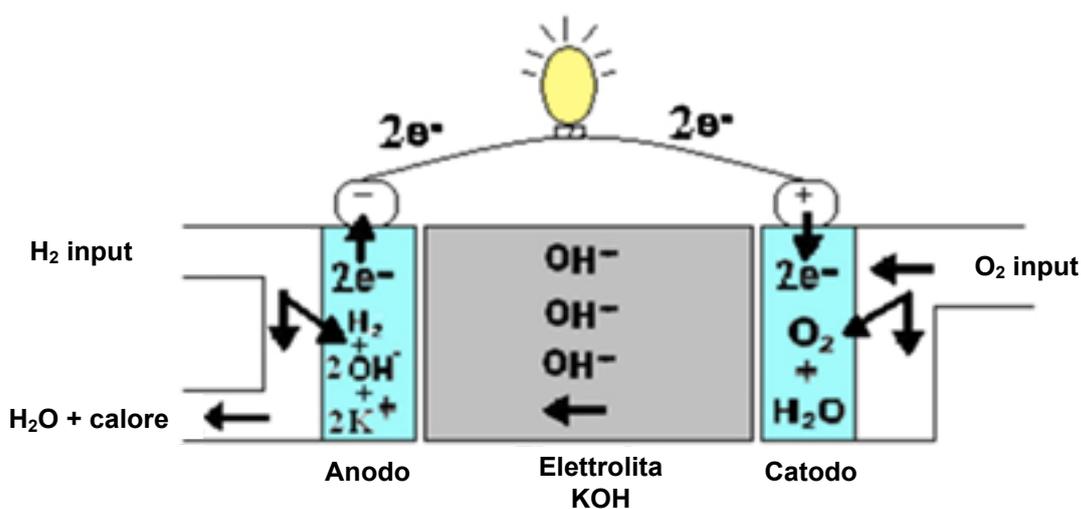


Figura 9 – Schema operativo di una AFC.

4.2 Celle ad acido fosforico (PAFC)

Le PAFC utilizzano come elettrodi carta carbone e come elettrolita acido fosforico (H_3PO_4). La conduttività ionica dell'acido fosforico è limitata a basse temperature e di conseguenza sono più adatte a lavorare nel range 150 ÷ 220 °C. I portatori di carica in questa tipologia di fuel cell sono gli ioni idrogeno (H^+ o protone). Questi passano dall'anodo al catodo attraversando l'elettrolita e gli elettroni espulsi ritornano al catodo attraverso il circuito elettrico esterno generando, ovviamente, corrente elettrica. L'acqua si forma al catodo come risultato della reazione che coinvolge elettroni, protoni ed ossigeno con la presenza di un catalizzatore (generalmente platino) per accelerare le reazioni. Il funzionamento in continuo e l'accensione del sistema sono critici attorno ai 40 °C a causa del rischio di solidificazione dell'acido fosforico. In **Figura 10** è riportato lo schema operativo di una PAFC. Come riportato in figura, l'idrogeno immesso all'anodo si separa in quattro protoni (H^+) e quattro elettroni. Il processo di ossidoriduzione si divide nella fase di ossidazione (all'anodo) e nella fase di riduzione (al catodo):



Gli elettroni e i protoni si muovono rispettivamente attraverso il circuito elettrico esterno e l'elettrolita. Il risultato del processo consiste nella produzione di energia elettrica e calore.

Le PAFC non richiedono ossigeno puro in input, in quanto l'eventuale presenza di CO_2 non influenza le prestazioni dell'elettrolita o della cella. Questo tipo di cella può operare con aria in input e può utilizzare combustibili fossili da reforming. Inoltre, l'acido solforico ha una bassa volatilità ed un'elevata stabilità a lungo termine. I costi di investimento sono elevati in quanto le PAFC utilizzano aria con il 21 % di ossigeno e non ossigeno puro, causando una notevole riduzione della densità di corrente prodotta. Generalmente, le PAFC sono realizzate con piatti bipolari al fine di aumentare la produzione di energia elettrica. Quanto detto comporta elevati costi di investimento per questa tecnologia. Attualmente, le celle a combustibile di tipo PAFC sono presenti in commercio con capacità fino a 200 kW, mentre sistemi con potenze superiori (fino a 11 MW) sono attualmente in fase di sviluppo. Le PAFC sono generalmente costose anche a causa della necessità di platino, finemente disperso, sugli elettrodi come catalizzatore delle reazioni. Contrariamente alle AFC, l'impurità dell'idrogeno non influenza le prestazioni della cella. L'efficienza elettrica di questo tipo di cella è compresa tra il 40 % ed il 50 %. Sono generalmente utilizzate per applicazioni stazionarie.

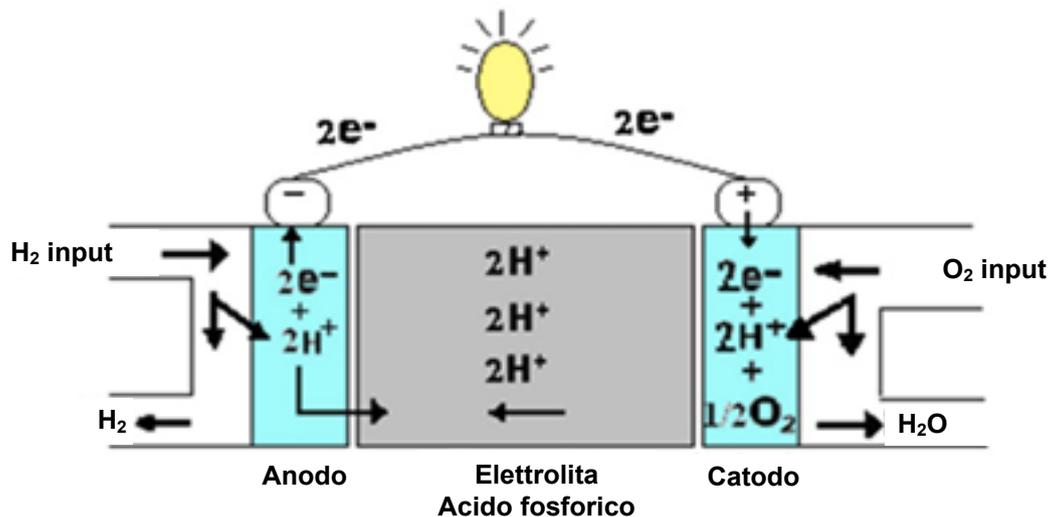


Figura 10 – Schema operativo di una PAFC.

4.3 Celle ad ossidi solidi (SOFC)

Le celle ad ossidi solidi (SOFC) sono sistemi ad alta temperatura che prevedono la presenza di ossidi solidi metallici come elettrolita. In

Figura 11 è riportato lo schema operativo di una SOFC.

Le SOFC utilizzano generalmente in input una miscela di idrogeno e monossido di carbonio (formatosi internamente da reforming di idrocarburi) ed aria come ossidante. L'elettrolita più comunemente utilizzato in questo tipo di celle è l'ossido di zirconio drogato con ossido di ittrio (YSZ – Yttria Stabilized Zirconia), per le sue caratteristiche di elevata stabilità termica e chimica e per l'alta conduttività ionica.

L'ossigeno si ossida nella reazione di riduzione al catodo (elettrodo ad aria) a 1000 °C, mentre, l'ossidazione del combustibile avviene all'anodo. L'anodo deve essere poroso per poter trasportare i prodotti dell'ossidazione del combustibile dall'elettrolita e dall'interfaccia dell'elettrodo:



Le SOFC sono utilizzate in applicazioni di produzione di potenza su larga scala fino a potenze pari a centinaia di MW. Questi sistemi sono affidabili, modulari ed adattabili ad una molteplicità di combustibili con basse emissioni inquinanti (SO_x e NO_x). In aggiunta, presentano una ridotta rumorosità e bassi costi di manutenzione.

D'altra parte, i lunghi tempi di avvio e, conseguentemente, di raffreddamento, insieme a varie problematiche dovute alla resistenza dei materiali alle temperature di utilizzo, limitano l'uso di questo tipo di celle.

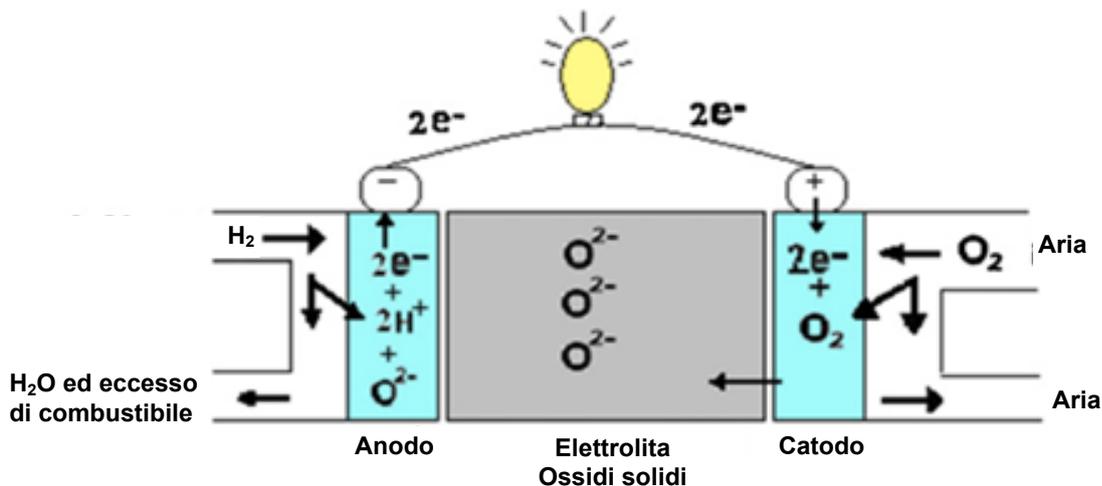
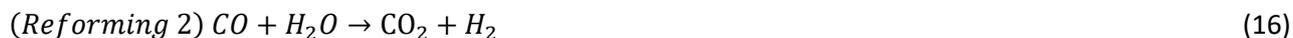


Figura 11 – Schema operativo di una SOFC.

4.4 Celle a carbonati fusi (MCFC)

Le celle a carbonati fusi (MCFC) sono celle ad alta temperatura. Esse utilizzano come elettrolita una miscela di sali fusi sospesi in una matrice porosa, chimicamente inerte, realizzata in beta-alluminia (BASE – Beta-alumina solid electrolyte). Lo schema operativo di una MCFC è illustrato in Figura 12.

Nelle MCFC, la reazione nell'elettrodo ad idrogeno avviene tra l'idrogeno e gli ioni carbonato (CO₃²⁻), che reagiscono per formare anidride carbonica, acqua ed elettroni. All'anodo, il gas in input (solitamente metano) e l'acqua sono convertiti in idrogeno, monossido di carbonio ed anidride carbonica:



Simultaneamente, due reazioni elettrochimiche consumano l'idrogeno ed il monossido di carbonio e producono elettroni all'anodo. Entrambe le reazioni utilizzano gli ioni carbonato presenti nell'elettrolita:



La reazione di riduzione avviene al catodo, producendo nuovi ioni carbonato dall'ossigeno e dall'anidride carbonica. In tal modo, gli ioni carbonato prodotti nel catodo si trasferiscono all'anodo attraverso l'elettrolita:



Le MCFC sono attualmente utilizzate in centrali per la produzione di potenza che utilizzano gas naturale o carbone, in applicazioni militari o industriali. I vantaggi e gli svantaggi delle MCFC sono legati alla sua alta temperatura di lavoro. Infatti, possono essere direttamente alimentate con idrogeno, monossido di carbonio e propano; non richiedono metalli nobili come catalizzatori per le reazioni di ossidazione e riduzione; d'altra parte, sono richiesti lunghi tempi di avviamento per raggiungere le temperature operative.

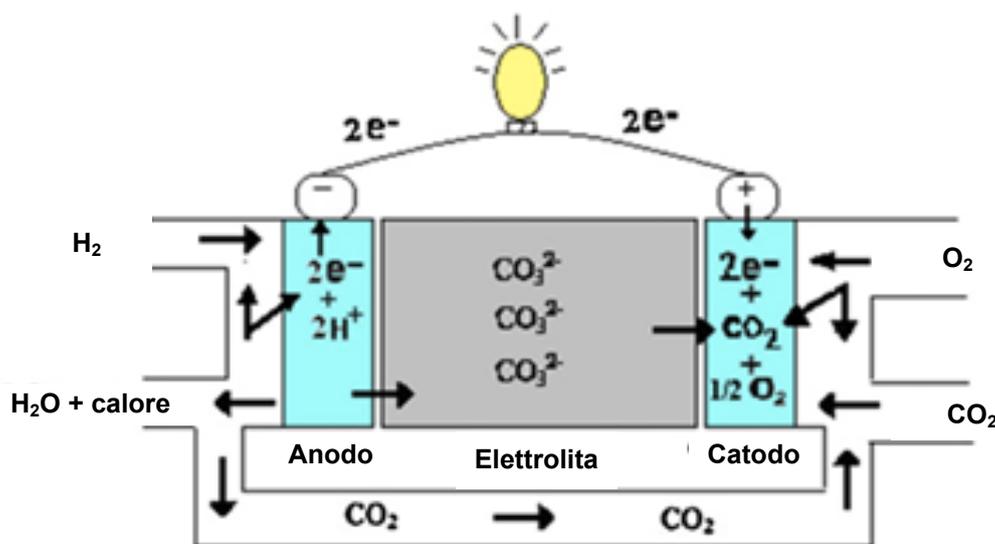


Figura 12 – Schema operativo di una MCFC.

4.5 Celle ad elettrolita polimerico (PEMFC)

Nelle PEMFC, l'idrogeno è attivato dal catalizzatore per formare ioni (H^+) ed elettroni all'anodo. I protoni passano attraverso la membrana, mentre gli elettroni sono forzati a circolare nel circuito elettrico esterno per produrre energia elettrica. Successivamente, gli elettroni tornano al catodo ed interagiscono con l'ossigeno e gli ioni H^+ per formare acqua. Lo schema operativo di una PEMFC è illustrato in [Figura 13](#).

Le reazioni chimiche che avvengono in entrambi gli elettrodi sono riportate di seguito:



Generalmente una PEMFC è costituita da piatti bipolari e dall'assemblaggio membrana-elettrodi (MEA – Membrane Electrode Assembly). La MEA è composta da uno strato di catalizzatore disperso, uno strato di carbonio o uno strato di diffusione dei gas e dalla membrana. Quest'ultima è necessaria per trasportare i protoni dall'anodo al catodo e bloccare il passaggio degli elettroni e dei reagenti. Lo strato di diffusione dei gas è necessario per introdurre il combustibile uniformemente. Gli elettroni all'anodo passano attraverso il circuito elettrico esterno per produrre energia elettrica.

Le PEMFC sono celle a bassa temperatura, con temperature operative generalmente comprese tra i $60\text{ }^\circ\text{C}$ ed i $100\text{ }^\circ\text{C}$. Sono sistemi molto compatti e leggeri, con un processo di avviamento molto rapido. L'isolamento degli elettrodi in questo tipo di celle è facilitato rispetto altre tipologie di fuel cell dato lo stato solido dell'elettrolita. In aggiunta, queste celle hanno un'elevata vita utile e sono abbastanza economiche

da produrre. L'efficienza di conversione di tali sistemi è fortemente dipendente dalla temperatura operativa. Temperature al di sopra dei 100 °C vaporizzerebbero l'acqua, causando una disidratazione della membrana e quindi una riduzione della conduttività protonica della membrana. Di conseguenza, l'efficienza elettrica delle PEMFC è compresa tra il 40 % ed il 50 %, e la potenza elettrica prodotta può raggiungere i 250 kW.

Le PEMFC sono generalmente utilizzate sia per applicazioni stazionarie che mobili. Comunque, tra le varie possibili applicazioni delle PEMFC, la più adatta sembrerebbe essere nel settore della mobilità, in quanto sono in grado di fornire energia elettrica in continuo ad un alto livello di efficienza e con un'elevata densità di potenza. Richiedono, inoltre, una scarsa manutenzione poiché non sono presenti parti in movimento all'interno della cella.

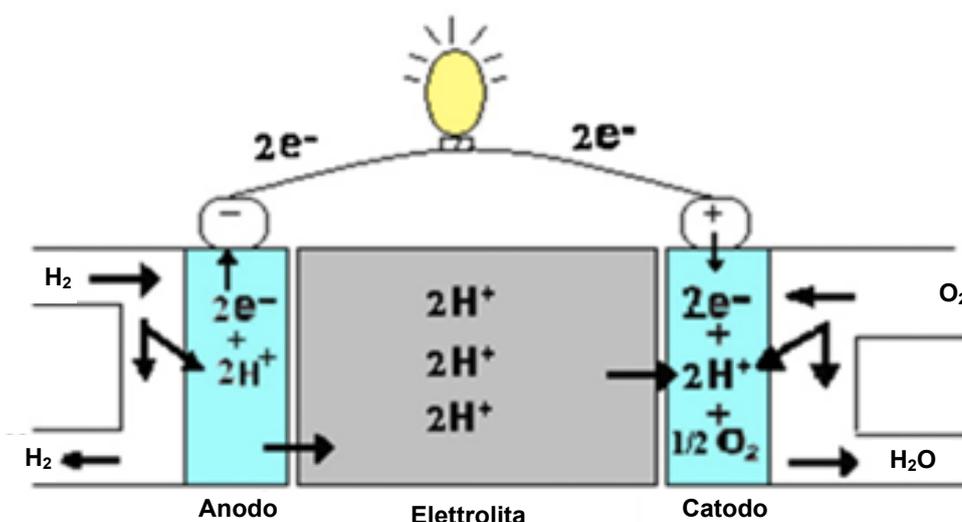


Figura 13 – Schema operativo di una PEMFC.

4.6 Celle al metanolo diretto (DMFC)

Le celle al metanolo diretto (DMFC) possono essere viste come una sotto-categoria delle PEMFC. Sono adatte per applicazioni mobili data la loro bassa temperatura operativa, la lunga durata ed il rapido rifornimento; in aggiunta, non hanno bisogno di essere ricaricate. In Figura 14 è riportato lo schema operativo di una DMFC.

All'anodo il metanolo si trasforma in anidride carbonica, mentre al catodo si forma acqua utilizzando l'ossigeno proveniente dall'aria. Le reazioni chimiche sono riportate di seguito:



Le celle DMFC sono generalmente suddivise in attive e passive. Le DMFC attive sono sistemi molto efficienti ed affidabili, costituiti da una pompa di alimentazione per il metanolo ed un separatore dell'anidride carbonica. L'utilizzo di una pompa per la circolazione dell'acqua può incrementare significativamente l'efficienza di tali sistemi. Nelle DMFC passive, invece, il sistema di pompaggio del metanolo e gli altri sistemi per introdurre l'aria nella cella vengono eliminati; di conseguenza, l'aria entra nel catodo attraverso intagli della cella. Allo stesso modo, il metanolo è introdotto nella cella sfruttando un gradiente di

concentrazione tra l'anodo ed il serbatoio di metanolo stesso. Dato il numero limitato di elementi costitutivi, i sistemi passivi risultano economici e semplici.

Il metanolo è utilizzato in forma gassosa o liquida. Il metanolo in forma gassosa è preferibile a quello liquido per questioni di tensione di cella e densità di potenza. D'altra parte, l'immissione gassosa può causare deidratazione della membrana, durata operativa minore e temperature maggiori necessarie alla vaporizzazione. Di conseguenza, sono richiesti sistemi più complessi e non risultano adatte per applicazioni mobili.

L'elemento principale di questa tipologia di celle è la membrana, fondamentale per garantire una bassa penetrabilità da parte dei gas ed un'alta conduttività protonica. In aggiunta, tale elemento deve garantire stabilità chimica e termica all'intero processo.

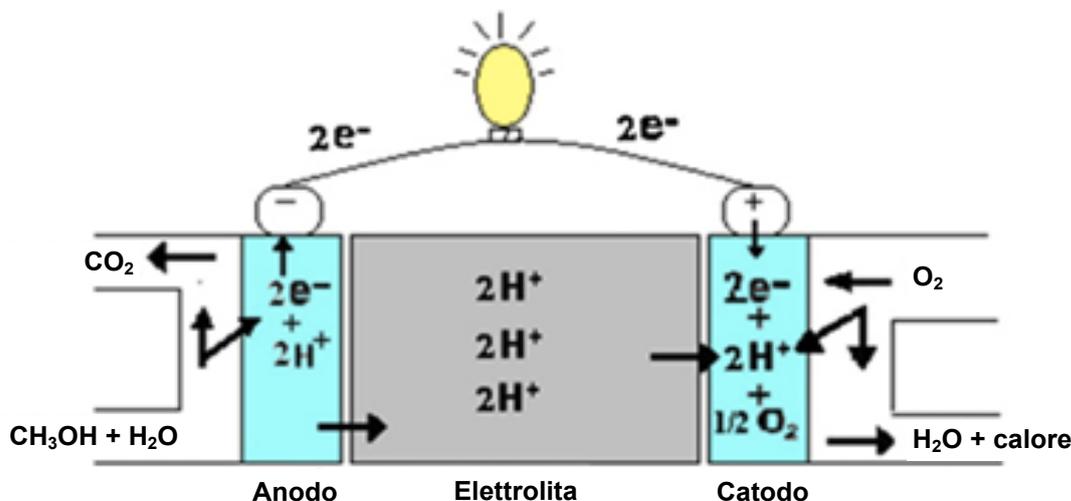


Figura 14 – Schema operativo di una DMFC.

4.7 Confronto tra le tecnologie di celle a combustibile

Le principali caratteristiche e peculiarità delle diverse tipologie di fuel cell precedentemente descritte, sono riassunte in **Tabella 5**. In

Tabella 6 sono invece riportate – sempre per le diverse tipologie di fuel cell esaminate – informazioni sui range di taglie disponibili, sulle efficienze attese e sulle principali possibili applicazioni. In aggiunta, in **Figura 15** ed in **Figura 16** si è proceduto ad operare un confronto tra le massime potenze elettriche producibili e le corrispondenti temperature operative.

Le informazioni riportate nelle tabelle e figure in oggetto, permettono di ritenere più adatte all'impiego nel settore civile/residenziale le fuel cell di tipo PEM. Tale tecnologia – infatti – presenta prestazioni mediamente elevate, temperature operative contenute e soprattutto una buona diffusione commerciale.

Sulla base delle precedenti osservazioni, nel prosieguo del presente lavoro, si farà sempre riferimento a fuel cell di tipo PEM se non diversamente specificato.

Tabella 5 – Caratteristiche principali delle diverse tecnologie di fuel cell.

	AFC	PAFC	SOFC	MCFC	PEMFC	DMFC
Elettrolita	Soluzione alcalina acquosa	Acido fosforico	YSZ	Sali fusi	Membrana polimerica	Membrana polimerica
Portatore di	OH^-	H^+	O^{2-}	CO_3^{2-}	H^+	H^+

carica						
Combustibile	H ₂ puro	H ₂ puro	H ₂ , CO, CH ₄ , altri	H ₂ , CO, CH ₄ , altri	H ₂ puro	CH ₃ OH
Ossidante	O ₂ nell'aria	O ₂ nell'aria	O ₂ nell'aria	O ₂ nell'aria	O ₂ nell'aria	O ₂ nell'aria
Tensione di cella [V]	1.0	1.1	0.8 – 1.0	0.7 – 1.0	1.1	0.2 – 0.4

Tabella 6 – Confronto delle caratteristiche delle diverse tecnologie di fuel cell.

Tecnologia	Temperatura operativa [°C]	Potenza [kW]	Efficienza [%]	Applicazioni
AFC	90 ÷ 100	10 ÷ 100	60	Militare, Aerospaziale
PAFC	150 ÷ 200	50 ÷ 1000	> 40	Generazione distribuita
SOFC	600 ÷ 1000	< 1 ÷ 3000	35 ÷ 43	Generazione in larga scala
MCFC	600 ÷ 700	< 1 ÷ 1000	45 ÷ 47	Generazione in larga scala
PEM	50 ÷ 100	< 1 ÷ 250	53 ÷ 58	Mobilità
DMFC	60 ÷ 200	0.001 ÷ 100	40	Applicazioni di piccola scala

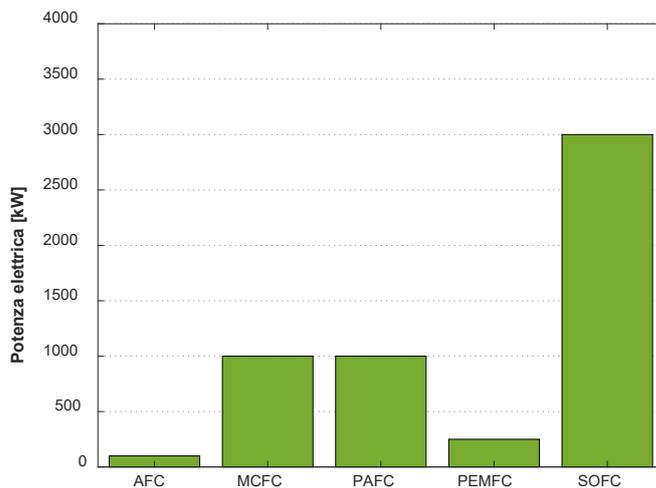


Figura 15 – Andamento della potenza elettrica generata per le diverse tipologie di fuel cell presentate.

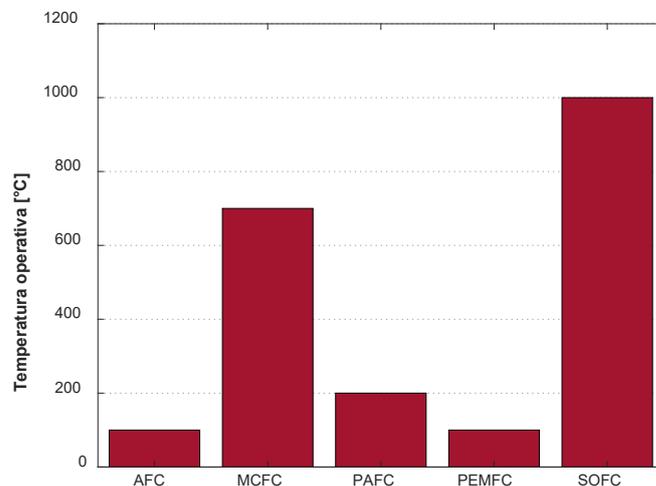


Figura 16 – Andamento della temperatura operativa per le diverse tipologie di fuel cell presentate.

5 Fuel cell sul mercato

In analogia a quanto fatto nel caso degli elettrolizzatori, in questo capitolo si riporta una sintesi della ricerca di mercato effettuata per quanto concerne le fuel cell di tipo PEM. Nei paragrafi successivi sono pertanto riportati i principali costruttori presenti sul mercato e i corrispondenti modelli di fuel cell disponibili.

5.1 Ballard Power

La Ballard Power [12] fornisce moduli a costruttori di veicoli pesanti per l'integrazione in bus, mezzi di trasporto pesanti e treni leggeri. Sviluppati principalmente per applicazioni mobili, questi moduli (Figura 17) prevedono una fuel cell di tecnologia PEM con l'aggiunta del sistema di immissione dell'aria ed un sistema di refrigerazione.

Le qualità migliori di questi sistemi sono la scalabilità e la flessibilità all'integrazione con sistemi d'altro genere, avendo a disposizione varie configurazioni comprese tra i 30 kW ed i 200 kW.

La brochure commerciale dell'azienda Ballard Power è riportata in Appendice B.



Figura 17 – Fuel cell di tecnologia PEM prodotta dall'azienda Ballard Power.

5.2 Pragma Industries

Pragma Industries [13] fornisce fuel cell sia in ambito scientifico che professionale. Sviluppate per prestazioni nel lungo periodo e perfettamente scalabili, rispondono ai bisogni di chi vuole:

- investigare gli effetti termici nelle fuel cell;
- integrare le fuel cell con altri sistemi energetici;
- sviluppare velocemente un laboratorio ad idrogeno.

Nello specifico, il prodotto Pro-RD FCS è perfettamente modulare da una cella a 10 celle, o anche in maggior numero. La scalabilità può essere ottenuta facilmente in laboratorio attraverso l'utilizzo di semplici strumenti.

La linea di produzione prevede principalmente tre modelli (riportati in Tabella 7), ma questi possono essere fortemente personalizzati per raggiungere taglie maggiori.

Tabella 7 - Caratteristiche principali delle fuel cell prodotte dall'azienda Pragma Industries.

Modello	FCS103	FCS105	FCS107
Numero di celle	3	5	7
Area attiva [cm ²]	100	100	100
Tensione [V]	2.85 ÷ 1.2	4.75 ÷ 2.00	6.65 ÷ 2.80
Corrente massima [A]	162	162	162
Potenza massima [W]	200	340	470
Pressione massima [barg]	2	2	2
Temperatura massima [°C]	80	80	80



Figura 18 – Fuel cell di tecnologia PEM prodotta dall'azienda Pragma Industries.

5.3 Horizon

L'azienda Horizon [14] offre sistemi semplici ed efficienti che mostrano tra le più alte densità di potenza disponibili sul mercato, aprendo a nuove possibilità di integrazione e commercializzazione.

Attualmente sono presenti sistemi che vanno dai 10 W ai 5 kW, disponibili in tre diversi design, accanto a sistema realizzati appositamente per determinate richieste, che possono arrivare fino ai 30 kW.

Le specifiche tecniche delle fuel cell prodotte dall'azienda Horizon (Figura 19) sono state riportate in Tabella 8. Come è possibile osservare, i vari modelli proposti hanno un'efficienza che si attesta attorno al 40 % in quanto modulabili.



Figura 19 – Fuel cell di tecnologia PEM prodotta dall’azienda Horizon (in figura è riportato il modello H-1000)

Tabella 8 – Caratteristiche principali delle fuel cell prodotte dall’azienda Horizon.

Modello	Pressione [bar]	Potenza [W]	Efficienza [%]
H-12	1.45 ÷ 1.55	12	40
H-20	1.45 ÷ 1.55	20	40
H-30	1.45 ÷ 1.55	30	40
H-100	1.45 ÷ 1.55	100	40
H-200	1.45 ÷ 1.55	200	40
H-300	1.45 ÷ 1.55	300	40
H-500	1.45 ÷ 1.55	500	40
H-1000	1.45 ÷ 1.55	1000	40
H-2000	1.45 ÷ 1.55	2000	40
H-3000	1.45 ÷ 1.55	3000	40
H-5000	1.45 ÷ 1.55	5000	40

5.4 Nedstack

L’azienda Nedstack [15] è specializzata nell’ottimizzazione di stack di fuel cell, con l’obiettivo di avere sistemi con lunga vita operativa. Nello specifico, presentano i seguenti modelli di fuel cell di tecnologia PEM:

- FCS 7-XXL;
- FCS 10-XXL;
- FCS 13-XXL.

Il modello FCS 7-XXL è un blocco di taglia micro che permette la realizzazione di sistemi compatti e resistenti. L’utilizzo di un tale tipo di sistema può coprire una grande varietà di utilizzi, che va dalle telecomunicazioni alla produzione combinata di energia elettrica e termica in ambito domestico.

Il modello FCS 10-XXL costituisce un sistema affidabile per applicazioni di lunga durata. Anche questa tipologia di fuel cell può essere impiegata in vari campi di lavoro.

Infine, il modello FCS 13-XXL è il sistema prediletto per applicazioni critiche di fuel cell di tecnologia PEM.

Le specifiche tecniche delle fuel cell prodotte dall’azienda Horizon (Figura 20, Figura 21 e Figura 22) sono state riportate in Tabella 9.

A scopo esemplificativo, la brochure commerciale dell’azienda Nedstack per il modello FCS 10-XXL è riportata in Appendice B.



Figura 20 – Modello FCS 7-XXL di fuel cell di tecnologia PEM prodotto dall’azienda Nedstack.

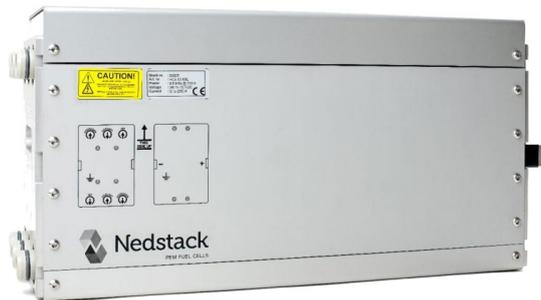


Figura 21 - Modello FCS 10-XXL di fuel cell di tecnologia PEM prodotto dall’azienda Nedstack.



Figura 22 - Modello FCS 13-XXL di fuel cell di tecnologia PEM prodotto dall’azienda Nedstack.

Tabella 9 - Caratteristiche principali delle fuel cell prodotte dall’azienda Nedstack.

Modello	FCS 7-XXL	FCS 10-XXL	FCS 13-XXL
Numero di celle	48	75	96
Peso [kg]	27	35	41
Potenza [kW]	6.8	10.6	13.6
Pressione [barg]	0.15 ÷ 0.3	0.15 ÷ 0.3	0.15 ÷ 0.3
Temperatura massima [°C]	70	70	70

6 Sviluppo di un modello per il design ottimizzato di un sistema di produzione, accumulo e conversione di idrogeno integrato con sistemi di generazione elettrica da fonte rinnovabile non programmabile

In questo capitolo verranno presentati i modelli di calcolo ed i criteri impiegati per lo sviluppo di una metodologia di design relativa ad un dispositivo di accumulo elettrico basato sulla produzione, accumulo e conversione di idrogeno finalizzato ad essere integrato con generatori rinnovabili non programmabili.

Più in dettaglio, verranno inizialmente descritti i modelli fisico-matematici impiegati per valutare le prestazioni dei sistemi (batterie elettrochimiche, elettrolizzatori, fuel cell e pannelli fotovoltaici) più facilmente impiegabili nel settore civile/residenziale.

I modelli sviluppati sono stati validati mediante confronto con i valori disponibili, ottenuti grazie a test effettuati nel Laboratorio di Microreti di Generazione ed Accumulo dell'Alma Mater Studiorum – Università di Bologna [16]. Più in dettaglio il laboratorio in oggetto è caratterizzato dalla presenza di una microrete per la generazione e l'accumulo di idrogeno da generatori rinnovabili non programmabili. Le principali attrezzature che compongono la suddetta rete sono:

- due generatori fotovoltaici;
- due dispositivi di accumulo elettrolitico (batterie al piombo acido);
- un regolatore della carica, per la gestione dell'interconnessione tra pannelli fotovoltaici e batterie;
- un convertitore DC/DC per alimentare un possibile carico a corrente continua;
- un inverter DC/AC;
- un elettrolizzatore;
- tre bombole ad idruri metallici per lo stoccaggio dell'idrogeno.

In **Figura 23** è riportato uno schema della rete in oggetto con in evidenza i punti di misura presenti. A parziale integrazione di quanto riportato in figura, si sottolinea che:

- a) i due generatori fotovoltaici, del tipo a silicio policristallino, sono connessi in parallelo tra loro per una potenza elettrica totale (in condizioni STC: radiazione solare pari a 1000 W/m^2 , temperatura celle pari a $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e spettro solare AM 1.5) pari a 440 W ed un'efficienza di circa il 15 %.
- b) Le batterie, del tipo a piombo acido, sono connesse in serie e caratterizzate da una capacità pari (per ogni elemento) a 55 Ah con tensione nominale di 12 V .
- c) Il regolare di carica, il cui compito è quello della corretta gestione dei processi di carica e scarica delle batterie quando connesse ad un carico e ad un dispositivo di generazione, è impostato per seguire un controllo dei pannelli fotovoltaici in *Pulse Width Modulation* (PWM). Tale strategia, coniugata con i controlli di protezione (protezione dalla sovraccarica e protezione dalla scarica profonda), permette il funzionamento delle batterie in condizioni ottimali.
- d) Il convertitore DC/DC che permette di alimentare carichi in corrente continua è del tipo Meanwell SD-25B-12, mentre per l'inverter DC/AC è stato scelto il tipo Meanwell TS-700-224B.
- e) L'elettrolizzatore – di tipo PEM – è in grado di produrre 30 L/ora di idrogeno a 10.5 bar di pressione ed è direttamente connesso con tre bombole a idruri metallici.

Maggiori dettagli sulla microrete in oggetto sono disponibili in [16].

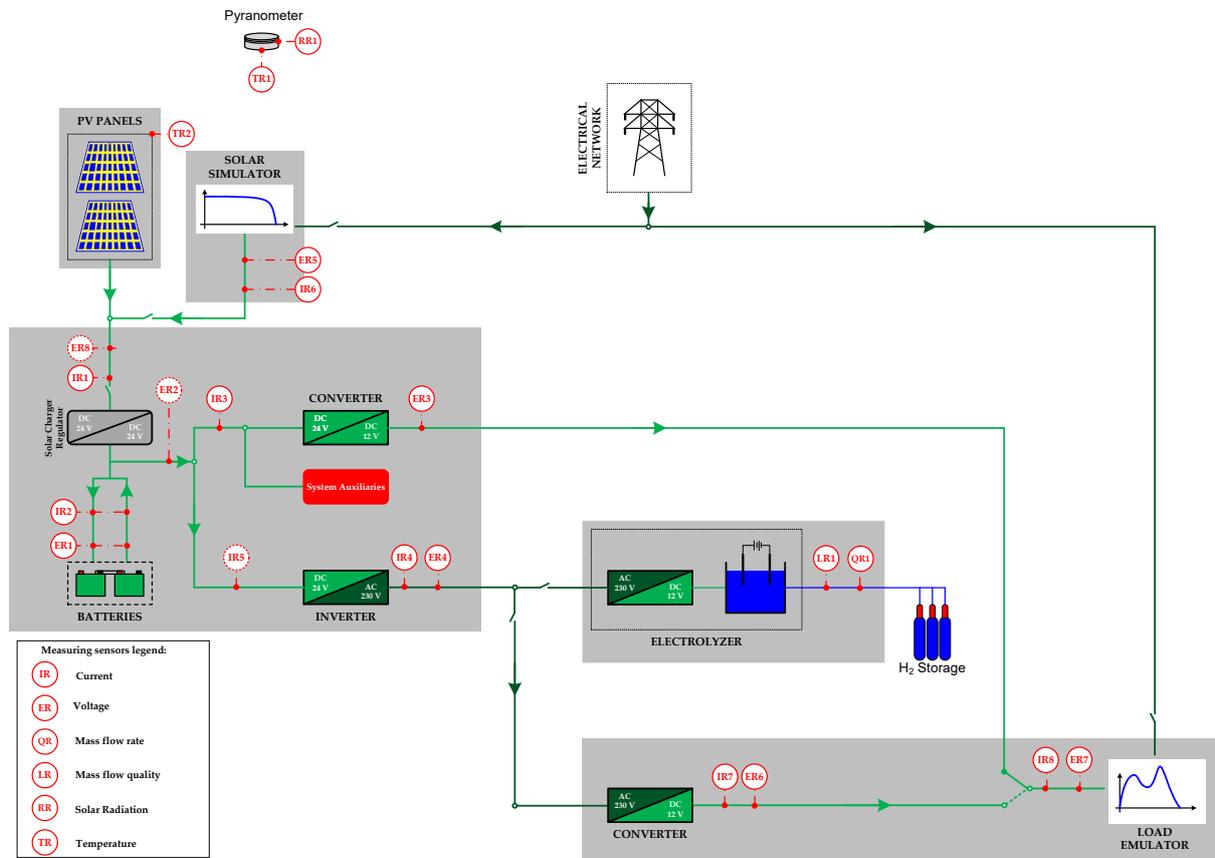


Figura 23 - Layout della microrete di generazione ed accumulo di idrogeno da generazione rinnovabile non programmabile

Il laboratorio dispone inoltre di una fuel cell commerciale di tecnologia PEM (non connessa alla microrete di **Figura 23**), con potenza nominale pari a 4.5 kW in corrente alternata, progettata per operare a basse temperature (attorno ai 60 °C) a pieno carico. La fuel cell è in grado di produrre potenza elettrica nel range 1 ÷ 5 kW in corrente continua, con una tensione nel range 50 ÷ 68 V ed una corrente elettrica nel range 10 ÷ 118 A. Ulteriori informazioni sulla fuel cell sperimentale sono reperibili in [\[17\]](#).

Alcuni dei principali componenti ed attrezzature del laboratorio sono mostrati in **Figura 24**.



pannelli fotovoltaici



elettrolizzatore tipo PEM



bombole ad idruri metallici



Batterie al piombo acido



unità di controllo e regolazione



simulatore fotovoltaico



piranometro



carico elettronico



fuel cell tipo PEM

Figura 24 – Componenti ed attrezzature del Laboratorio di Microreti di Generazione ed Accumulo dell’Alma Mater Studiorum – Università di Bologna

6.1 Modello di calcolo di un dispositivo di accumulo elettrochimico

Per la valutazione delle prestazioni del dispositivo di accumulo elettrochimico sono stati presi in considerazione due modelli di calcolo da letteratura. Il primo modello, fornisce la tensione di carica o scarica di una batteria in funzione di parametri caratteristici quali capacità, resistenze interne, ecc. Il secondo modello, si basa invece sulla ipotesi che il comportamento di una batteria possa essere ascritto a quello di un circuito elettrico così come descritto da Rint.

6.1.1 Modello 1

Il modello utilizzato per simulare i processi di carica e scarica della batteria è stato sviluppato secondo quanto disponibile in letteratura [18]. È un modello semi-empirico che necessita di dati sperimentali per essere configurato ad adattato a batterie sperimentali. Il modello si basa sulla dipendenza della tensione della batteria dal suo stato di carica (State of Charge, SOC). Durante i processi di carica e scarica i valori di queste due grandezze variano ed è quindi necessario trovare una correlazione tra i diversi parametri operativi della batteria. Inoltre, risulta importante anche la configurazione del sistema complessivo in cui è inserita la batteria.

In **Figura 25** è riportato l'andamento della tensione in funzione della capacità della batteria (Q) durante una fase di scarica. Un valore di capacità nulla equivale ad una situazione di batteria completamente carica (SOC 100 %), mentre il valore Q riportato nel grafico indica una batteria completamente scarica (SOC 0 %).

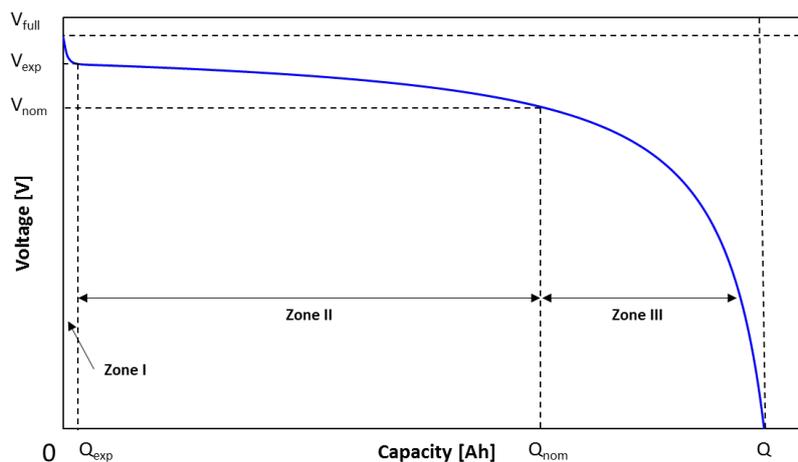


Figura 25 – Tipica curva di scarica di una batteria.

La curva riportata in figura può essere suddivisa in tre zone, ciascuna delle quali identificabile con differenti comportamenti della tensione durante il processo di scarica. Nella prima fase (Zone I in figura), la tensione ha una diminuzione esponenziale molto veloce; la seconda fase (Zone II in figura) è caratterizzata da una diminuzione della tensione poco marcata, quasi lineare; infine, la terza fase del processo di scarica (Zone III in figura) mostra una caduta della tensione piuttosto rapida. I processi di carica e scarica possono essere descritti dalle seguenti equazioni:

$$\text{Scarica: } V_{batt} = E_0 - Ri - K \frac{Q}{Q-it} \cdot (it + i') + A \exp(-B \cdot it) \quad (25)$$

$$\text{Carica: } V_{batt} = E_0 - Ri - K \frac{Q}{it-0.1Q} \cdot i' - K \frac{Q}{Q-it} \cdot it + A \exp(-B \cdot it) \quad (26)$$

dove:

- V_{batt} [V] è la tensione della batteria;

- E_0 [V] è la costante di tensione della batteria;
- K [V/Ah] è la costante di polarizzazione;
- Q [Ah] è la capacità;
- $it = \int i \cdot dt$ [Ah] è la carica della batteria;
- A [V] è l'ampiezza della zona esponenziale;
- B [Ah⁻¹] è la costante temporale inversa della zona esponenziale;
- R [Ω] è la resistenza interna;
- i [A] è la corrente elettrica;
- i' [A] è la corrente filtrata.

La costante B può essere espressa attraverso la seguente equazione:

$$B = \frac{3}{Q_{exp}} \quad (27)$$

dove, Q_{exp} [Ah] è il valore assunto dalla capacità della batteria nella parte terminale della Zona I del processo di scarica. I valori di A , K e E_0 possono essere ricavati sulla base di dati sperimentali relativi ad un ciclo completo di scarica, attraverso le seguenti equazioni:

$$V_{exp} = E_0 - K \frac{Q}{Q - Q_{exp}} \cdot (Q_{exp} + i) - Ri + A \exp\left(-\frac{3}{Q_{exp}} \cdot Q_{exp}\right) \quad (28)$$

$$V_{nom} = E_0 - K \frac{Q}{Q - Q_{nom}} \cdot (Q_{nom} + i) - Ri + A \exp\left(-\frac{3}{Q_{exp}} \cdot Q_{nom}\right) \quad (29)$$

dove, Q_{nom} [Ah] è il valore assunto dalla capacità della batteria nella parte terminale della Zona II del processo di scarica.

Al fine di migliorare ulteriormente la modellazione del comportamento della batteria, in questo studio è stata implementata un'efficienza dei processi di carica/scarica, tenendo così in considerazione le perdite elettriche della batteria. Infatti, l'energia introdotta nella batteria durante il processo di carica è maggiore rispetto l'energia restituita nel processo di scarica. Il modello utilizzato per determinare l'efficienza della batteria è descritto in [19, 20]. In tale modello si assume che tutte le perdite energetiche dei processi di carica e di scarica siano attribuibili solo al primo processo. Di conseguenza si considera che il processo di scarica abbia un'efficienza del 100 %. Al contrario, l'efficienza del processo di carica può essere espressa attraverso la seguente espressione:

$$\eta_{charge}(t) = 1 - \exp\left[\left(\frac{20.73}{\frac{i(t)_{batt}}{i_{C10}} + 0.55}\right) \cdot (SOC(t) - 1)\right] \quad (30)$$

dove, η_{charge} [-] è l'efficienza del processo di carica, i_{batt} [A] è la corrente elettrica in input alla batteria e i_{C10} [A] è la corrente elettrica necessaria a scaricare la batteria in 10 ore. L'eq. (30) mostra che η_{charge} dipende dalla corrente elettrica in input alla batteria e dalla SOC e di conseguenza il valore dell'efficienza varia durante il processo di carica. In **Figura 26** è riportato l'andamento dell'efficienza di carica in funzione del SOC per diversi valori di corrente elettrica di input.

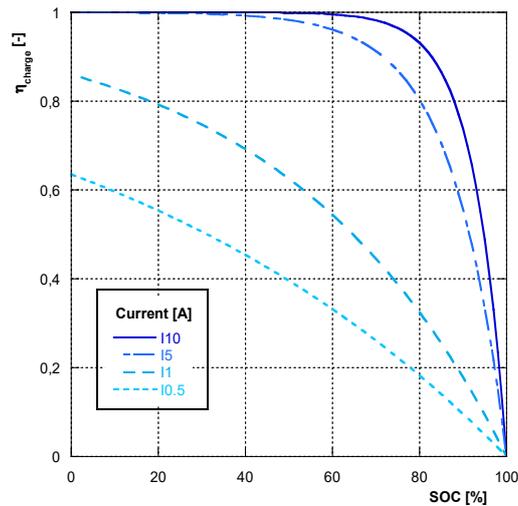


Figura 26 – Efficienza del processo di carica in funzione del SOC per diversi valori della corrente elettrica in input.

Di conseguenza, durante la simulazione del processo, l’efficienza di carica è utilizzata come di seguito riportato:

$$P_{in,batt} = P_{batt,ch} \cdot \eta_{charge} \quad (31)$$

dove, $P_{in,batt}$ [W] è la potenza elettrica che effettivamente entra nella batteria e $P_{batt,ch}$ [W] è la potenza elettrica diretta verso la batteria durante la fase di carica. Si evidenzia che $P_{in,batt} \leq P_{batt,ch}$. D’altra parte, come detto in precedenza, il ciclo di scarica viene considerato senza perdite, e di conseguenza la sua efficienza è posta sempre uguale all’unità.

Al fine di validare il modello presentato, si è fatto riferimento a dati sperimentali ottenuti tramite test sulle batterie installate presso il laboratorio di Microreti di generazione ed accumulo [16]. Nello specifico, con l’obiettivo di minimizzare la differenza tra i valori dei dati sperimentali ed i valori calcolati attraverso il modello, è stato applicato il metodo dei minimi quadrati; quest’ultimo è un metodo statistico utilizzato per determinare la curva che meglio interpola i dati sperimentali, minimizzando la somma dei quadrati delle distanze tra i dati osservati e quelli della curva che rappresenta la funzione stessa. I risultati della calibrazione ed i valori dei parametri introdotti dal modello, calcolati per le batterie sperimentali considerate, sono riportati in **Tabella 10**.

In **Figura 27** è riportato il confronto tra i dati sperimentali ed il modello calibrato, per il processo di carica ed il processo di scarica. Al fine di validare il modello, è stato definito l’errore relativo tra i dati sperimentali ed i valori calcolati da modello:

$$e = \frac{V_{modello} - V_{exp}}{V_{exp}} \cdot 100$$

dove e [%] è l’errore relativo, $V_{modello}$ [V] è la tensione calcolata da modello e V_{exp} [V] è la tensione sperimentale.

Il modello di scarica è in buon accordo con i dati sperimentali nel campo operativo della batteria, mostrando un errore relativo massimo pari a 1.48 %. Anche il processo di carica segue bene i dati sperimentali, con un errore massimo pari a 1.51 %.

Tabella 10 – Risultati della calibrazione calcolati per le batterie sperimentali considerate.

Parametro	Valore	Unità di misura
Q	55	Ah
B	3.75	Ah ⁻¹
R	0.015	Ω
A _{scarica}	0.478	V
A _{carica}	0	V
K _{scarica}	3.217·10 ⁻⁴	Ω
K _{carica}	2.103·10 ⁻⁶	Ω
E _{0,scarica}	24.966	V
E _{0,carica}	3.861	V

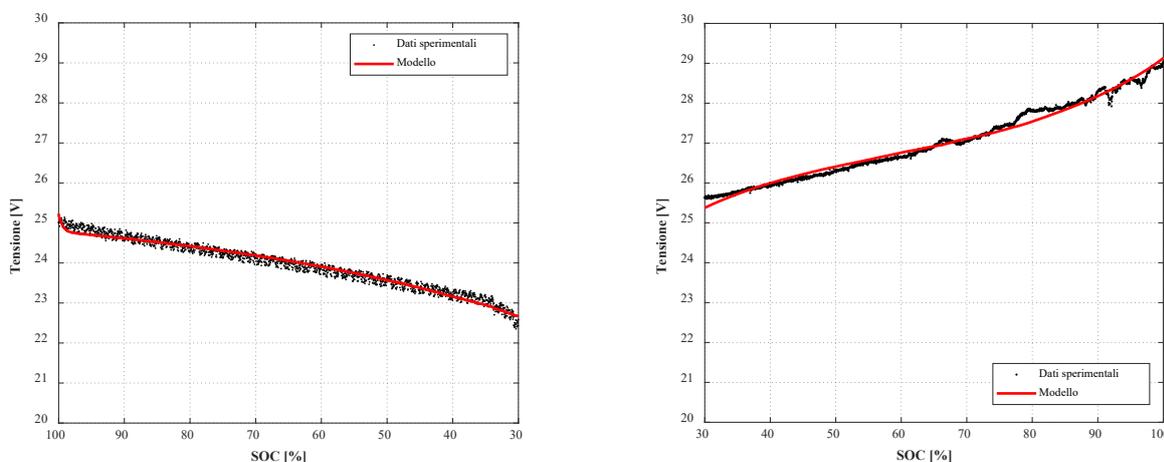


Figura 27 - Confronto tra i dati sperimentali (in nero) ed i valori calcolati da modello (in rosso): a) processo di scarica; b) processo di carica.

6.1.2 Modello 2

Il più semplice modello di batteria è rappresentato dal modello di Rint, dove la cella è schematizzata con un generatore di tensione ed una resistenza in serie (Figura 28). Il generatore di tensione rappresenta la tensione di circuito aperto della batteria (V_{OC}), cioè la tensione ai morsetti della batteria quando non è applicato nessun carico e tutti i transistori si sono estinti. La resistenza in serie (R) rappresenta l'impedenza interna della batteria che produce una caduta di tensione quando la corrente elettrica (I_{batt}) circola attraverso la batteria. Il modello descritto può essere riassunto in:

$$V_{batt} = V_{OC} - R \cdot I_{batt} \tag{32}$$

La corrente elettrica è assunta positiva nel processo di scarica, mentre è assunta negativa nel processo di carica.

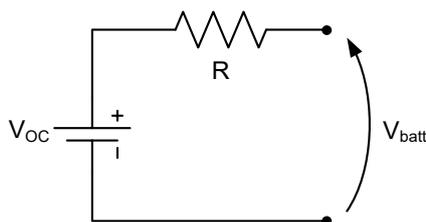


Figura 28 – Circuito equivalente del modello di Rint.

Al fine di valutare la tensione di circuito aperto in funzione della corrente di batteria e della capacità (C_{batt}), definita come la quantità di carica elettrica, generalmente espressa in [Ah], che la batteria può trasportare in un circuito elettrico esterno, in questo studio si è fatto riferimento ad una batteria sperimentale [21], di cui si riporta la curva $V_{OC}-C_{batt}$ in **Figura 29**. Tale batteria presenta una resistenza interna media (R) pari a 45.7 mΩ ed una capacità massima ($C_{batt,max}$) pari a 3000 mAh.

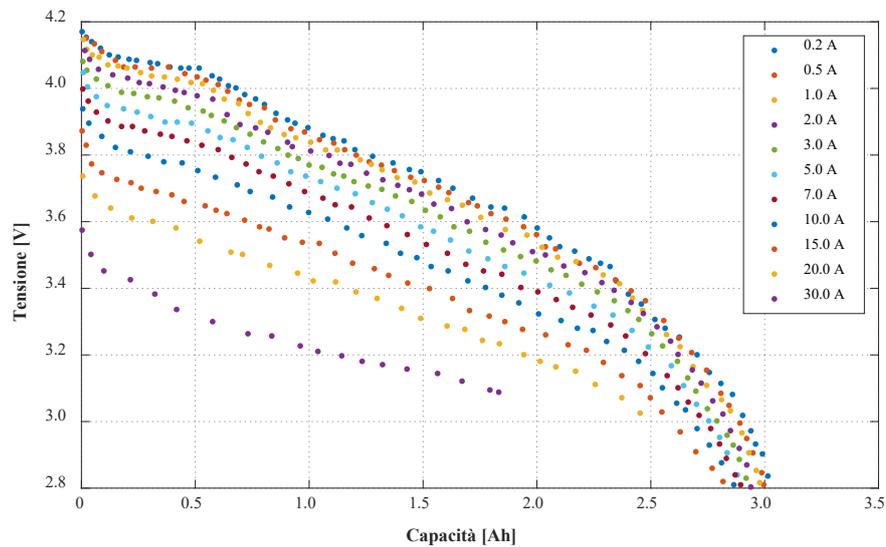


Figura 29 – Curva tensione-capacità della batteria sperimentale considerata nello studio [21].

Operativamente, il modello sviluppato prevede come input la corrente elettrica e la capacità della batteria, mentre in output prevede il valore della tensione di circuito aperto da cui è poi possibile ricavare il valore della tensione di batteria. Più in dettaglio, nel generico istante i , gli input del modello sono i seguenti:

- $C_{batt,i-1}$
- $I_{batt,i} = \frac{P_i}{V_{batt,i-1}}$

Come è evidente, si fa riferimento ai valori di capacità e tensione dell'istante precedente per calcolare i valori dei parametri nell'istante successivo. In particolare, la corrente elettrica si calcola sulla base della potenza richiesta o fornita alla batteria in base alla fase di scarica/carica. Successivamente, una volta ottenuta $V_{OC,i}$ dalle curve sperimentali, è possibile ricavare le grandezze caratteristiche della batteria:

- $V_{batt,i} = V_{OC,i} - R \cdot I_{batt,i}$
- $C_{batt,i} = C_{batt,i-1} + I_{batt,i} \cdot i$
- $SOC_i = \frac{C_{batt,max} - C_{batt,i}}{C_{batt,max}}$

Tale modello è in grado di interpolare i singoli punti sperimentali attraverso l'utilizzo di polinomi di primo grado tra ogni coppia di punti, come mostrato in **Figura 30**.

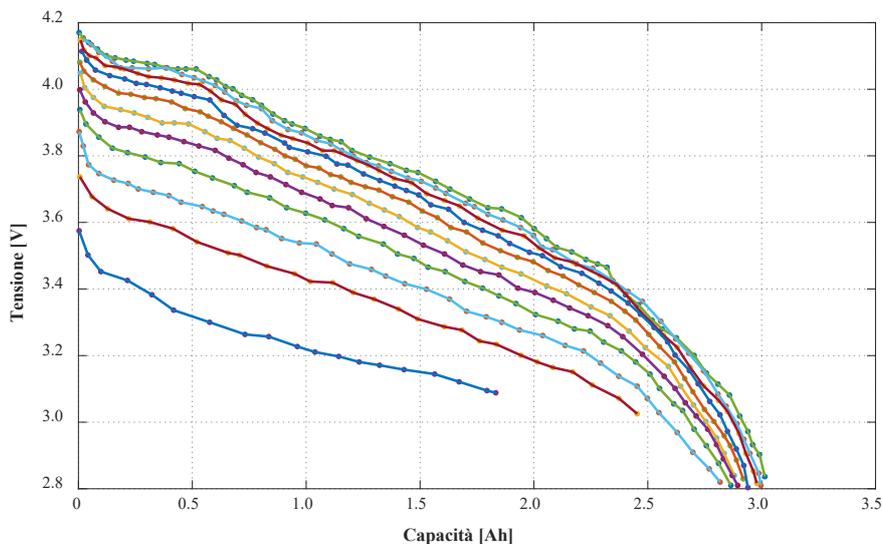


Figura 30 – Confronto tra dati sperimentali (punti) e valori calcolati attraverso il modello (linea piena).

Per quanto riguarda il prosieguo della presente relazione, si farà sempre riferimento al modello 1 per il calcolo delle prestazioni di una batteria. Tale modello si presta infatti meglio ad essere tarato in base alle informazioni tipicamente disponibili nei datasheet dei costruttori.

6.2 Modello di calcolo di un elettrolizzatore

Per il modello di calcolo relativo all’elettrolizzatore di tipo PEM si è fatto riferimento ad un modello analitico presente in letteratura [22]. La routine di calcolo è basata sulla ricostruzione della curva di polarizzazione dell’elettrolizzatore, che viene effettuata mediante una serie di equazioni che modellano il comportamento elettrochimico della cella. Il modello effettua il calcolo della potenziale elettrico della cella (E_{cell}) attraverso la seguente relazione:

$$E_{cell} = E_{rev} + E_{act,a} + E_{act,c} + E_{ohm} \tag{33}$$

dove E_{cell} [V] è il potenziale elettrico della cella, $E_{act,a}$ [V] è il potenziale di attivazione dell’anodo, $E_{act,c}$ [V] è il potenziale di attivazione del catodo e E_{ohm} [V] è il potenziale ohmico.

Di seguito verranno esplicitati i singoli potenziali.

Potenziale reversibile (E_{rev})

Il potenziale reversibile esprime il minimo potenziale elettrico richiesto affinché possa avvenire (in assenza di perdite) la reazione di elettrolisi dell’acqua. Il calcolo del potenziale reversibile è stato effettuato attraverso la seguente espressione:

$$E_{rev} = E_{rev}^0 + \frac{RT}{2F} \ln \left[\frac{1.5(p-p_{H2O})}{p_{H2O}} \right] \tag{34}$$

con:

$$E_{rev}^0 = 1.50342 - 9.956 \cdot 10^{-4} \cdot T + 2.5 \cdot T^2$$

dove E_{rev}^0 [V] è il potenziale reversibile di cella in condizioni standard di funzionamento, T [K] è la temperatura operativa dell’elettrolizzatore, R [J/mol·K] è la costante universale dei gas, F [C/mol] è la

costante di Faraday, p [Pa] è la pressione operativa dell'elettrolizzatore e p_{H_2O} [Pa] è la pressione parziale dell'acqua.

Potenziali di attivazione ($E_{act,a}$, $E_{act,c}$)

Il potenziale di attivazione è una misura dell'attività degli elettrodi. Tale termine può essere espresso nel seguente modo:

$$E_{act,k} = \frac{RT}{F} \sinh^{-1} \left(\frac{J}{2J_{0,k}} \right) \quad (35)$$

$k = \text{anodo, catodo}$

dove J [A/cm²] è la densità di corrente in input all'elettrolizzatore e $J_{0,k}$ [A/cm²] è la densità di corrente di scambio.

Potenziale ohmico (E_{ohm})

Il potenziale ohmico attraverso la membrana è causato dalla resistenza della membrana stessa al trasporto degli ioni idrogeno attraverso essa. Può essere espressa come:

$$E_{ohm} = J \cdot R_{PEM} \quad (36)$$

dove R_{PEM} [Ω·cm²] è la resistenza interna dell'elettrolizzatore.

Per date temperatura e pressione operative dell'elettrolizzatore, tale modello presenta tre incognite deducibili sperimentalmente. In alternativa, è possibile calibrare tali parametri conoscendo a priori la curva di polarizzazione sperimentale di un dato elettrolizzatore. In questo studio, i dati sperimentali fanno riferimento ad una ricerca presente in letteratura [23], in cui un elettrolizzatore di tecnologia PEM è stato testato ad una temperatura di 42 °C ad una pressione di 7 bar.

Un possibile approccio potrebbe essere rappresentato dall'utilizzo del metodo dei minimi quadrati per il caso non lineare. Nello specifico, il metodo dei minimi quadrati è una tecnica di ottimizzazione che permette di trovare una funzione, rappresentata da una curva ottima (o curva di regressione), che si avvicini il più possibile ad un insieme di dati. Tale approccio richiede delle condizioni al contorno per i parametri da calibrare e dei valori di primo tentativo. In particolare, le condizioni al contorno del problema sono le seguenti:

$$1) 0 \leq p_{H_2O} \leq p \quad (37)$$

$$2) 0 \leq J_{0,k} \leq J_{max} \quad (38)$$

$$3) 0 \leq R_{PEM} \leq R_{max} \quad (39)$$

dove, p è la pressione operativa dell'elettrolizzatore, mentre J_{max} e R_{max} rappresentano dei valori limite, rispettivamente, per la densità di corrente di scambio e per la resistenza interna.

Attraverso l'implementazione del modello con i parametri appena calibrati è possibile ricavare la curva di polarizzazione, riportata in **Figura 31**, dove è mostrato il confronto tra la curva di polarizzazione realizzata attraverso il modello di calcolo ed i dati sperimentali.

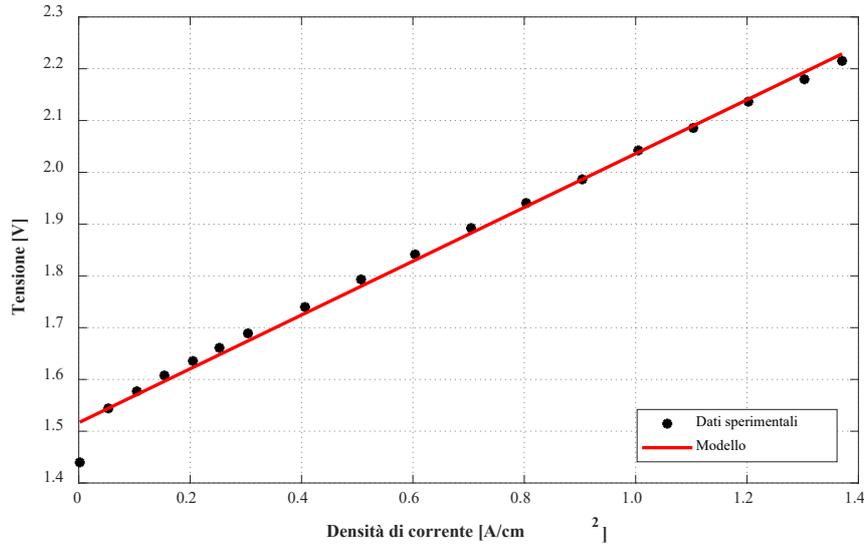


Figura 31 – Curva di polarizzazione: con i punti i dati sperimentali, con la linea rossa i valori ottenuti attraverso il modello.

Al fine di facilitare la ricerca di elettrolizzatori sul mercato, è opportuno effettuare una normalizzazione delle grandezze caratteristiche rispetto il punto di design.

Generalmente, per gli elettrolizzatori si assume che il punto di design coincida con la condizione di termo-neutralità, in cui il calore richiesto dalla reazione di elettrolisi è fornito completamente dalle perdite per effetto Joule della corrente elettrica. Di conseguenza, per determinare il punto di design dell’elettrolizzatore si parte dalla valutazione dell’equazione di bilancio termico della cella:

$$I \cdot \Delta V_{tn} = \dot{n}_{H_2} \cdot T \Delta s \tag{40}$$

dove I [A] è la corrente elettrica in input all’elettrolizzatore, ΔV_{tn} [V] è la tensione associata alle perdite per effetto Joule, \dot{n}_{H_2} [mol/s] è la portata di idrogeno prodotto, T [K] è la temperatura operativa dell’elettrolizzatore e Δs [J/mol·K] è la variazione di entropia della reazione di elettrolisi.

Considerato la legge di Faraday per gli elettrolizzatori:

$$\dot{n}_{H_2} = \frac{I}{ZF} \tag{41}$$

dove, \dot{n}_{H_2} [mol/s] è la portata molare di idrogeno prodotto e Z [-] è il numero di valenza degli ioni.

Sostituendo nella (40), si ottiene che:

$$\Delta V_{tn} = \frac{T \Delta s}{ZF} \tag{42}$$

Da cui è possibile ricavare l’espressione della tensione in termo-neutro (e quindi di design):

$$V_{tn} = V_{OCV} + \Delta V_{tn} \tag{43}$$

dove V_{OCV} [V] è la tensione di circuito aperto.

La densità di corrente (J_{tn}) relativa alla tensione di termo-neutro si può ottenere direttamente dalla curva di polarizzazione per data temperatura e pressione. In questo modo è stato definito il punto di design dell’elettrolizzatore (Figura 32).

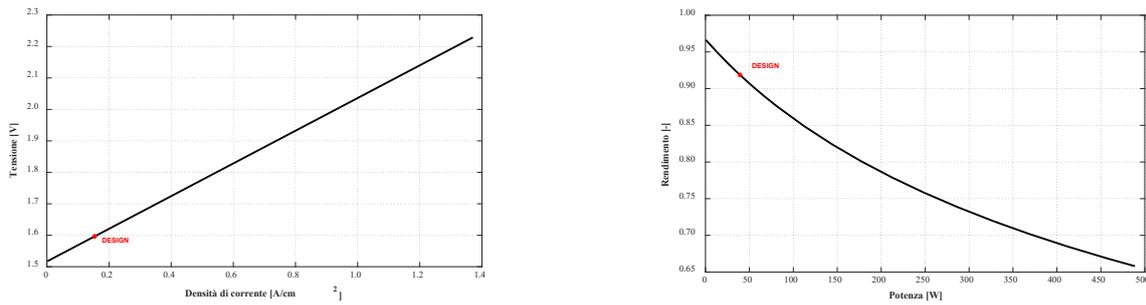


Figura 32 – Individuazione del punto di design dell’elettrolizzatore sulle caratteristiche di tensione e rendimento.

Una volta definito il punto di design dell’elettrolizzatore, è possibile normalizzare le grandezze caratteristiche rispetto il punto di progetto (**Figura 33**).

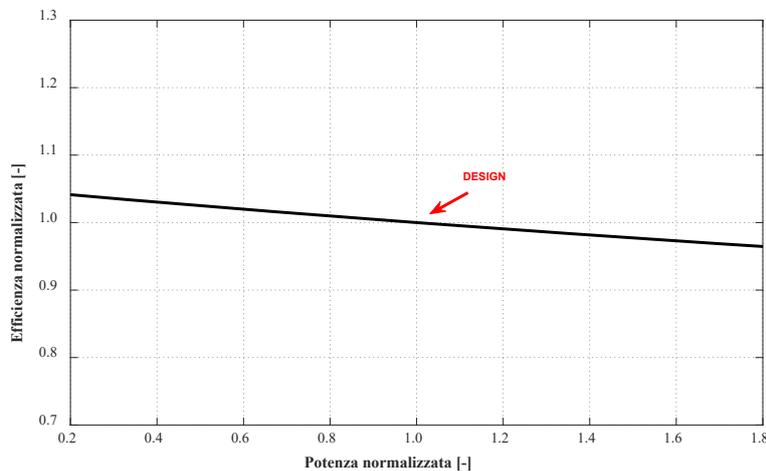


Figura 33 – Efficienza dell’elettrolizzatore normalizzata in funzione della potenza normalizzata.

Un altro possibile punto di design potrebbe essere rappresentato dal punto di massima potenza. Di conseguenza, è possibile effettuare un’analogia normalizzazione delle grandezze caratteristiche dell’elettrolizzatore rispetto a questo nuovo punto di riferimento.

6.3 Modello di calcolo di un pannello fotovoltaico

Un modello matematico che descriva il comportamento di un pannello fotovoltaico deve tenere in considerazione la variazione delle prestazioni in funzione delle condizioni operative. I parametri che influenzano le prestazioni di un pannello fotovoltaico sono principalmente la radiazione solare (G) e la temperatura del modulo (T_c). Il modello utilizzato in questo studio deriva da letteratura [24]. Generalmente, un pannello solare può essere schematizzato attraverso il circuito elettrico equivalente, come mostrato in **Figura 34**, dove I_L è la corrente elettrica generata dalla luce incidente sul pannello solare, I_d è la corrente di diodo, R_p è la resistenza equivalente in parallelo, R_s è la resistenza equivalente in serie e I_{PV} e V_{PV} sono, rispettivamente, la corrente elettrica e la tensione in output dal pannello solare.

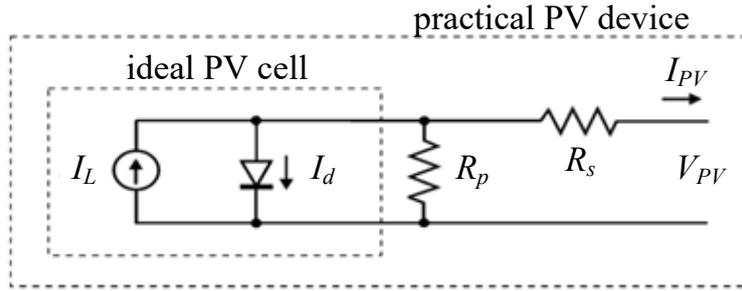


Figura 34 – Circuito elettrico equivalente di un pannello solare.

Il modello rappresentato in **Figura 34** è descritto dalle seguenti equazioni:

$$I = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+R_s I}{V_t a}\right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_p} \quad (44)$$

$$I_{pv} = (I_{pv,n} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (45)$$

$$I_{pv,n} = \frac{R_p + R_s}{R_p} I_{sc,n} \quad (46)$$

$$I_0 = \frac{I_{sc,n} + K_I \Delta T}{\exp((V_{oc,n} + K_V \Delta T) / a V_t) - 1} \quad (47)$$

$$V_t = \frac{N_s k T}{q} \quad (48)$$

$$\Delta T = T - T_n \quad (49)$$

dove I_{pv} [A] è la corrente elettrica generata dalla luce incidente sul pannello solare, I_0 [A] è la corrente di saturazione del diodo, $I_{pv,n}$ [A] è la corrente elettrica generata dalla luce incidente sul pannello solare in condizioni nominali, $I_{sc,n}$ [A] è la corrente di corto-circuito in condizioni nominali, V_t [V] è la tensione termica, $V_{oc,n}$ [V] è la tensione a circuito aperto in condizioni nominali, N_s [-] è il numero di celle connesse in serie, q [C] è la carica di un elettrone, k [J/K] è la costante di Boltzmann, a [-] è la costante del diodo, K_V [V/K] è il coefficiente di correzione tensione/temperatura a circuito aperto, K_I [A/K] è il coefficiente di correzione corrente/temperatura di corto-circuito, T [K] è la temperatura operativa del pannello, T_n [K] è la temperatura nominale, G [W/m²] è l'irraggiamento sulla superficie del pannello e G_n [W/m²] è l'irraggiamento nominale.

Questo modello si basa su dati generalmente reperibili dal datasheet dei pannelli fotovoltaici, cioè la corrente di corto-circuito in condizioni nominali ($I_{sc,n}$), la tensione a circuito aperto in condizioni nominali ($V_{oc,n}$), la corrente elettrica nel punto di massima potenza (I_{mp}), la tensione nel punto di massima potenza (V_{mp}), il coefficiente di correzione corrente/temperatura di corto-circuito (K_I), il coefficiente di correzione tensione/temperatura a circuito aperto (K_V) e la potenza massima generata (P_{max}). I valori di questi parametri sono sempre forniti in condizioni standard, cioè con un irraggiamento pari a 1000 W/m² ed una temperatura operativa di 25 °C.

Risolvendo l'eq. (44) è possibile ottenere la curva I-V caratteristica del pannello per diverse condizioni operative: il primo passo per implementare il modello matematico sul pannello solare scelto è la determinazione delle resistenze equivalenti R_s e R_p . Come specificato in [24], i valori di questi due parametri possono essere ottenuti attraverso un metodo iterativo in cui vengono confrontate la potenza massima generata dal pannello ($P_{max,m}$), calcolata attraverso il modello, e la massima potenza riportata nei

dati di targa del pannello ($P_{max,e}$). Una volta ottenuti i valori di R_s e R_p , è possibile ricavare la curva I-V caratteristica del pannello risolvendo l'eq. (44) attraverso una procedura iterativa.

Questo modello matematico può essere applicato a qualunque tipo di pannello solare, conoscendo unicamente dati di targa solitamente riportati dal costruttore. In questo modo le curve I-V possono essere ottenute ed è quindi possibile predire la potenza generata dal pannello (P_{PV}) e di conseguenza l'efficienza istantanea del pannello solare (η_{PV}). Quest'ultima è definita come il rapporto tra l'energia prodotta dal pannello solare (E_{PV}) a l'energia solare incidente sul pannello (E_{RR}). Le energie sono valutate come integrali nel tempo delle potenze in input e in output, come mostrato di seguito:

$$\eta_{PV} = \frac{E_{PV}}{E_{RR}} = \frac{\int_0^t P_{PV} dt}{\int_0^t P_{RR} dt} = \frac{\int_0^t P_{PV} dt}{\int_0^t G \cdot S_{PV} dt} \quad (50)$$

dove, S_{PV} [m²] è la superficie del pannello solare.

Al fine di validare questo modello, sono stati utilizzati dati relativi a pannelli solari sperimentali testati in laboratorio [16], le cui specifiche tecniche sono riportate in **Tabella 11**; tali dati, sono stati riportati sia in condizioni STC (condizioni standard: radiazione solare pari a 1000 W/m², temperatura di cella pari a 25 °C e spettro AM 1.5) sia in condizioni NOCT (Nominal Operating Cell Temperature: radiazione solare pari a 800 W/m², temperatura di cella pari a 42.8 °C).

Tabella 11 – Specifiche tecniche dei pannelli solari sperimentali [16].

Grandezza	Valore
Tipologia	Polycrystalline PV module NeMo® 54 P
Potenza massima	STC: 220 W NOCT: 155 W
Tensione	24 V
Corrente di corto-circuito	STC: 8.62 A NOCT: 7.02 A
Tensione a circuito aperto	STC: 33.77 V NOCT: 30.41 V
Corrente nel punto di massima potenza	STC: 8.08 A NOCT: 6.62 A
Tensione nel punto di massima potenza	STC: 27.54 V NOCT: 23.40 V
Coefficiente di correzione corrente/temperatura di corto-circuito	0.05 %/K
Coefficiente di correzione tensione/temperatura a circuito aperto	-0.32 %/K
Dimensioni	990 x 1480 x 38 mm

I valori dei parametri caratteristici dei pannelli solari sperimentali considerati, valutati attraverso il modello matematico presentato in condizioni STC, sono riportati in **Tabella 12**.

In **Figura 35** si riporta la corrente elettrica prodotta dai pannelli solari in funzione della tensione della cella. Come si può osservare, i valori ottenuti dal modello (in rosso in figura) seguono perfettamente i valori sperimentali (in nero in figura).

Tabella 12 – Parametri tecnici dei pannelli solari sperimentali considerati, calcolati attraverso il modello matematico presentato in condizioni STC.

Parametro	Valore	Unità di misura
Corrente nel punto di massima potenza	8.08	A
Tensione nel punto di massima potenza	27.54	V
P_{max}	222.5	W
I_{sc}	8.62	A
V_{oc}	33.77	V
I_o	$6.37 \cdot 10^{-8}$	A
$I_{pv,n}$	8.62	A
a	1.3	-
R_p	4129	Ω
R_s	0.151	Ω

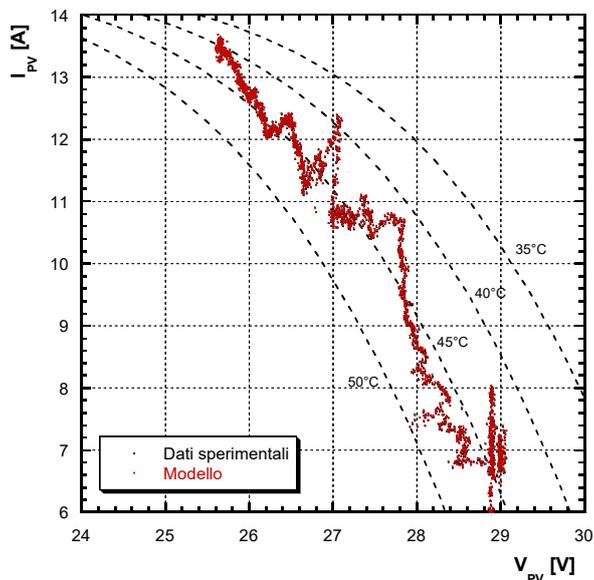


Figura 35 – Corrente elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici in funzione della tensione di cella: in nero i valori sperimentali, in rosso i valori calcolati da modello. Le curve I-V con fissata temperatura di cella sono indicate con linea tratteggiata.

6.4 Modello di calcolo di una fuel cell

Per il modello di calcolo relativo alla fuel cell si è fatto riferimento ad un modello analitico presente in letteratura [25]. La routine di calcolo è basata sulla ricostruzione della curva di polarizzazione della fuel cell, che viene effettuata mediante una serie di equazioni che modellano il comportamento elettrochimico della cella. Il modello effettua il calcolo della potenziale elettrico della cella (V_{cell}) attraverso la seguente relazione:

$$V_{cell} = V_{Nernst} + V_{act,a} + V_{act,c} + V_{ohm} \tag{51}$$

dove V_{Nernst} [V] è il potenziale termodinamico della cella, $V_{act,a}$ [V] è il potenziale di attivazione dell’anodo (misura della caduta di tensione associata all’anodo), $V_{act,c}$ [V] è il potenziale di attivazione del catodo e

V_{ohm} [V] è il potenziale ohmico, misura delle perdite associate alla conduttività protonica della membrana polimerico dell'elettrolita ed alle resistenze interne.

I potenziali di perdita ($V_{act,a}$, $V_{act,c}$ e V_{ohm}) sono negativi e rappresentano la riduzione rispetto V_{Nernst} per ottenere la tensione della cella (V_{cell}).

Di seguito verranno esplicitati i singoli potenziali.

Potenziale termodinamico (V_{Nernst})

L'equazione di Nernst per una fuel cell idrogeno/ossigeno può essere espressa come:

$$V_{Nernst} = 1.229 - (8.5 \cdot 10^{-4}) \cdot (T - 298.15) + (4.308 \cdot 10^{-5}) \cdot T \cdot (\ln p_{H_2}^* + 1/2 \ln p_{O_2}^*) \quad (52)$$

dove, T [K] è la temperatura della cella, $p_{H_2}^*$ [Pa] è la pressione parziale dell'idrogeno e $p_{O_2}^*$ [Pa] è la pressione parziale dell'ossigeno.

Potenziali di attivazione ($V_{act,a}$, $V_{act,c}$)

Il potenziale di attivazione dell'anodo può essere espresso come:

$$V_{act,a} = -(5.18 \cdot 10^{-6}) \cdot \Delta G_e + (4.309 \cdot 10^{-5}) \cdot T \cdot \left[12.863 + \ln \left(\frac{A c_{H_2}^* \cdot k_a^0}{i} \right) \right] \quad (53)$$

dove ΔG_{ec} [J/mol] è l'energia libera di attivazione in condizioni standard, A [cm²] è l'area attiva della cella, $c_{H_2}^*$ [mol/cm³] è la concentrazione di idrogeno nella fase liquida all'anodo, k_a^0 [cm/s] è la costante di velocità intrinseca dell'anodo e i [A] è la corrente elettrica della cella.

Il potenziale di attivazione del catodo può essere espresso come:

$$V_{act,c} = \frac{1}{\alpha_c} [-(10.36 \cdot 10^{-6}) \cdot \Delta G_e + (8.62 \cdot 10^{-5}) \cdot T \cdot (12.863 + \ln A + \ln k_c' + (1 - \alpha_c) \ln c_{O_2}^* - \ln i)] \quad [54]$$

dove α_c [-] è il coefficiente di trasferimento, $c_{O_2}^*$ [mol/cm³] è la concentrazione di anidride carbonica al catodo, $k_c' = k_c^0 \cdot c_{H^+}^* \cdot c_{H_2O}^*$, con k_c^0 [cm/s] la costante di velocità intrinseca del catodo, $c_{H^+}^*$ [mol/cm³] la concentrazione di atomi di idrogeno al catodo e $c_{H_2O}^*$ [mol/cm³] la concentrazione di acqua al catodo.

Potenziale ohmico (V_{ohm})

Il potenziale ohmico può essere espresso attraverso la legge di Ohm:

$$V_{ohm} = -i \cdot R_{int} \quad [55]$$

dove R_{int} [Ω] è la resistenza interna.

Per date temperatura e pressione operative della fuel cell, tale modello presenta una serie di incognite deducibili sperimentalmente. In alternativa, è possibile calibrare tali parametri conoscendo a priori la curva di polarizzazione sperimentale di una data fuel cell. In questo studio, i dati sperimentali fanno riferimento alla fuel cell commerciale di tecnologia PEM presente nel Laboratorio di Microreti di Generazione ed Accumulo dell'Università di Bologna [16].

Un possibile approccio è rappresentato dall'utilizzo del metodo dei minimi quadrati per il caso non lineare. Attraverso l'implementazione del modello con i parametri calibrati è possibile ricavare l'andamento dell'efficienza della fuel cell in funzione della potenza generata, riportato in **Figura 36**, dove è mostrato il confronto tra la curva calcolata analiticamente attraverso il modello di calcolo ed i dati sperimentali.

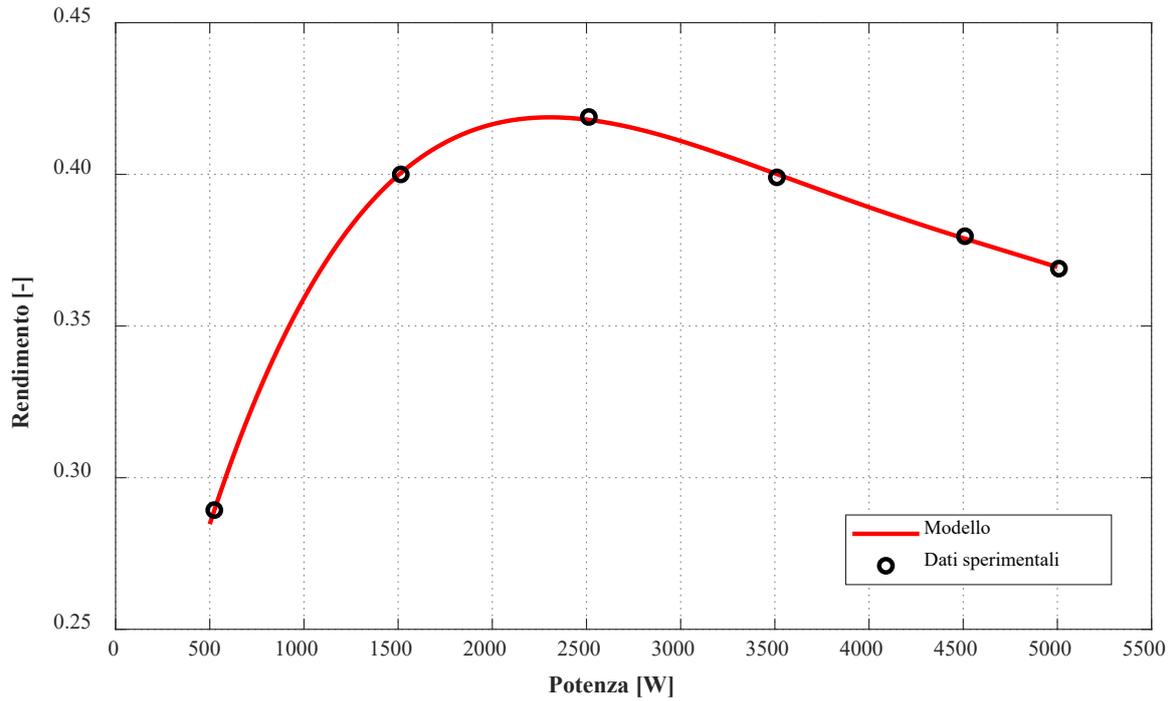


Figura 36 - Rendimento della fuel cell in funzione della potenza generata

L'implementazione del modello nelle successive simulazioni è stata effettuata normalizzando le grandezze caratteristiche rispetto al punto di design. In questo studio si è assunto il punto di design coincidente con il punto di massima potenza.

In **Figura 37** ed in **Figura 38** si riportano, rispettivamente, gli andamenti del rendimento e della portata di idrogeno normalizzata in funzione del carico del sistema. Come è possibile osservare dalle figure, il range di funzionamento della fuel cell va dal punto di massima potenza fino al 10 % del carico di design, così come verificato sperimentalmente.

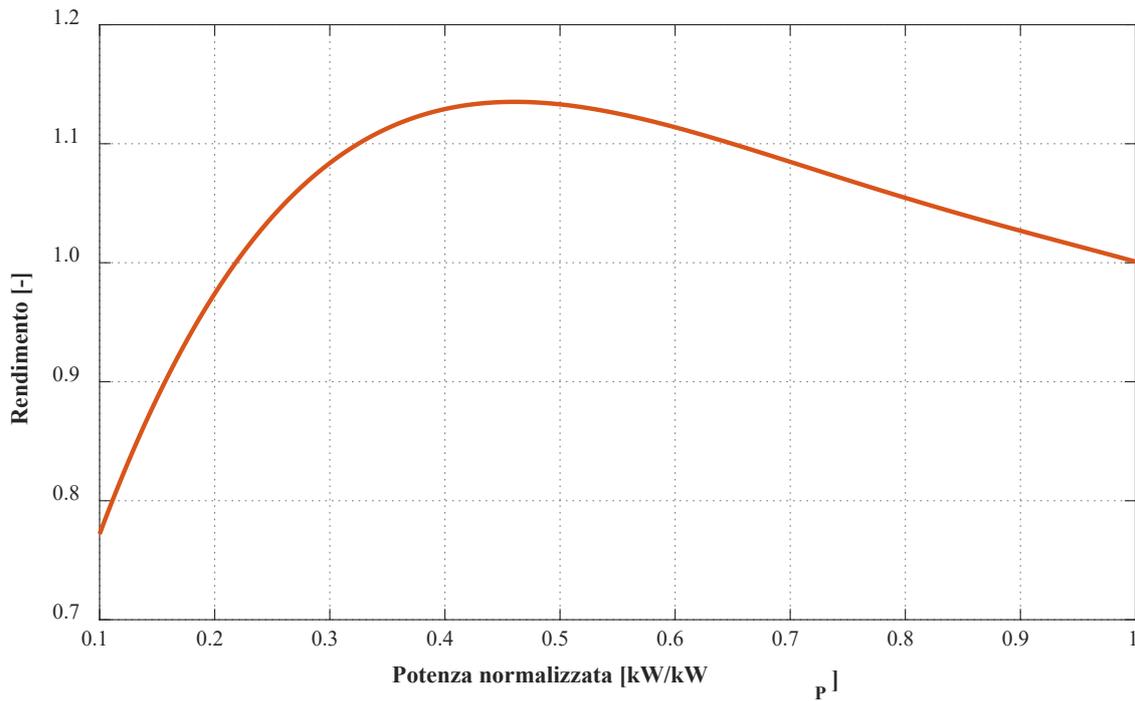


Figura 37 – Curva adimensionale di prestazione di una fuel cell

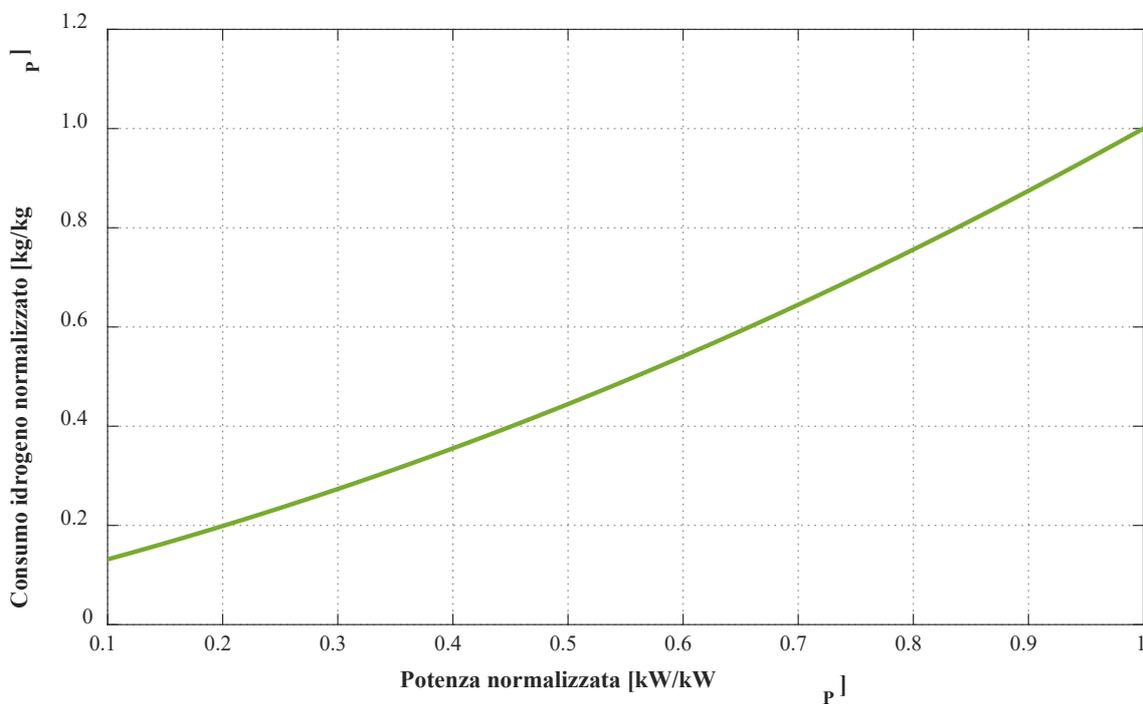


Figura 38 - Consumo di idrogeno normalizzato in funzione della potenza normalizzata

6.5 Sviluppo di una metodologia per il design

Al fine di studiare l'impiego dell'idrogeno come sistema di accumulo integrato con la generazione elettrica rinnovabile non programmabile è stata sviluppata una procedura di design basata sull'interazione dei modelli di calcolo dei componenti (batteria elettrochimica, pannelli solari, fuel cell ed elettrolizzatori) descritti nei paragrafi precedenti, secondo lo schema presentato in **Figura 39**.

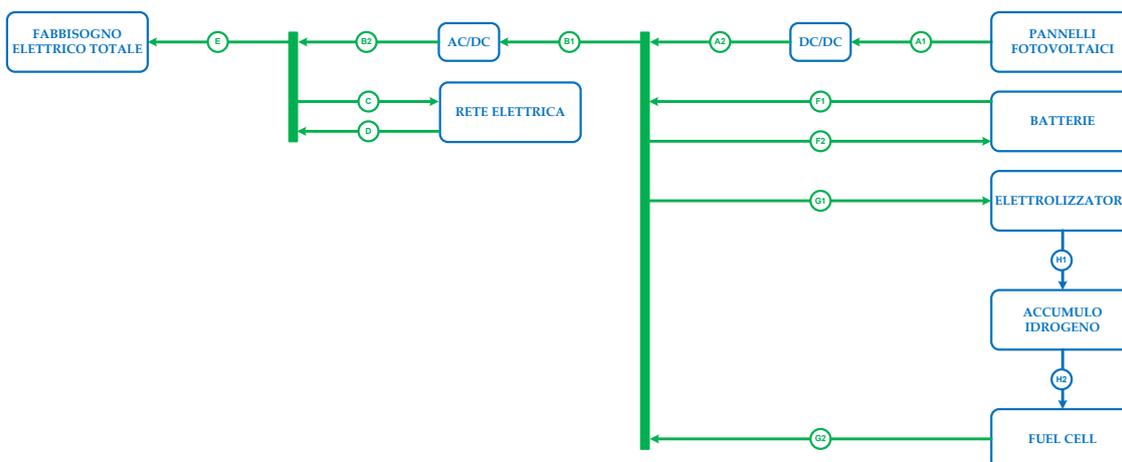


Figura 39 – Sistemi valutati dalla routine di calcolo per il design ottimizzato

Più in dettaglio, la routine di design permette di definire le taglie ottimali di un elettrolizzatore e di una fuel cell in base alle caratteristiche del sistema fotovoltaico, delle curve di fabbisogno elettrico dell’utenza e degli eventuali dispositivi di accumulo elettrochimico presenti. La taglia ottimale di elettrolizzatore e fuel cell è determinata mediante una procedura iterativa di tipo *trial and error* finalizzata a massimizzare lo sfruttamento (autoconsumo) della produzione elettrica rinnovabile non programmabile ovvero a minimizzare l’immissione nella rete di distribuzione nazionale di energia elettrica e/o il suo acquisto. La routine sviluppata può essere applicata sia nell’ipotesi di impiego del sistema elettrolizzatore/fuel cell (dal punto di vista dell’accumulo) su base temporale stagionale che giornaliera o settimanale. A tal proposito è comunque utile osservare fin da subito che, limitandosi a considerare l’efficienza di *round-trip*, l’impiego di dispositivi elettrochimici permette di ottenere valori nettamente maggiori rispetto a sistemi basati su elettrolizzatori e fuel cell. Questi ultimi viceversa, sono particolarmente adatti all’accumulo su base stagionale non presentando – a differenza delle batterie – problemi di mantenimento nel tempo dell’energia stoccata e/o degrado conseguente al succedersi dei cicli di carica e scarica.

La procedura implementata è schematizzata mediante la flow chart illustrata in **Figura 40**.

Gli input della routine di calcolo sono rappresentati da:

- dati di targa relativi al sistema di produzione fotovoltaico (potenza installata, efficienza di design, orientamento, ecc.);
- profilo di irraggiamento solare – nel tempo – relativo alla località in cui è installato il sistema di produzione fotovoltaico;
- dati di targa relativi al sistema di accumulo elettrochimico, se presente (tipologia, energia massima stoccabile, ecc.);
- profilo del fabbisogno elettrico dell’utenza (potenza elettrica richiesta in funzione del tempo);
- profilo del fabbisogno termico dell’utenza (potenza termica – per riscaldamento e/o produzione di acqua calda sanitaria – richiesta in funzione del tempo);
- profilo del fabbisogno frigorifero dell’utenza (potenza frigorifera – per la climatizzazione estiva – richiesta in funzione del tempo).

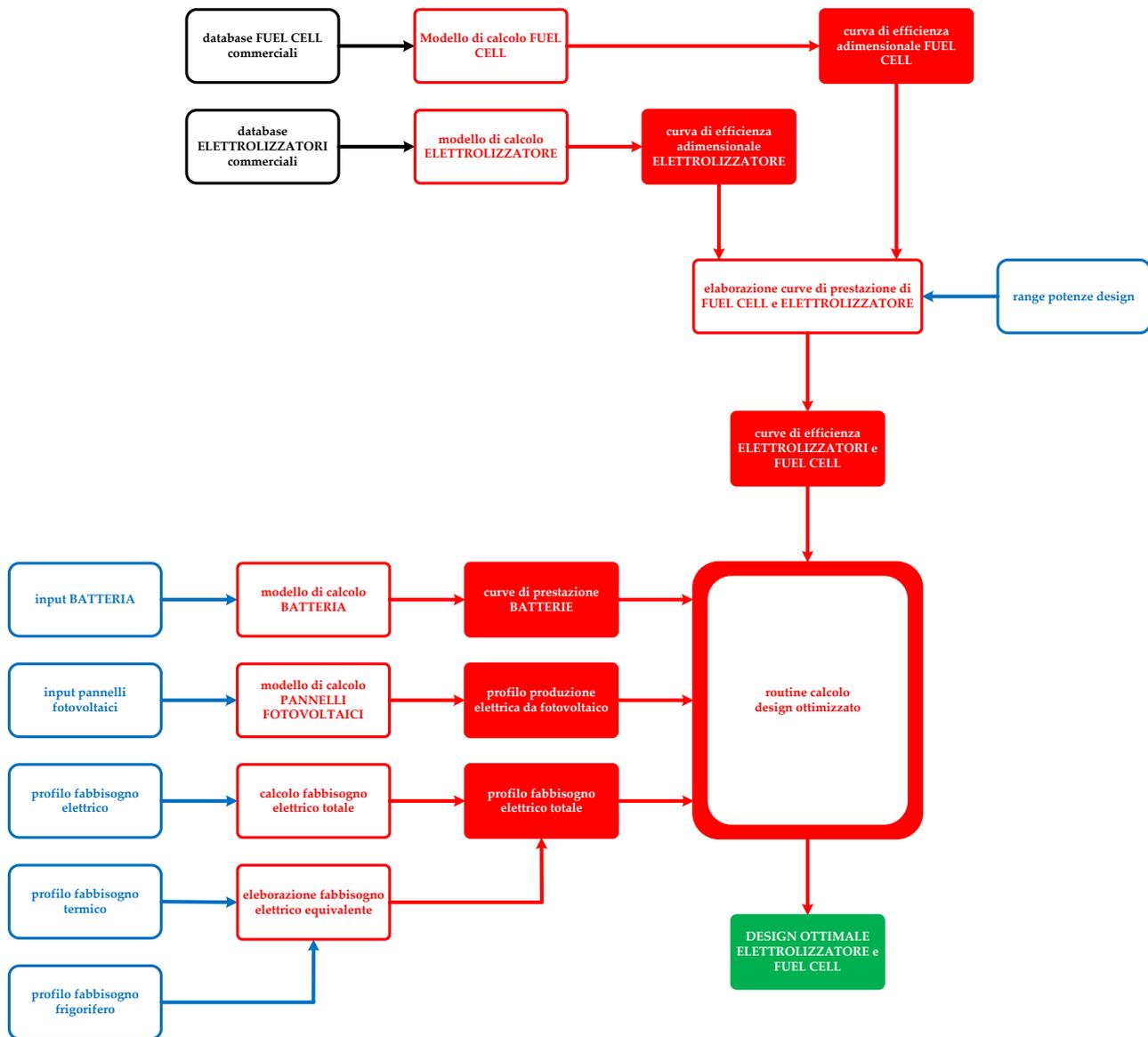


Figura 40 – Flow chart della routine di calcolo per il design ottimizzato

La routine di calcolo elabora gli input ricevuti secondo quanto di seguito descritto:

- le informazioni relative al sistema di produzione fotovoltaico vengono elaborate dal modello di calcolo dei pannelli fotovoltaici (così come descritto in uno dei paragrafi precedenti) e combinate con il profilo di irraggiamento solare disponibile; il risultato di tale elaborazione è il profilo di produzione elettrica, in funzione del tempo, del sistema fotovoltaico. Il modello elaborato consente di valutare la produzione elettrica del sistema fotovoltaico consentendo di scegliere tra la regolazione in MPP (*maximum power point*) e quella in PWM (*pulse with modulation*) in base al criterio di regolazione adottato. In alternativa la routine di calcolo sviluppata consente all'utente di inserire direttamente il profilo di produzione elettrica dei generatori fotovoltaici.
- I profili di fabbisogno termico e frigorifero forniti come input sono elaborati dal modello di calcolo – in base alle informazioni disponibili circa i sistemi di produzione inclusi nel sistema (pompe di calore e/o impianti frigoriferi a compressione) – al fine di calcolare il profilo di richiesta elettrica ad essi equivalente. Tale profilo, espresso in termini di potenza elettrica in funzione del tempo, è quindi sommato con il fabbisogno elettrico (rappresentativo dei carichi dovuti ad illuminazione,

apparecchiature elettriche casalinghe, forza elettromotrice, ecc.) al fine di determinare la richiesta elettrica totale, sempre espressa in funzione del tempo, da soddisfare.

- c) Per quanto riguarda l'elettrolizzatore, la routine di calcolo elabora una serie di curve di prestazione adimensionali così come mostrato in **Figura 41**. Più in dettaglio, in figura si mostra l'andamento dell'efficienza di un generico elettrolizzatore (adimensionalizzata rispetto al valore di design) in funzione del carico del dispositivo (potenza elettrica necessaria adimensionalizzata rispetto al valore di picco). Analogamente è calcolata la equivalente curva adimensionalizzata di produzione di idrogeno in funzione del carico del sistema. Si porta all'attenzione che tali curve sono elaborate mediante il modello di calcolo dell'elettrolizzatore precedentemente descritto; le curve – in mancanza di altre informazioni disponibili – sono determinate in base allo stato dell'arte degli elettrolizzatori commerciali rappresentato da un database contenuto nella routine sviluppata.

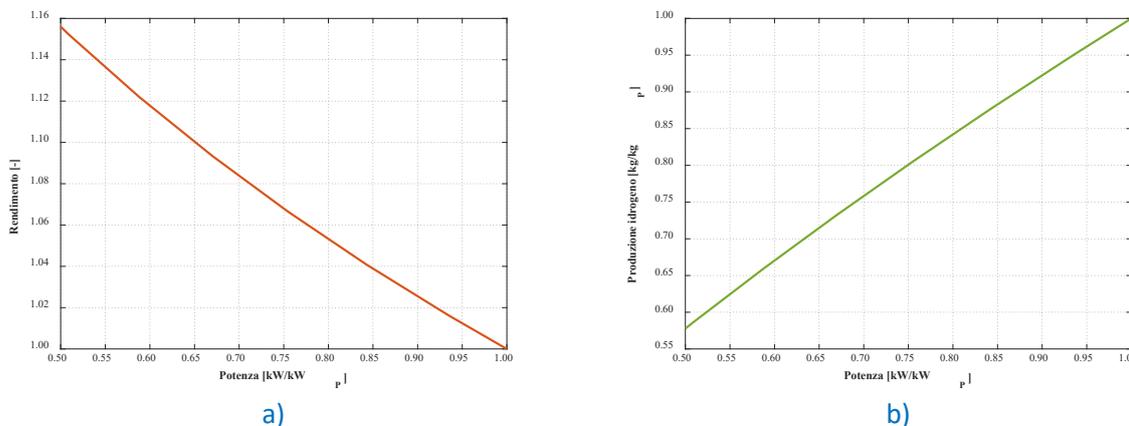


Figura 41 – a) Rendimento adimensionale in funzione della potenza adimensionale; b) produzione di idrogeno adimensionale in funzione della potenza adimensionale.

- d) Analogamente a quanto di sopra descritto nel caso dell'elettrolizzatore, la routine di calcolo procede all'elaborazione di curve adimensionali finalizzate alla descrizione delle prestazioni di una generica fuel cell. Un esempio di tali curve è presentato in **Figura 42**. Anche in questo caso, in mancanza di informazioni puntuali, le curve in figura sono valutate dal modello di calcolo della fuel cell prima descritto, in funzione dei dispositivi commerciali rappresentativi dell'attuale stato dell'arte di tale tecnologia mediante il database predisposto.

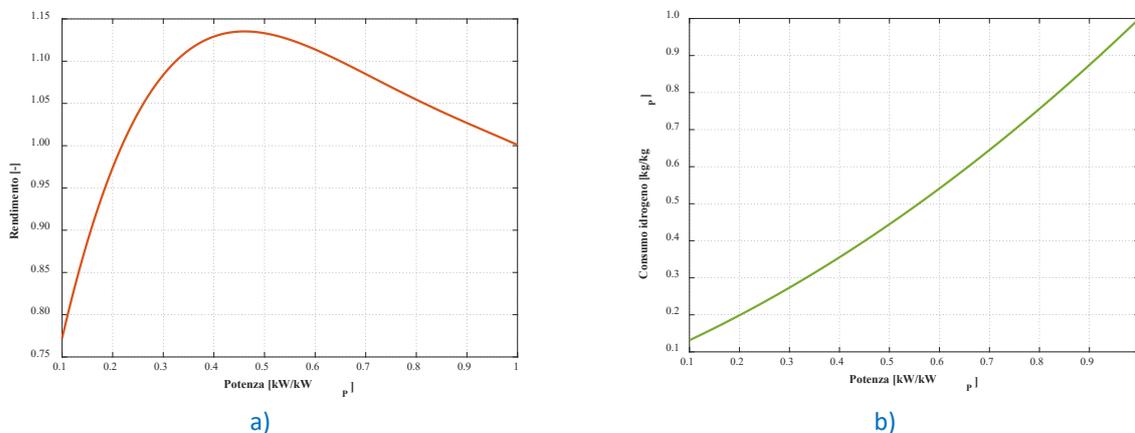


Figura 42 – a) Rendimento adimensionale in funzione della potenza adimensionale; b) consumo di idrogeno adimensionale in funzione della potenza adimensionale.

- e) Le curve adimensionali del generico elettrolizzatore e della generica fuel cell, determinate così come descritto nei punti precedenti, sono quindi “dimensionalizzate” in base al range di potenza di design oggetto di indagine definito in fase di input. La routine di calcolo definisce quindi un numero di possibili elettrolizzatori e fuel cell (in base al range di potenze di design oggetto di indagine e ad uno step di calcolo definito) e calcola, per ognuno di questi, la curva di prestazione corrispondente. Si elaborano infine tutte le possibili combinazioni elettrolizzatore/fuel cell e si testa ognuna di esse nello scenario di produzione fotovoltaica/fabbisogno elettrico precedentemente determinato. Per ogni coppia elettrolizzatore/fuel cell si calcola (con riferimento alle sezioni in [Figura 39](#)), tra le altre cose, il termine:

$$\eta_S = \frac{E_{EL,B2} - E_{EL,C}}{E_{EL,A2}}$$

essendo, nel periodo di tempo considerato:

$E_{EL,A2}$: l'energia elettrica totale prodotta dai generatori fotovoltaici [kWh];

$E_{EL,B2}$: l'energia elettrica totale in uscita dal sistema di generazione ed accumulo elettrico [kWh];

$E_{EL,C}$: l'energia elettrica totale immessa in rete [kWh].

Si osserva che il termine η_S rappresenta l'efficienza con cui la produzione elettrica del generatore fotovoltaico è ceduta (autoconsumata) all'utenza; in base alla definizione formulata, η_S contiene intrinsecamente l'efficienza di *roundtrip* del sistema di accumulo e penalizza l'immissione in rete di energia elettrica prodotta in loco.

Il design ottimizzato del sistema di produzione, accumulo e conversione di idrogeno da integrare con i sistemi presenti risulta dalla combinazione elettrolizzatore/fuel cell caratterizzata dal massimo valore del parametro η_S .

- f) Per quanto riguarda le strategie di *management* dei dispositivi di accumulo, la routine di calcolo consente di distinguere – relativamente alla produzione di idrogeno – tra accumulo stagionale e accumulo giornaliero/settimanale. In quest'ultimo caso, la routine di calcolo stabilisce in quale dispositivo stoccare l'energia elettrica in surplus sulla base di un livello di priorità stabilito dall'efficienza di *roundtrip*. Ne segue che in questo caso le batterie sono ritenute un dispositivo di accumulo prioritario rispetto alla produzione di idrogeno. Nel caso invece di accumulo stagionale, la routine di calcolo conferisce priorità alla produzione di idrogeno e gestisce la batteria (se presente) per modificare il punto di funzionamento dell'elettrolizzatore rispetto alla potenza elettrica in surplus.

Più in dettaglio (si veda [Figura 43](#)), nel caso di presenza di una batteria:

- se, nell'istante considerato, la potenza elettrica in surplus prodotta dai pannelli fotovoltaici è minore del carico minimo previsto dall'elettrolizzatore, si procede come segue:
 - se il SOC della batteria è maggiore del valore di soglia minimo previsto, la potenza prodotta dai pannelli è integrata dalla batteria;
 - se il SOC della batteria è minore del valore di soglia minimo previsto, la scarica della batteria viene interrotta;
- se, nell'istante considerato, la potenza elettrica in surplus prodotta dai pannelli fotovoltaici è compatibile con il range di carico dell'elettrolizzatore, allora tutta la potenza elettrica è utilizzata dall'elettrolizzatore;
- se, nell'istante considerato, la potenza elettrica in surplus prodotta dai pannelli solari è maggiore del punto di massima potenza dell'elettrolizzatore, allora:

- se il SOC della batteria è minore del valore massimo consentito, la differenza tra la potenza prodotta dai pannelli ed il punto di massima potenza dell'elettrolizzatore è utilizzata per ricaricare la batteria;
- se il SOC della batteria è maggiore del valore di soglia massimo consentito, la carica della batteria viene interrotta e la potenza prodotta in eccesso viene immessa in rete.

Le strategie sopra descritte vengono perseguite e adattate contestualmente alla possibilità di far funzionare l'elettrolizzatore nelle seguenti modalità:

- a punto fisso (punto di massima potenza);
- a punto fisso (punto di massima efficienza);
- a punto variabile (all'interno del range di carico previsto).

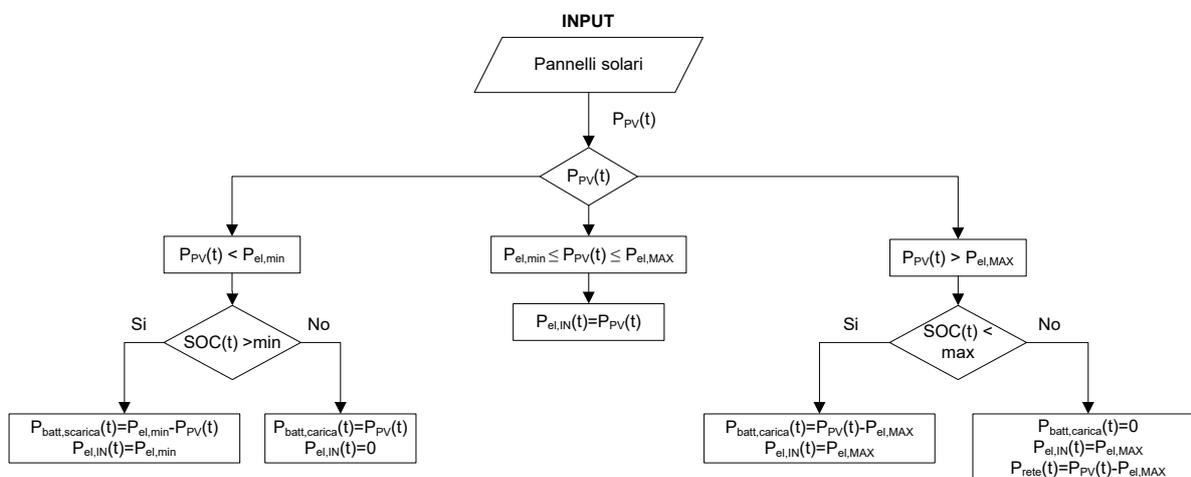


Figura 43 – Flow chart nel caso di dimensionamento dell'elettrolizzatore con batteria.

Nel caso in cui non sia prevista una batteria, la strategia di accumulo risulta semplificata rispetto a quanto appena visto (Figura 44):

- se, nell'istante considerato, la potenza elettrica in surplus prodotta dai pannelli fotovoltaici è minore del carico minimo previsto dall'elettrolizzatore, tutta la potenza elettrica è immessa in rete;
- se, nell'istante considerato, la potenza elettrica in surplus prodotta dai pannelli fotovoltaici è compatibile con il range di carico dell'elettrolizzatore, tutta la potenza elettrica prodotta è utilizzata dall'elettrolizzatore;
- se, nell'istante considerato, la potenza elettrica in surplus prodotta dai pannelli fotovoltaici è maggiore del punto di massima potenza dell'elettrolizzatore, allora l'elettrolizzatore è alimentato con la massima potenza possibile e la restante quota parte di potenza elettrica è immessa in rete.

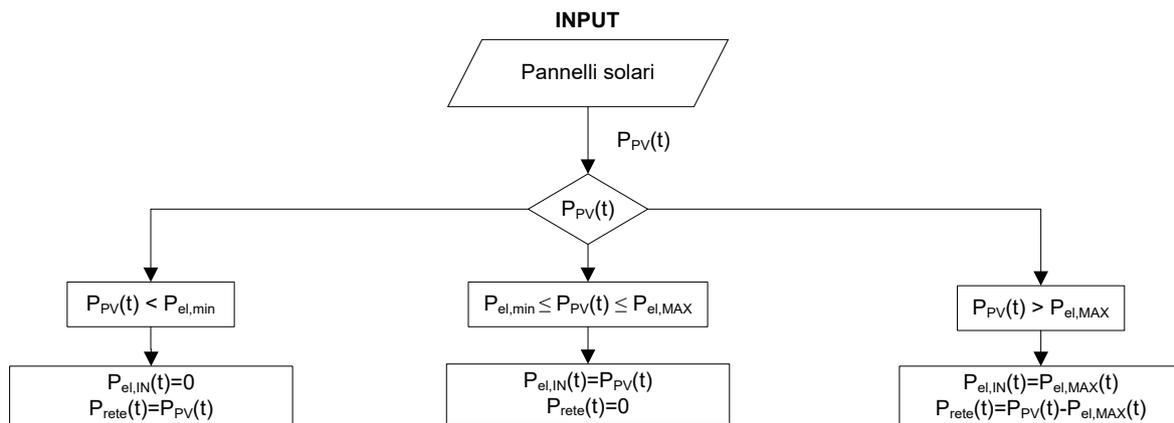


Figura 44 – Flow chart della strategia di accumulo nel caso di dimensionamento dell’elettrolizzatore senza batteria.

Anche in questo caso, le suddette strategie sono conciliate con la regolazione desiderata circa il punto di funzionamento dell’elettrolizzatore.

- g) Per quanto riguarda la strategia di regolazione della fuel cell, risulta una gestione molto più semplice rispetto al caso precedente. In questo caso, trattandosi della sezione di restituzione dell’accumulo, la fuel cell è semplicemente regolata per seguire – compatibilmente con la sua curva di carico – la richiesta elettrica dell’utenza a meno della produzione – se presente – dei pannelli fotovoltaici.
- h) La routine di calcolo sviluppata per il design, non contempla la valutazione puntuale del sistema di compressione e stoccaggio dell’idrogeno prodotto dall’elettrolizzatore. Mantenendo il contesto di riferimento come quello civile/residenziale sarebbe plausibile ipotizzare la sezione di accumulo alla stessa pressione a cui l’idrogeno è prodotto dall’elettrolizzatore (mediamente pari a qualche decina di bar in base allo stato dell’arte degli elettrolizzatori tipo PEM disponibili sul mercato). La suddetta pressione di produzione risulta infatti compatibile con la tecnologia di accumulo ad idruri metallici che si ritiene più facilmente impiegabile nel settore civile/residenziale. L’accumulo di idrogeno a pressioni dell’ordine delle centinaia di bar comporta sicuramente maggiori problemi di sicurezza e di gestione; in aggiunta, la spesa energetica per la compressione dell’idrogeno riduce l’efficienza di roundtrip del sistema di accumulo sottraendo energia elettrica alla conversione effettuata dall’elettrolizzatore. Occorre comunque osservare che la compressione e stoccaggio ad alta pressione potrebbe essere l’unica opzione nel caso di adozione dell’idrogeno come strategia di accumulo stagionale. Nel caso invece di accumulo giornaliero e/o settimanale i più ridotti volumi in gioco possono rendere non necessaria la compressione dell’idrogeno. In ogni caso la routine di design sviluppata valuta il volume necessario allo stoccaggio di idrogeno per un ampio range di pressioni (a partire da quella ipotizzata per l’elettrolizzatore fino ad un valore pari a 200 bar); non essendo conteggiato l’assorbimento elettrico del sistema di compressione, la quantità di idrogeno prodotta in un dato arco temporale è da ritenersi un limite superiore.

7 Applicazione della routine di design ottimizzato sviluppata al modello S.A.P.I.E.N.T.E.

La routine di calcolo sviluppata e descritta nel capitolo precedente è stata applicata al sistema di conversione e accumulo da energia rinnovabile denominato S.A.P.I.E.N.T.E. (Sistema di Accumulo e Produzione Integrata di Energia Termica ed Elettrica) attualmente in fase di studio presso il Centro Ricerche Enea della Casaccia [26].

L'applicazione di un sistema di produzione, accumulo e conversione di idrogeno al modello S.A.P.I.E.N.T.E. è finalizzata a valutarne le prestazioni nel contesto civile/residenziale. In particolare, l'obiettivo delle seguenti valutazioni è quello di comprendere l'efficacia dell'impiego dell'idrogeno come strategia di accumulo stagionale dell'energia elettrica prodotta da generazione rinnovabile non programmabile.

7.1 Il modello S.A.P.I.E.N.T.E.

Il sistema di accumulo e generazione termica ed elettrica denominato S.A.P.I.E.N.T.E., attualmente in studio presso il centro ENEA della Casaccia, è schematizzato in **Figura 45** [26]. Il suddetto sistema è costituito da:

- una sezione di produzione elettrica mediante pannelli fotovoltaici per una potenza installata di picco pari a 11.4 kW;
- un dispositivo di accumulo elettrochimico a litio di capacità massima pari a 16 kWh;
- una pompa di calore di tipo aria/acqua ad inverter di potenza termica pari a 33 kW;
- due accumuli termici inerziali da 1.5 m³;
- un accumulo termico per l'acqua calda sanitaria da 1 m³;
- due dry cooler (con potenza complessivamente pari a 140 kW) come dispositivo di emulazione dei fabbisogni termici.

Il sistema è inoltre connesso alla rete in bassa tensione mediante la catena di contatori e convertitori DC/AC, così come riportato nello schema di **Figura 45**.

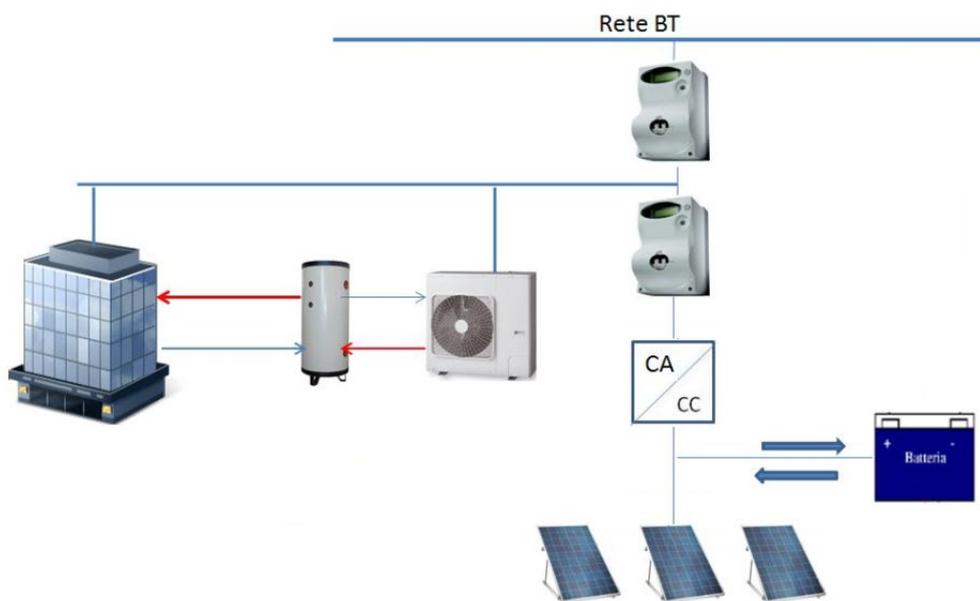


Figura 45 – Schema del modello S.A.P.I.E.N.T.E. installato presso il Centro ENEA della Casaccia [26]

7.2 Inserimento elettrolizzatore e fuel cell nel sistema originale

Il layout del modello S.A.P.I.E.N.T.E. con l'aggiunta di (i) un elettrolizzatore, (ii) un sistema di accumulo per l'idrogeno e di (iii) una fuel cell è schematizzato in **Figura 46**. Dalla figura si osserva che la sezione ad idrogeno è stata integrata mediante un bus in corrente continua a cui sono contemporaneamente connessi i pannelli fotovoltaici e l'accumulo elettrochimico.

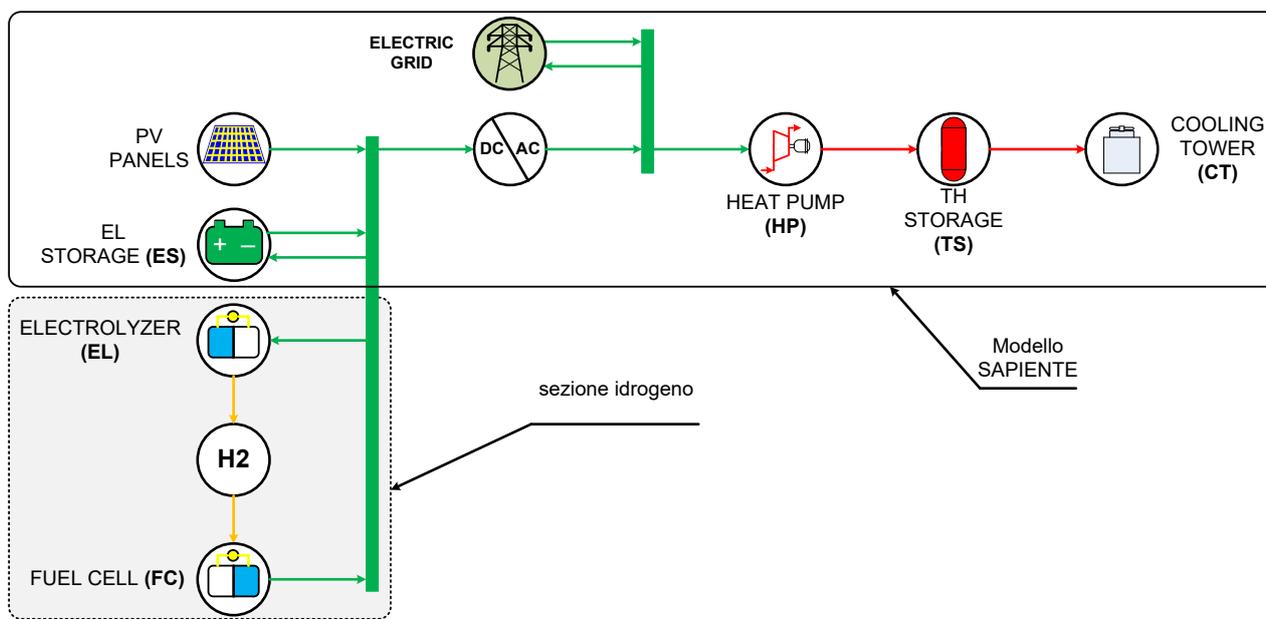


Figura 46 – Architettura aggiornata dell'impianto realizzato presso il Centro ENEA di Casaccia

7.3 Ipotesi di calcolo e condizioni al contorno

Al fine di effettuare il dimensionamento della sezione ad idrogeno da integrare al sistema SAPIENTE, così come rappresentato in **Figura 46**, si è assunta l'ipotesi di accumulo stagionale. Più in dettaglio, sempre con riferimento all'impiego nel settore civile/residenziale, si ipotizza di produrre l'idrogeno durante il periodo dell'anno tipicamente caratterizzato dall'assenza di fabbisogno termico per riscaldamento, assumendo pertanto la successiva restituzione (produzione elettrica mediante la fuel cell) durante l'anno termico. Tale ipotesi permette di "separare" il dimensionamento dell'elettrolizzatore da quello della fuel cell poiché – almeno in tale fase di design – il funzionamento dei due dispositivi può essere ritenuto non contemporaneo.

Ne segue che, per quanto riguarda il dimensionamento dell'elettrolizzatore, si è fatto riferimento alla produzione elettrica del campo fotovoltaico nel periodo che va dal mese di aprile a quello di ottobre, ovvero al di fuori dell'anno termico. La potenza elettrica prodotta in funzione del *time step* di calcolo considerato – pari a 5 minuti – è presentata in **Figura 47** [26]. Inoltre, al fine di stimare la massima quantità di idrogeno producibile, si è in questa fase annullato il carico elettrico corrispondente alla potenza termica prodotta dalla pompa di calore per l'eventuale fabbisogno di acqua calda sanitaria.

Per quanto riguarda invece il dimensionamento della fuel cell, si è assunto il carico elettrico – assorbito dalla pompa di calore per la produzione di potenza termica – presentato in **Figura 48** [26]. Non essendo disponibili ulteriori dati (il carico elettrico in figura è riferito ad una singola giornata), l'andamento presentato è stato replicato per tutto il periodo di riferimento.

Infine, coerentemente con quanto riportato in [26] tutte le simulazioni svolte sono state condotte assumendo uno stato di carica minimo consentito della batteria pari al 20 % ed uno massimo pari all'80 %.

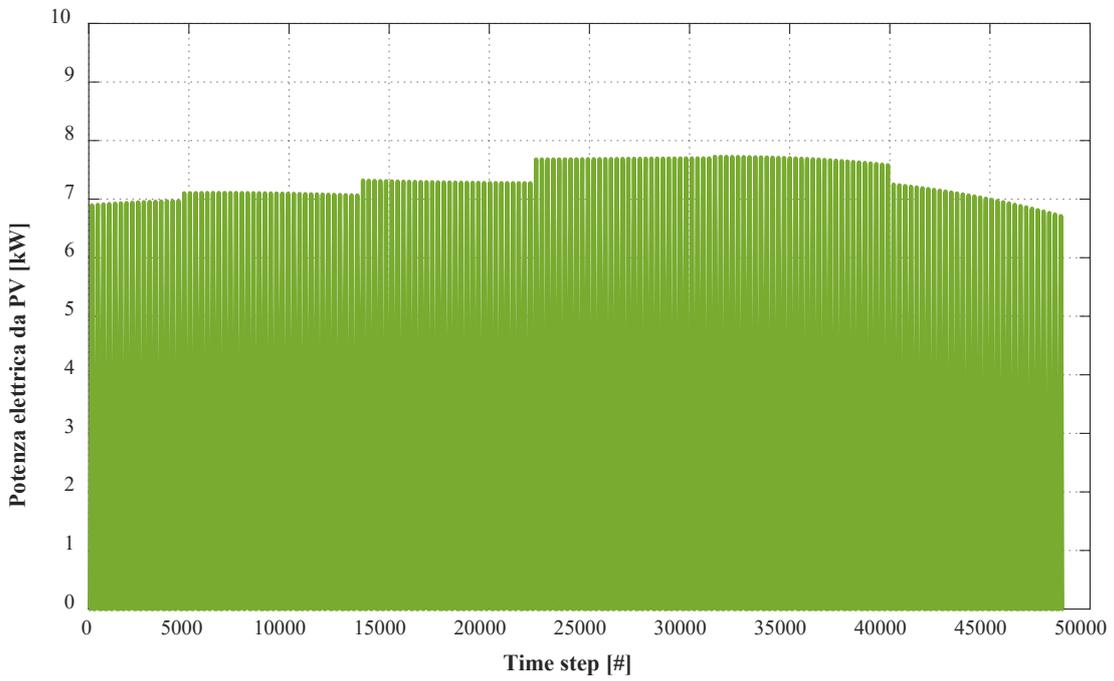


Figura 47 – Potenza elettrica da PV nel periodo di riferimento

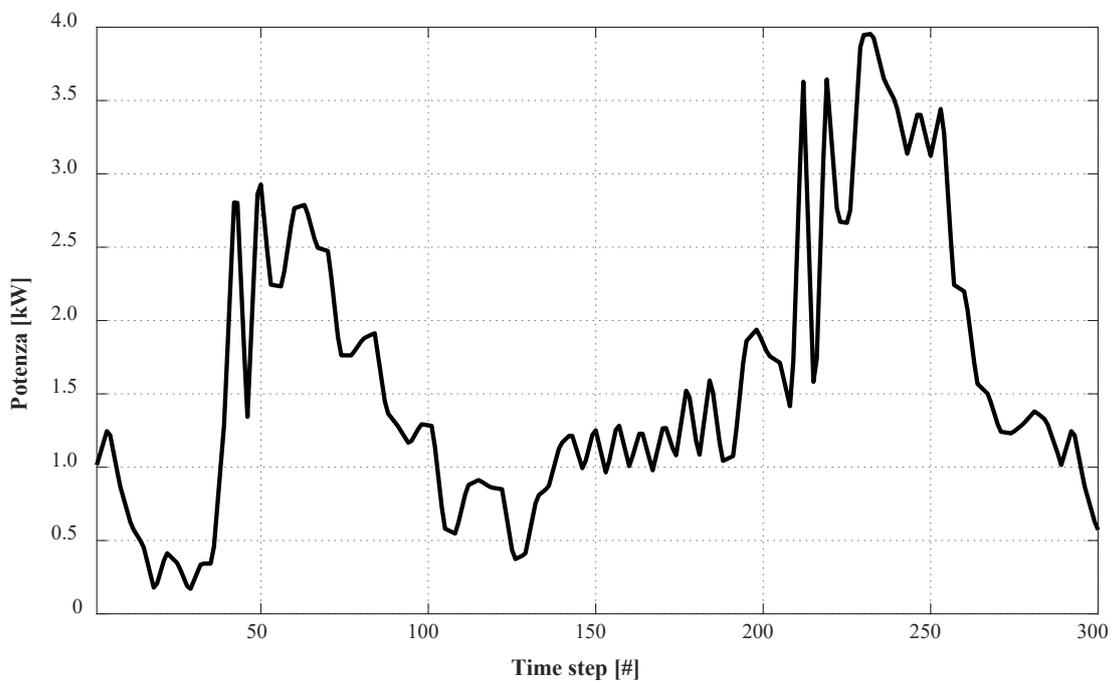


Figura 48 – Potenza elettrica richiesta dalla pompa di calore

7.4 Design dell'elettrolizzatore

Sulla base delle ipotesi e delle condizioni al contorno precedentemente illustrate, si è proceduto all'individuazione della taglia ottimale dell'elettrolizzatore, prendendo in considerazione tre diverse ipotesi di regolazione:

- a) a carico variabile (tra il valore di design – coincidente con la massima potenza elettrica in ingresso ed il minimo tecnico – coincidente con il 50 % del carico elettrico di design);
- b) a carico costante – potenza elettrica massima;
- c) a carico costante – efficienza massima (corrispondente – in base alle curve di carico assunte – al minimo tecnico del dispositivo).

Tali strategie di regolazione sono state testate formulando diverse ipotesi sulla capacità di accumulo dei sistemi elettrochimici. In dettaglio, il design dell'elettrolizzatore è stato eseguito assumendo i seguenti casi:

- **CASO 1: batteria assente**
 - Caso 1a: funzionamento a carico variabile;
 - Caso 1b: funzionamento a carico costante – potenza elettrica massima;
 - Caso 1c: funzionamento a carico costante – efficienza massima;
- **CASO 2: batteria con capacità da 16 kWh**
 - Caso 2a: funzionamento a carico variabile;
 - Caso 2b: funzionamento a carico costante – potenza elettrica massima;
 - Caso 2c: funzionamento a carico costante – efficienza massima;
- **CASO 3: batteria con capacità da 26 kWh**
 - Caso 3a: funzionamento a carico variabile;
 - Caso 3b: funzionamento a carico costante – potenza elettrica massima;
 - Caso 3c: funzionamento a carico costante – efficienza massima;
- **CASO 4: batteria con capacità da 36 kWh**
 - Caso 4a: funzionamento a carico variabile;
 - Caso 4b: funzionamento a carico costante – potenza elettrica massima;
 - Caso 4c: funzionamento a carico costante – efficienza massima;
- **CASO 5: batteria con capacità da 46 kWh**
 - Caso 5a: funzionamento a carico variabile;
 - Caso 5b: funzionamento a carico costante – potenza elettrica massima;
 - Caso 5c: funzionamento a carico costante – efficienza massima.

7.4.1 Design senza batteria (Caso 1)

Funzionamento a carico variabile (Caso 1a)

In **Figura 49** è riportato l'andamento dell'energia elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici immessa in rete in funzione della potenza di design dell'elettrolizzatore. Dalla figura si può osservare la presenza di un punto di minimo nell'ipotesi di un elettrolizzatore con una potenza di design pari a circa 6.9 kW; elettrolizzatori con taglie maggiori comportano un aumento della quota parte di energia elettrica prodotta

dai pannelli fotovoltaici che viene immessa in rete. Nel caso si integrasse con i dispositivi esistenti un elettrolizzatore con taglia di poco superiore ai 15 kW, tutta l'energia elettrica proveniente dai pannelli fotovoltaici risulterebbe immessa in rete.

Sulla base delle condizioni al contorno assunte e delle ipotesi formulate, la taglia dell'elettrolizzatore che garantisce la minima energia elettrica immessa in rete consente la massima produzione di idrogeno, così come mostrato in **Figura 50**. Nel caso in oggetto, il sistema è in grado di produrre circa 71.7 kg di idrogeno.

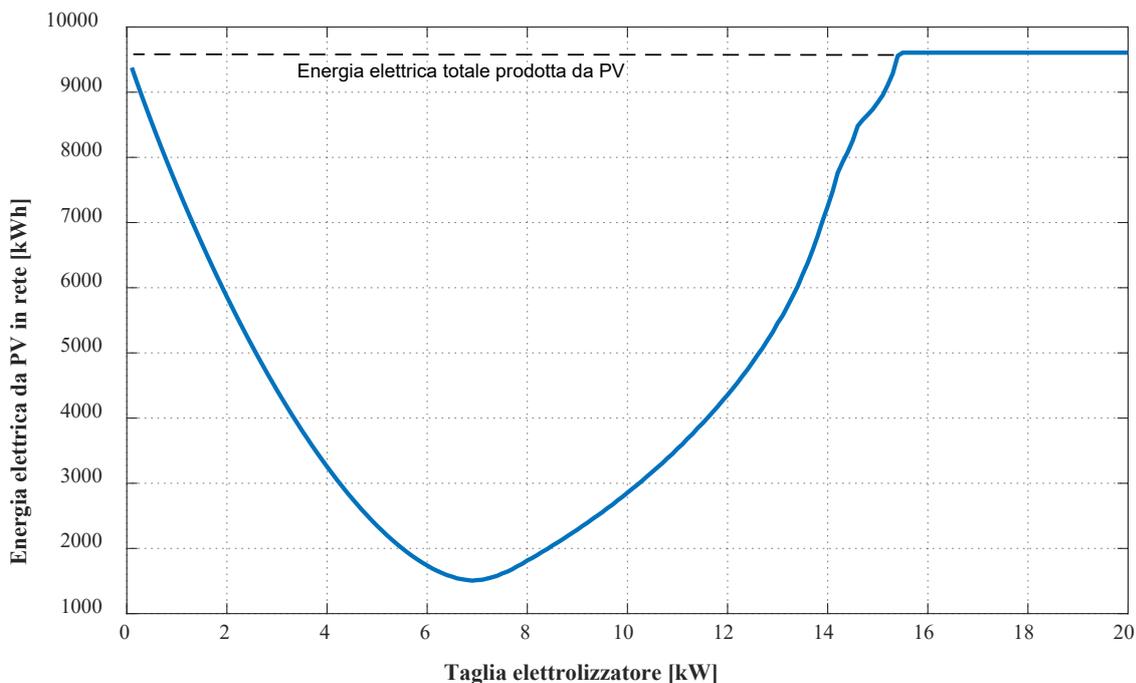


Figura 49 – Energia elettrica da PV immessa in rete in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 1a)

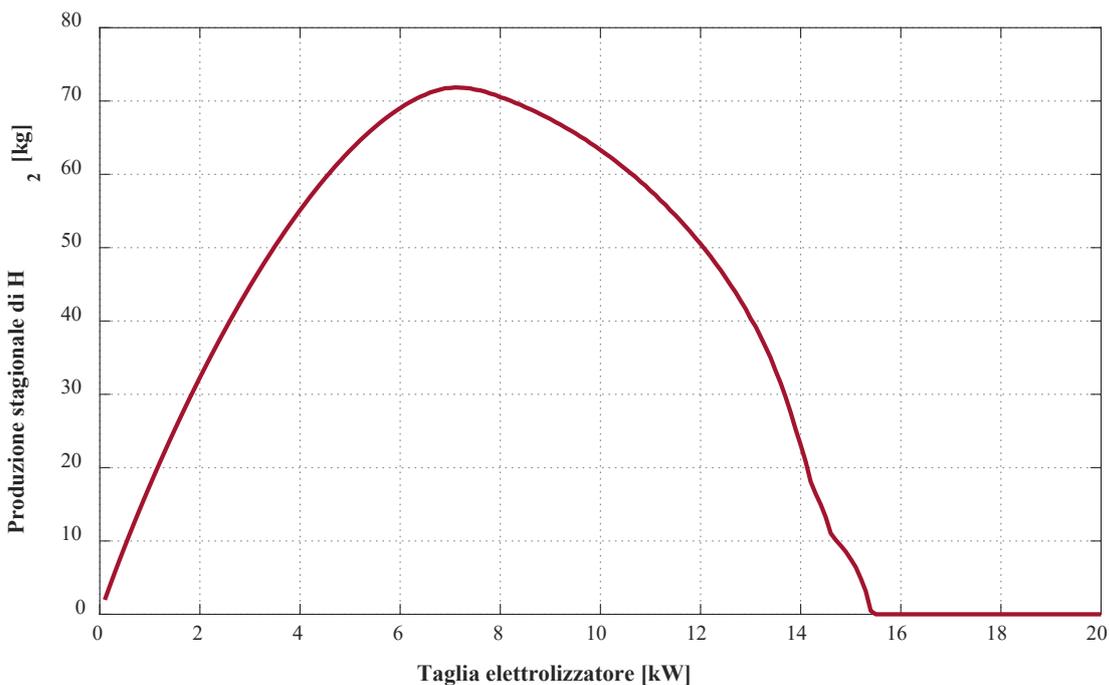


Figura 50 – Produzione totale di idrogeno in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 1a)

Al fine di valutare l'efficienza dell'elettrolizzatore come sistema di accumulo, è possibile calcolare:

$$\eta_{acc} = \frac{m_{H_2} \cdot LHV_{H_2}}{E_{el,PV}}$$

dove, m_{H_2} [kg] è la produzione totale di idrogeno, LHV_{H_2} [kJ/kg] è il potere calorifico inferiore dell'idrogeno (assunto pari a 120000 kJ/kg) e $E_{el,PV}$ [kWh] è l'energia elettrica totale prodotta da pannelli fotovoltaici nell'arco temporale considerato. L'andamento del rendimento di accumulo in funzione della taglia dell'elettrolizzatore è riportato in **Figura 51**; nel caso in oggetto si osserva un valore massimo, pari a circa il 25 %.

Si riporta infine l'andamento delle ore equivalenti di funzionamento dell'elettrolizzatore in funzione della taglia di design (**Figura 52**). Come lecito aspettarsi, tale andamento è decrescente con la taglia dell'elettrolizzatore e si annulla in corrispondenza di un valore pari a poco più di 15 kW che – come già visto – corrisponde all'immissione in rete di tutta l'energia elettrica prodotta da fotovoltaico.

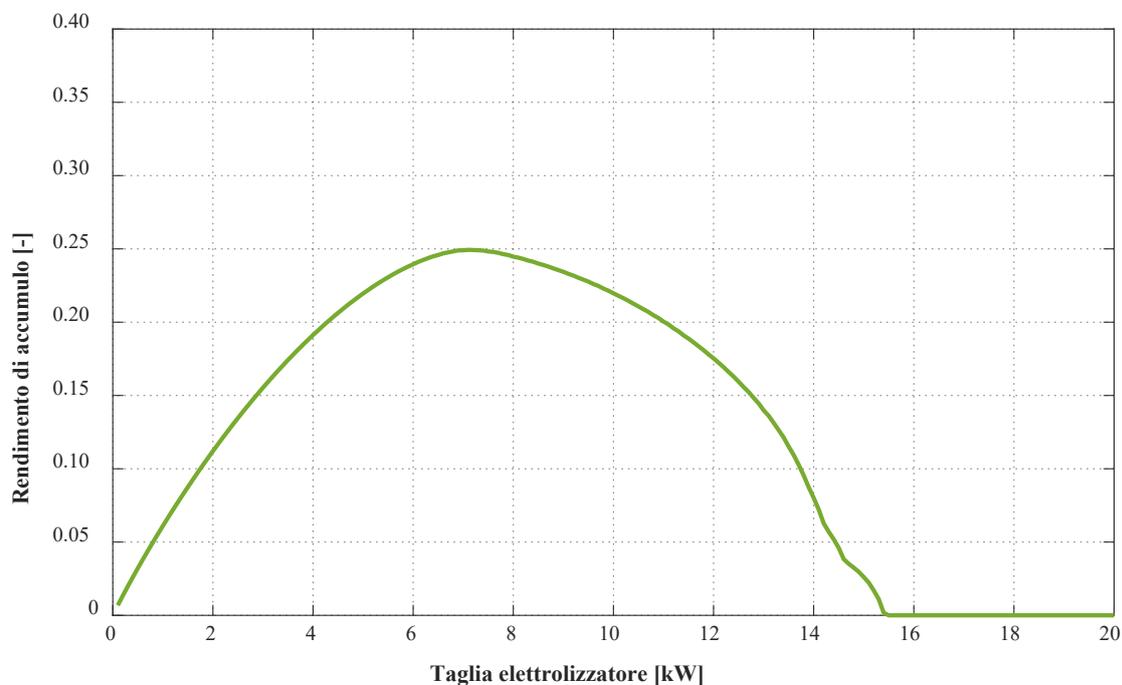


Figura 51 –Rendimento di accumulo in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 1a)

Funzionamento a carico costante – potenza elettrica massima (Caso 1b)

In **Figura 53** è riportato l'andamento dell'energia elettrica prodotta da pannelli fotovoltaici immessa in rete, in funzione della potenza di design dell'elettrolizzatore. Rispetto al caso precedente, la regolazione a carico costante nel punto di massima potenza comporta – con riferimento al punto di minimo in figura – una maggiore quantità di energia elettrica immessa in rete (pari a circa 4400 kWh) ottenuta nel caso di una taglia di design paria 4.8 kW.

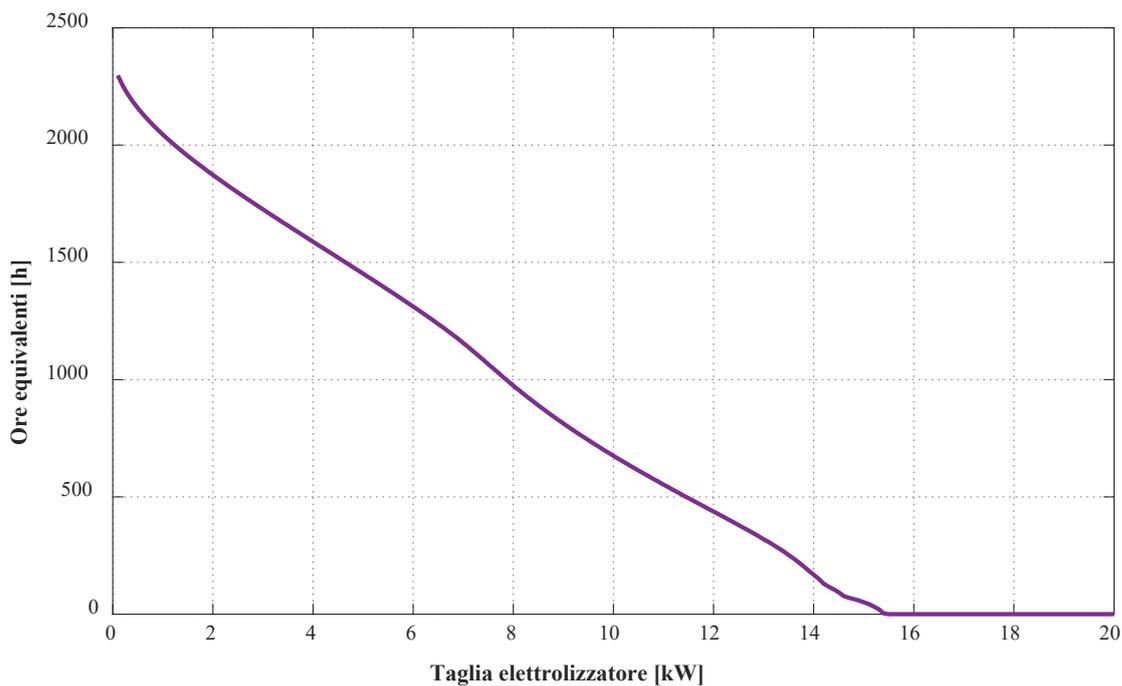


Figura 52 – Ore equivalenti in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 1a)

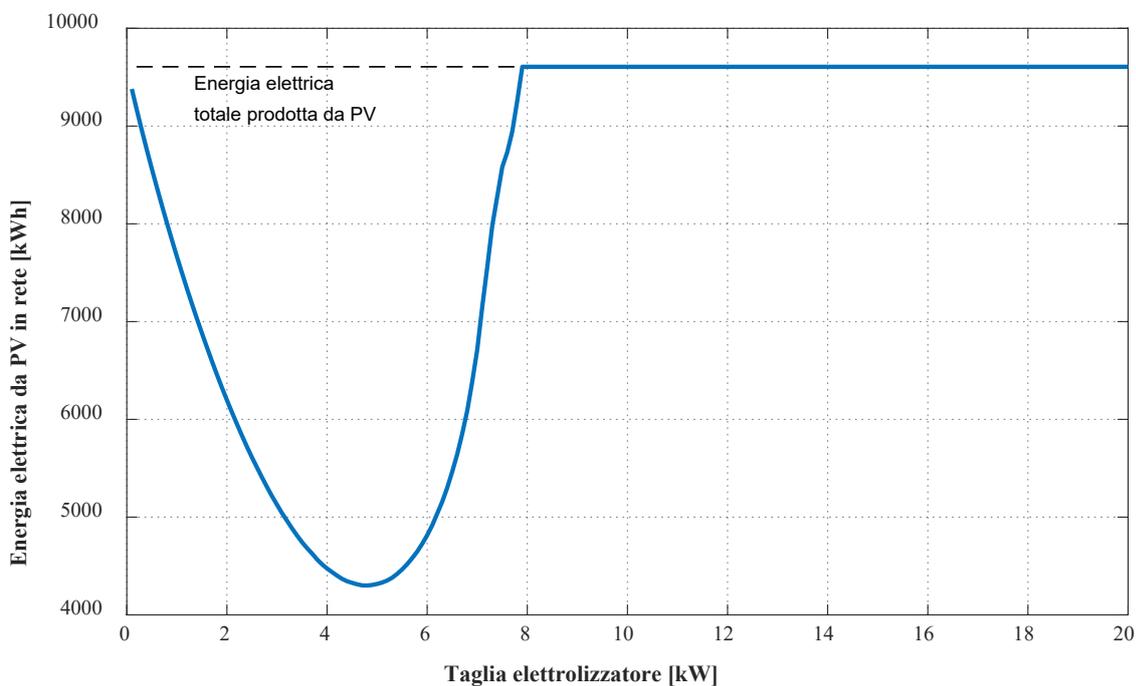


Figura 53 – Energia elettrica da PV immessa in rete in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 1b)

La produzione totale di idrogeno è riportata in **Figura 54** sempre in funzione della taglia dell'elettrolizzatore. In questo caso, la massima produzione è pari a 45.5 kg.

Il rendimento di accumulo e le ore equivalenti di funzionamento sono presentati in funzione della taglia dell'elettrolizzatore rispettivamente in **Figura 55** e in **Figura 56**. Anche in questo caso, si osservano

prestazioni del sistema inferiori a quanto precedentemente analizzato nel caso di regolazione a carico variabile.

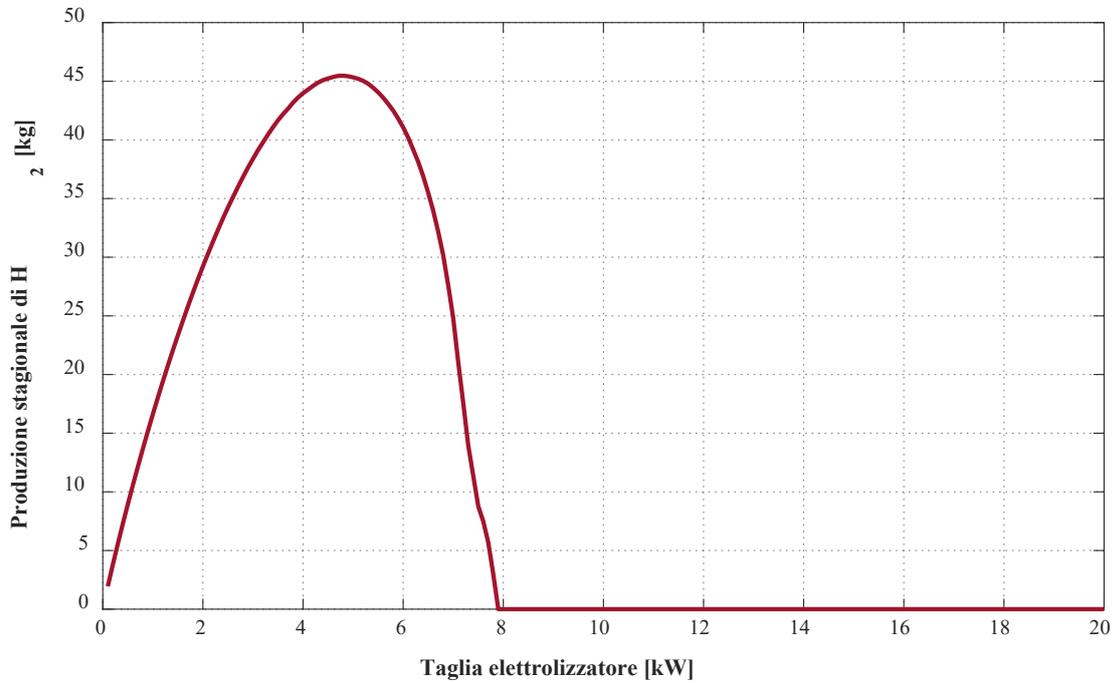


Figura 54 – Produzione totale di idrogeno in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 1b)

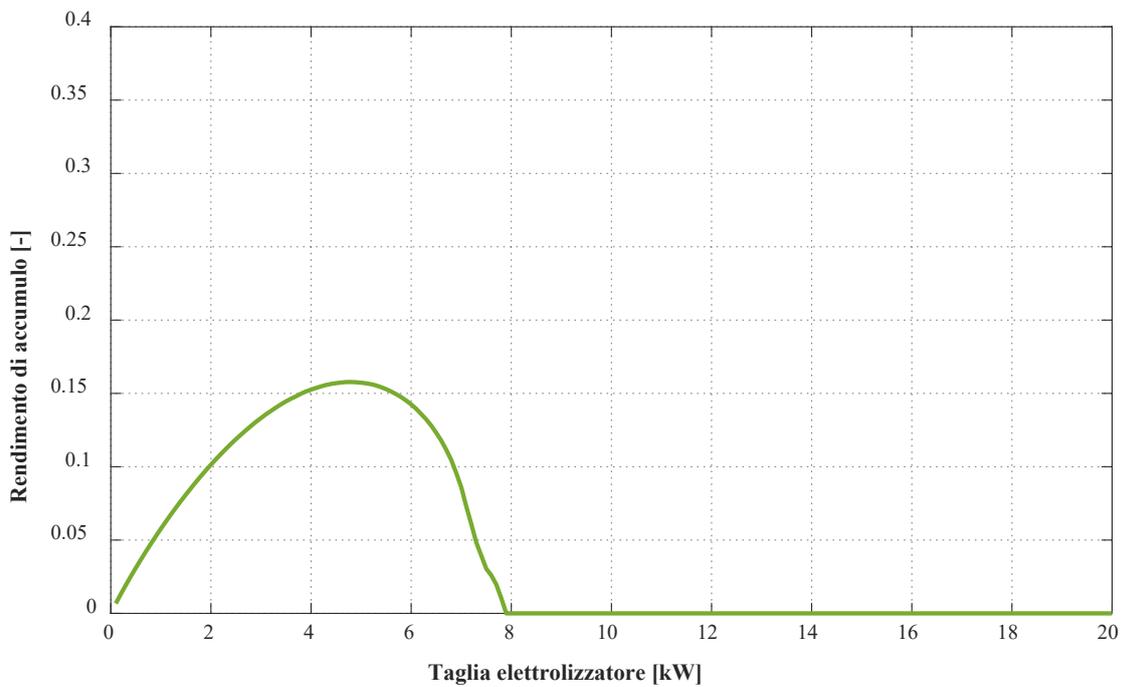


Figura 55 – Rendimento di accumulo in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 1b)

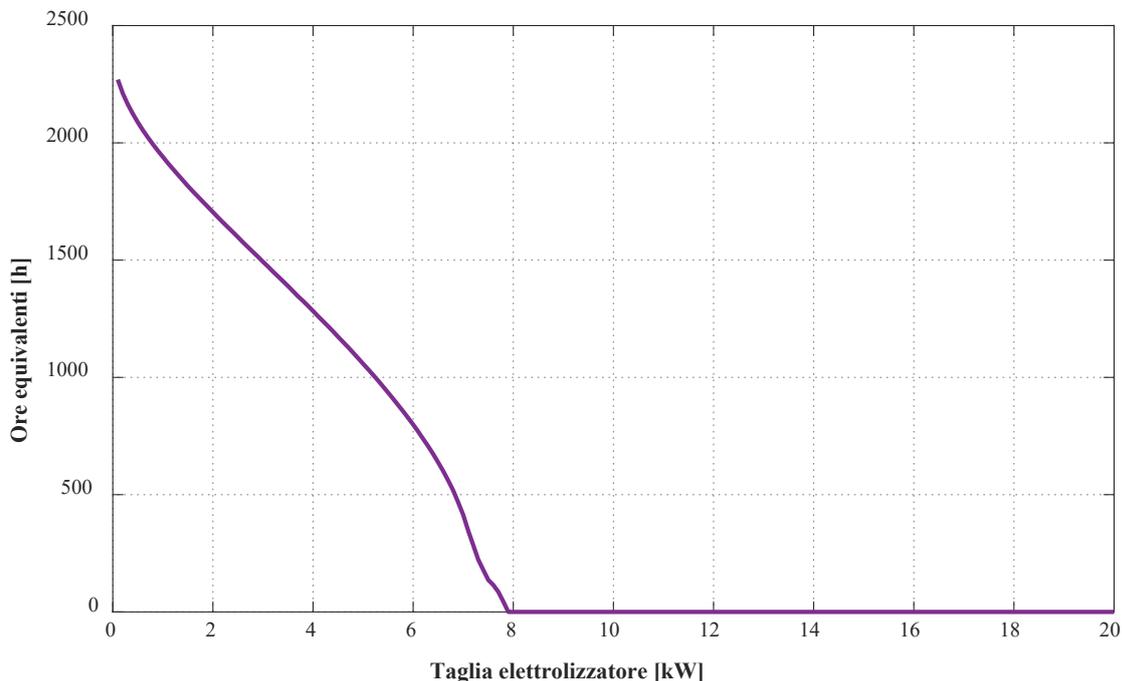


Figura 56 – Ore equivalenti in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 1b)

Funzionamento a carico costante – efficienza massima (Caso 1c)

Nello scenario di funzionamento che ipotizza un carico costante nel punto di massima efficienza (ovvero di minima potenza elettrica), la taglia ottimale dell’elettrolizzatore cresce ad un valore pari a circa 9.9 kW. Tale valore risulta il più alto rispetto a tutti i casi fin qui analizzati. Le prestazioni conseguibili risultano, invece, superiori rispetto al caso di regolazione nel punto di massima potenza ma inferiori rispetto alla gestione con carico variabile. Si osserva infatti una massima produzione totale di idrogeno pari a 53.5 kg corrispondente ad un rendimento di accumulo pari a circa il 19 %. In [Figura 57](#), [Figura 58](#), [Figura 59](#) e in [Figura 60](#) si presentano i risultati corrispondenti al caso in oggetto.

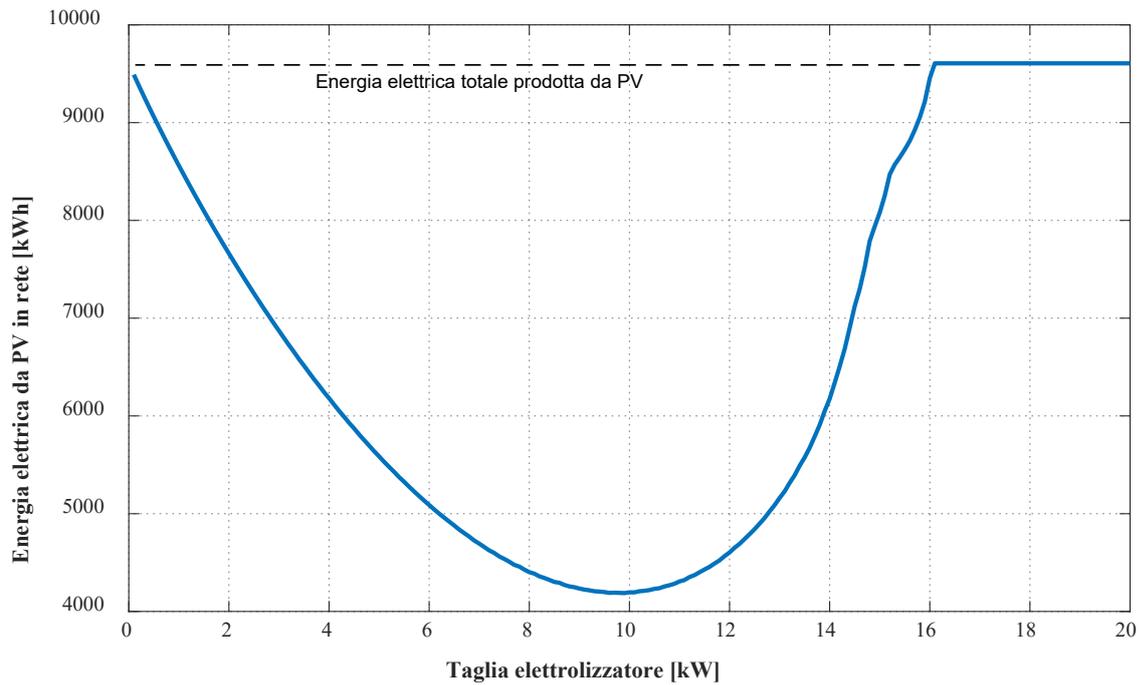


Figura 57 – Energia elettrica da PV immessa in rete in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 1c)

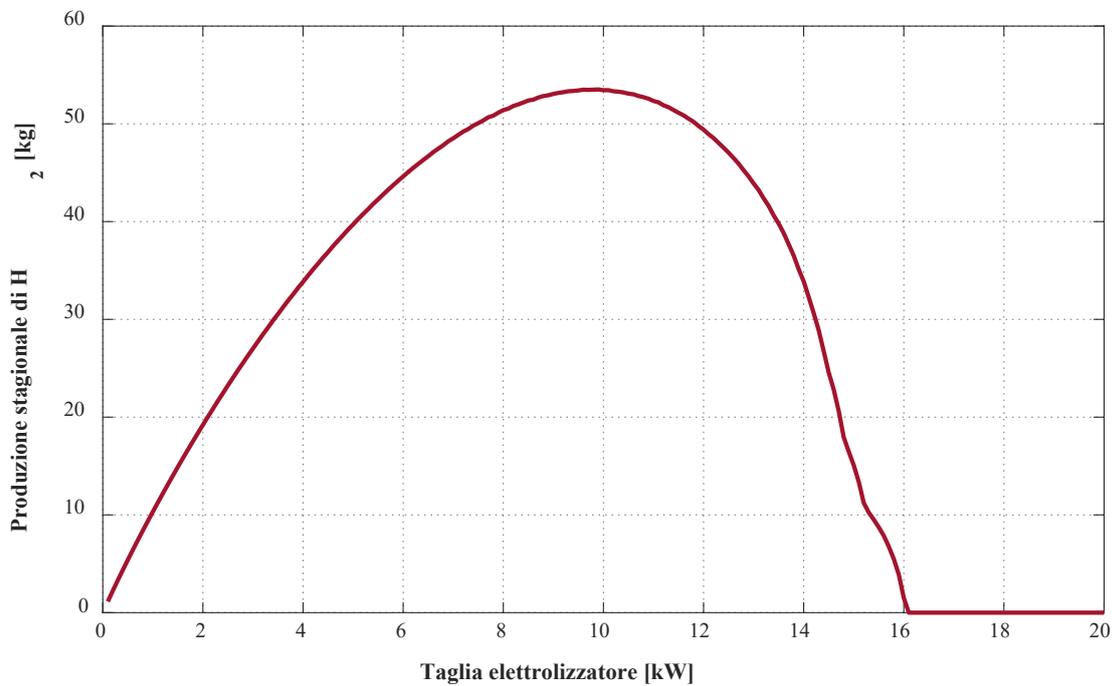


Figura 58 – Produzione totale di idrogeno in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 1c)

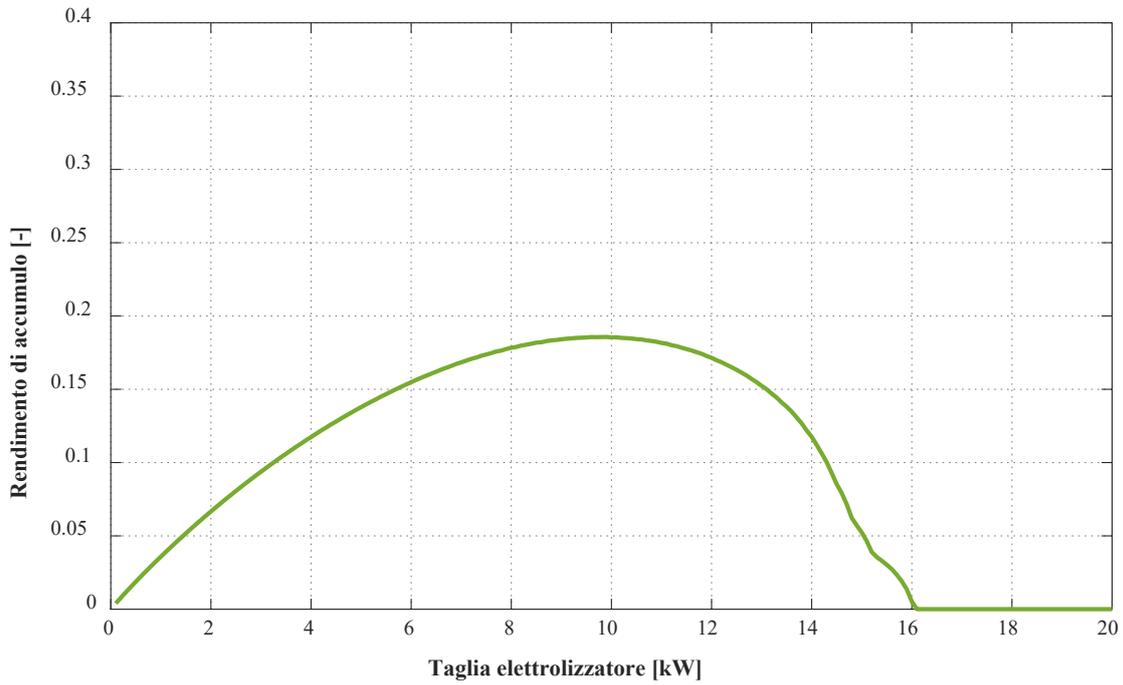


Figura 59 – Rendimento di accumulo in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 1c)

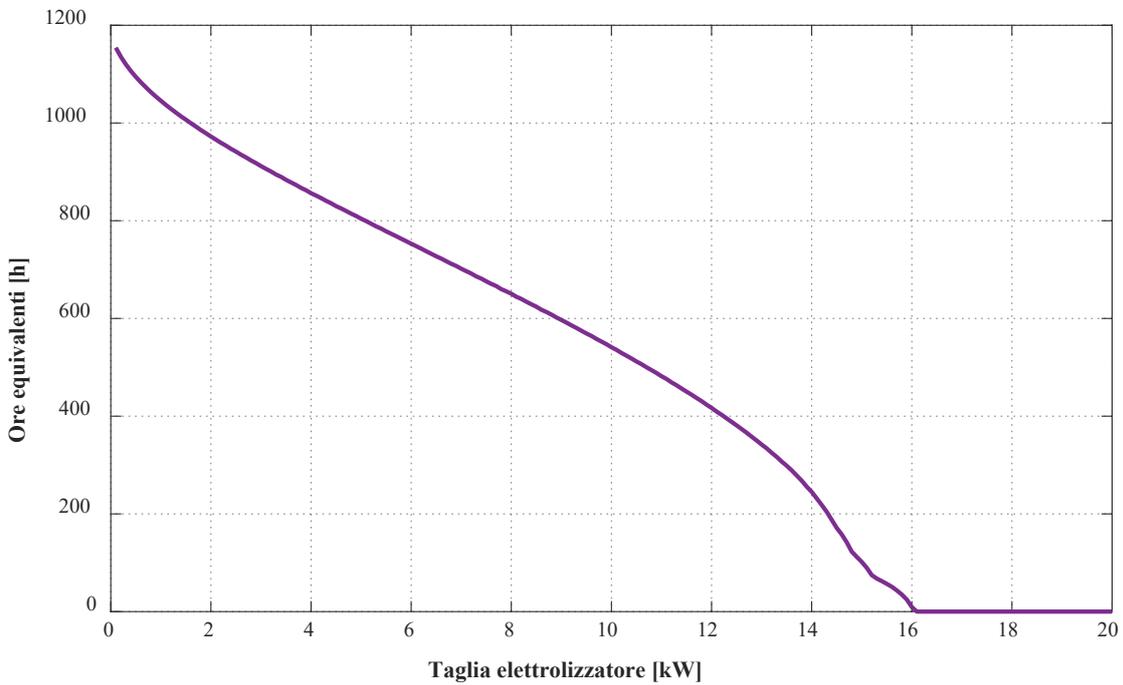


Figura 60 – Ore equivalenti in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 1c)

7.4.2 Design con batteria di capacità pari a 16 kWh (Caso 2)

Funzionamento a carico variabile (Caso 2a)

Con l'introduzione di una batteria (capacità 16 kWh) il dimensionamento dell'elettrolizzatore cambia completamente. Infatti, l'andamento dell'energia elettrica immessa in rete (**Figura 61**), a causa della diversa strategia di accumulo, prevede un massimo iniziale per poi diminuire fino ad annullarsi in corrispondenza di una taglia pari a circa 5.3 kW. Tale andamento è conseguenza del fatto che, in caso sia presente una batteria, la potenza elettrica prodotta da pannelli solari viene immessa in rete solo nel caso in cui sia maggiore del punto di massima potenza dell'elettrolizzatore (a meno che la batteria non risulti scarica); di conseguenza, all'aumentare della taglia dell'elettrolizzatore, il punto di massima potenza avrà un valore maggiore ed i pannelli non saranno in grado di produrre una potenza maggiore di quest'ultimo.

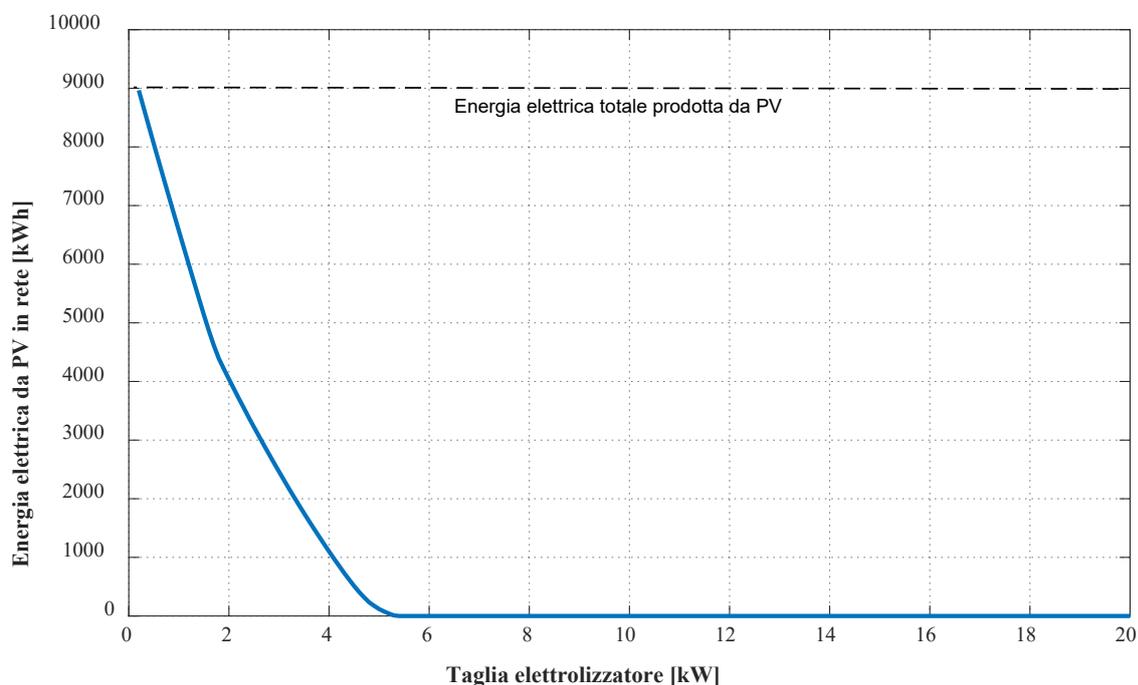


Figura 61 – Energia elettrica da PV immessa in rete in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 2a).

La produzione stagionale di idrogeno (**Figura 62**) mostra un andamento opposto rispetto all'energia elettrica da PV immessa in rete; infatti, presenta un minimo iniziale per poi crescere all'aumentare della taglia dell'elettrolizzatore, con una produzione pari a 86.2 kg in corrispondenza di una taglia dell'elettrolizzatore di 5.3 kW.

L'andamento del rendimento di accumulo (**Figura 63**) è analogo a quello della produzione stagionale di idrogeno, con un valore pari a circa il 30 % in corrispondenza della taglia ottimale dell'elettrolizzatore.

Infine, grazie alla presenza di una batteria, le ore equivalenti di funzionamento (**Figura 64**) risultano molto maggiori rispetto al dimensionamento senza batteria, con un valore pari a circa 1800 ore equivalenti in corrispondenza della taglia ottimale dell'elettrolizzatore.

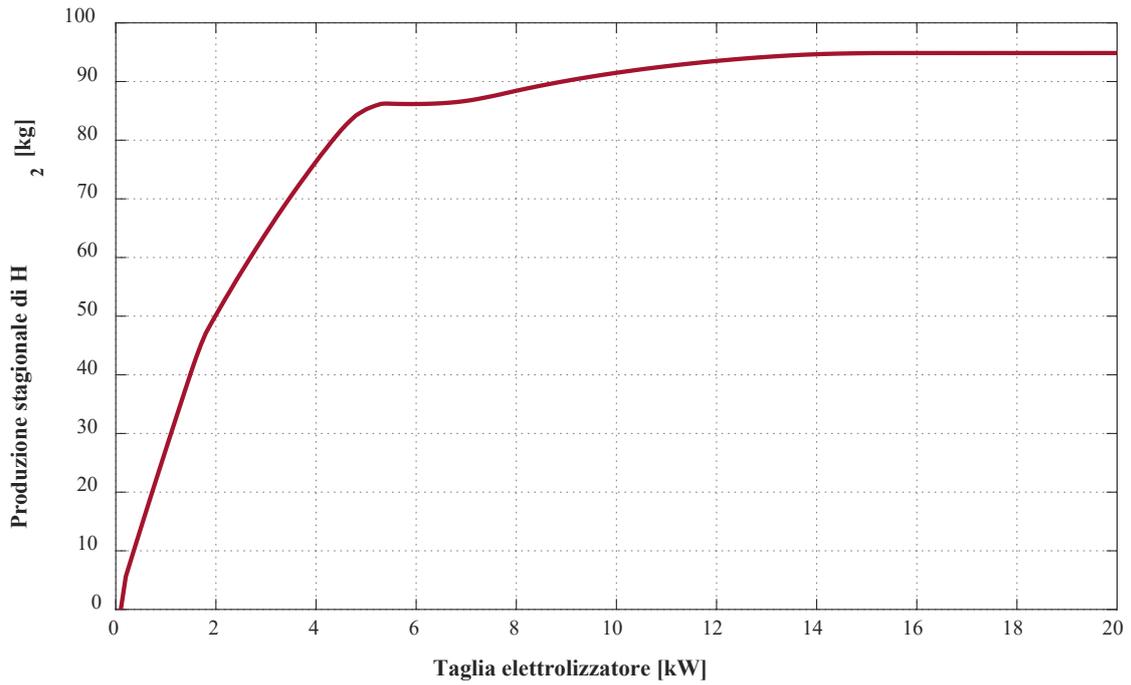


Figura 62 – Produzione totale di idrogeno in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 2a).

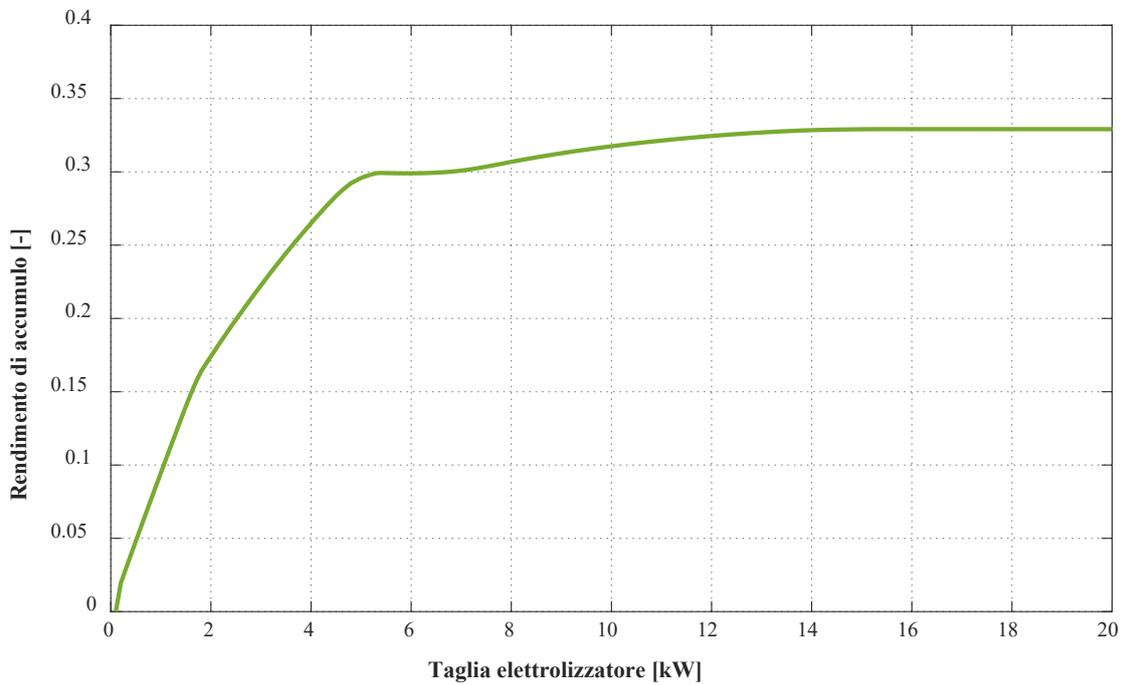


Figura 63 – Rendimento di accumulo in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 2a).

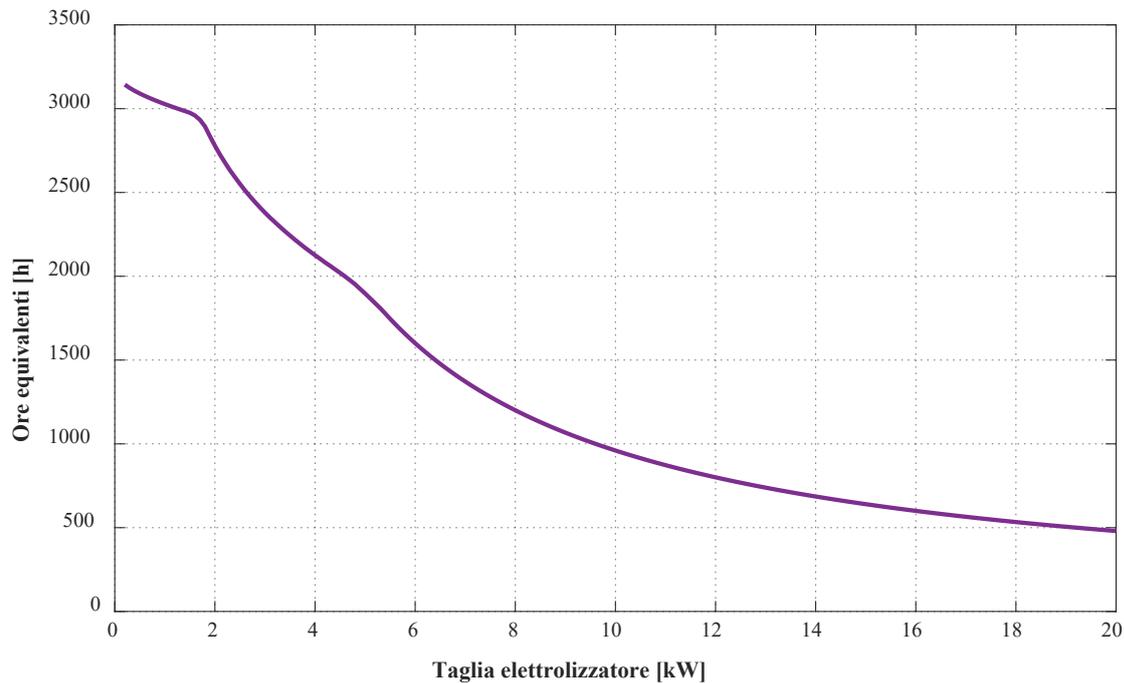


Figura 64 – Ore equivalenti in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 2a).

Funzionamento a carico costante – potenza elettrica massima (Caso 2b)

Con la presenza della batteria, il dimensionamento con funzionamento nel punto di massima potenza risulta del tutto simile al caso con funzionamento a punto variabile. Infatti, l’energia elettrica da PV immessa in rete (**Figura 65**) presenta valori del tutto simili al caso precedente, con una taglia ottimale dell’elettrolizzatore pari a circa 5.3 kW.

La produzione stagionale di idrogeno (**Figura 66**) risulta leggermente inferiore in corrispondenza della taglia ottimale dell’elettrolizzatore rispetto al funzionamento a punto variabile, con un valore pari a circa 82 kg.

Anche il rendimento di accumulo (**Figura 67**) presenta un valore leggermente inferiore rispetto al caso con funzionamento a punto variabile, con un valore pari al 28.5 %.

Infine, le ore equivalenti di funzionamento (**Figura 68**) risultano circa le stesse del caso precedente, con un valore di 1800 ore equivalenti in corrispondenza della taglia ottimale dell’elettrolizzatore.

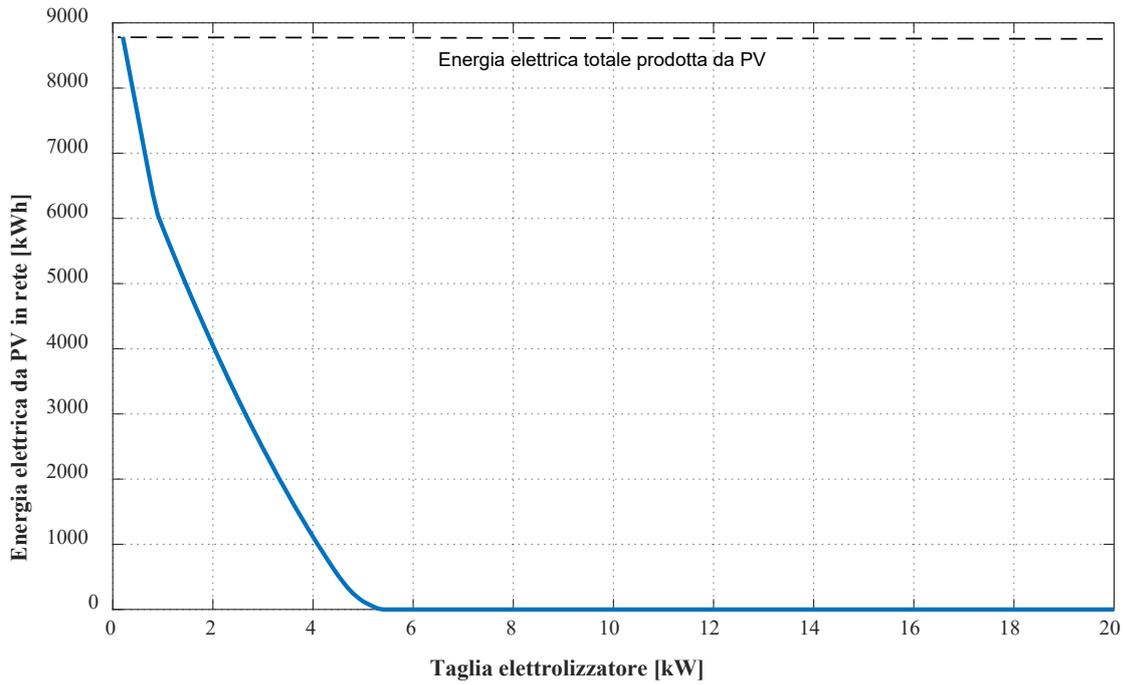


Figura 65 – Energia elettrica da PV immessa in rete in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 2b).

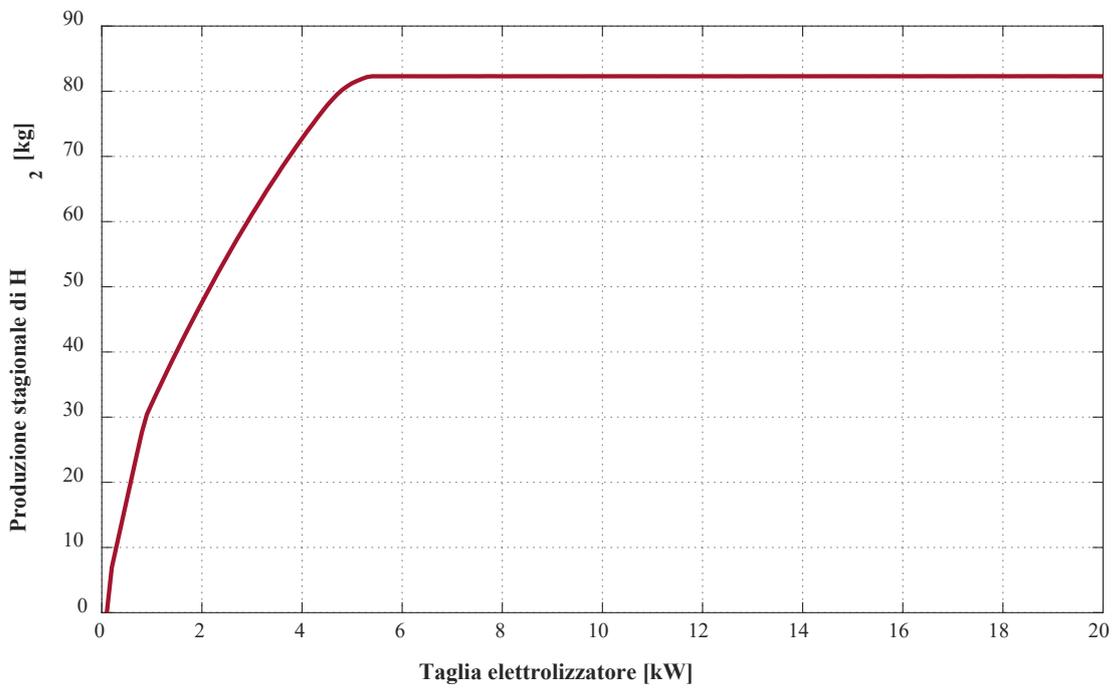


Figura 66 – Produzione totale di idrogeno in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 2b).

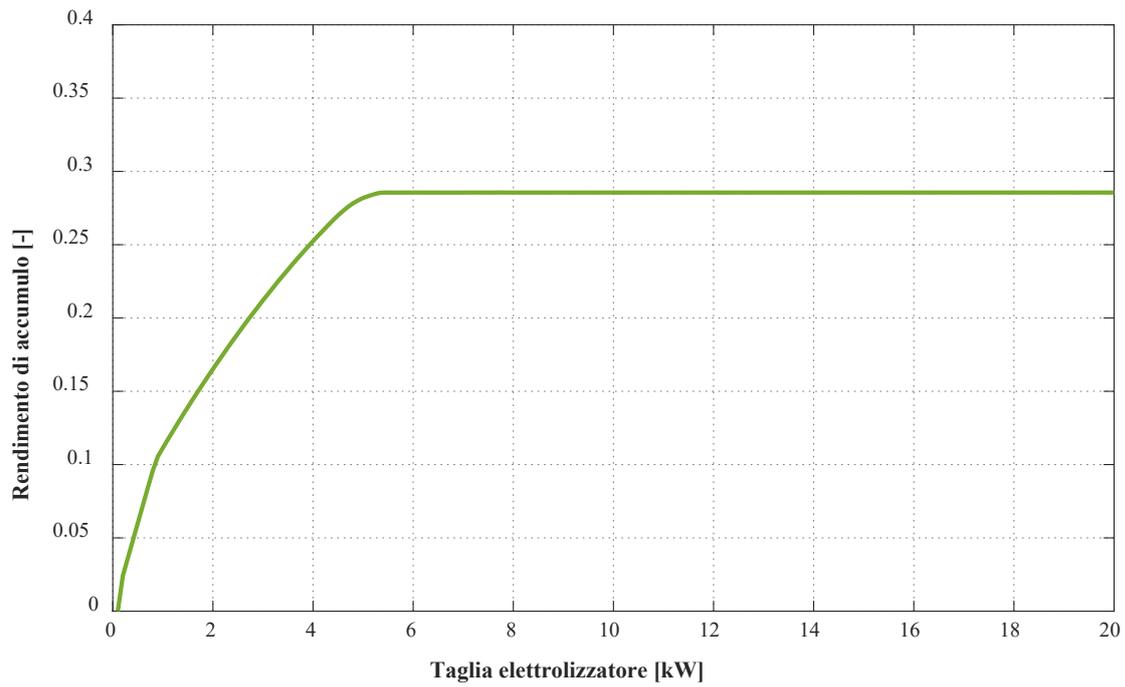


Figura 67 – Rendimento di accumulo in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 2b).

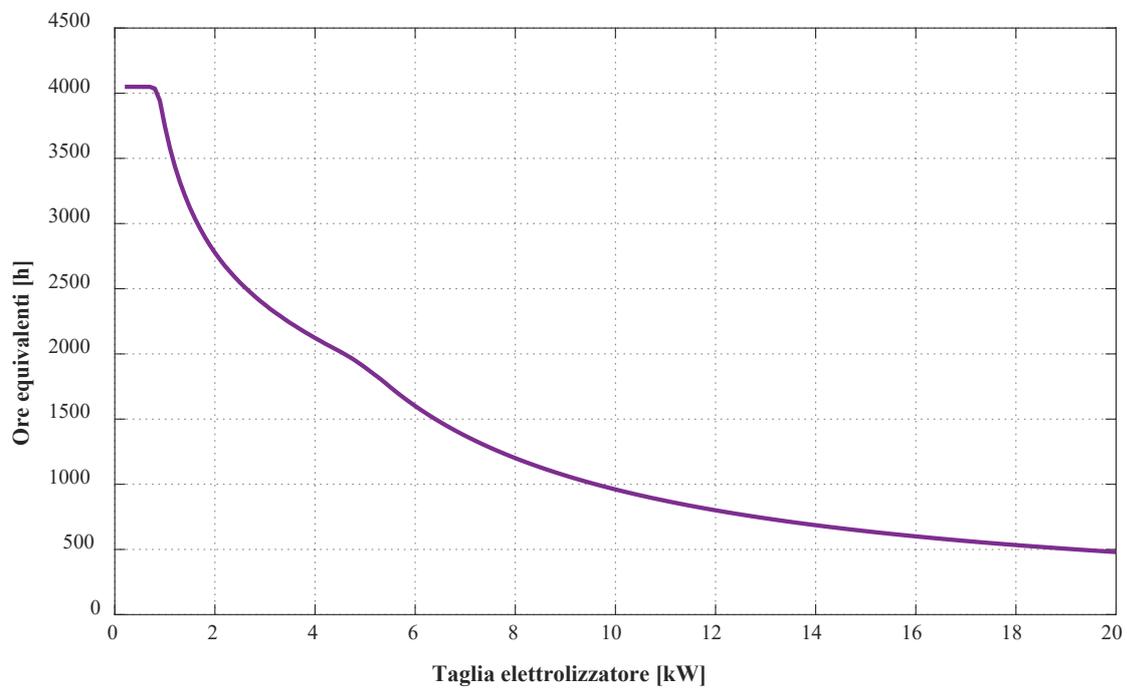


Figura 68 – Ore equivalenti in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 2b).

Funzionamento a carico costante – efficienza massima (Caso 2c)

Nel caso di funzionamento nel punto di massima efficienza, lo scenario rispecchia in parte il dimensionamento senza batteria. Infatti, rispetto ai casi con funzionamento a punto variabile e funzionamento nel punto di massima potenza, presenta in generale una taglia ottimale dell’elettrolizzatore maggiore. Come è possibile osservare in **Figura 69**, l’energia elettrica prodotta da pannelli solari immessa in rete si annulla in corrispondenza di una taglia dell’elettrolizzatore pari a 10.7 kW.

La produzione stagionale di idrogeno (**Figura 70**) risulta maggiore rispetto ai casi precedenti analizzati, con un valore pari a 94.8 kg in corrispondenza della taglia ottimale dell’elettrolizzatore.

Anche il rendimento di accumulo (**Figura 71**) presenta un valore maggiore rispetto ai casi precedenti, attestandosi attorno al 33 %.

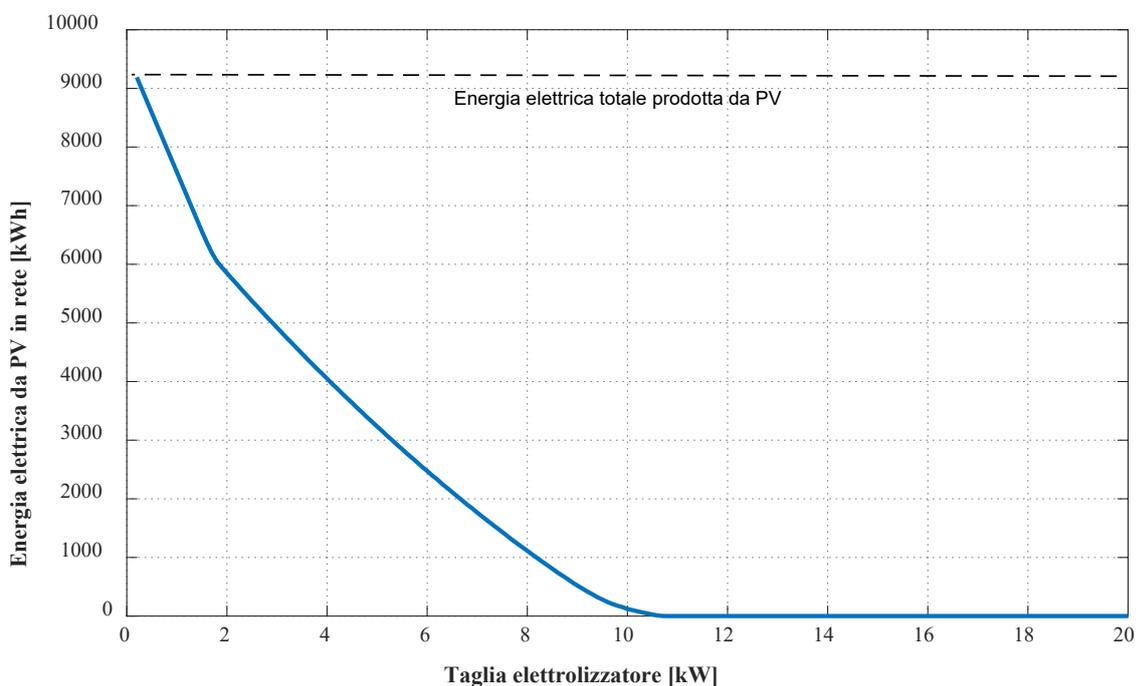


Figura 69 – Energia elettrica da PV immessa in rete in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 2c).

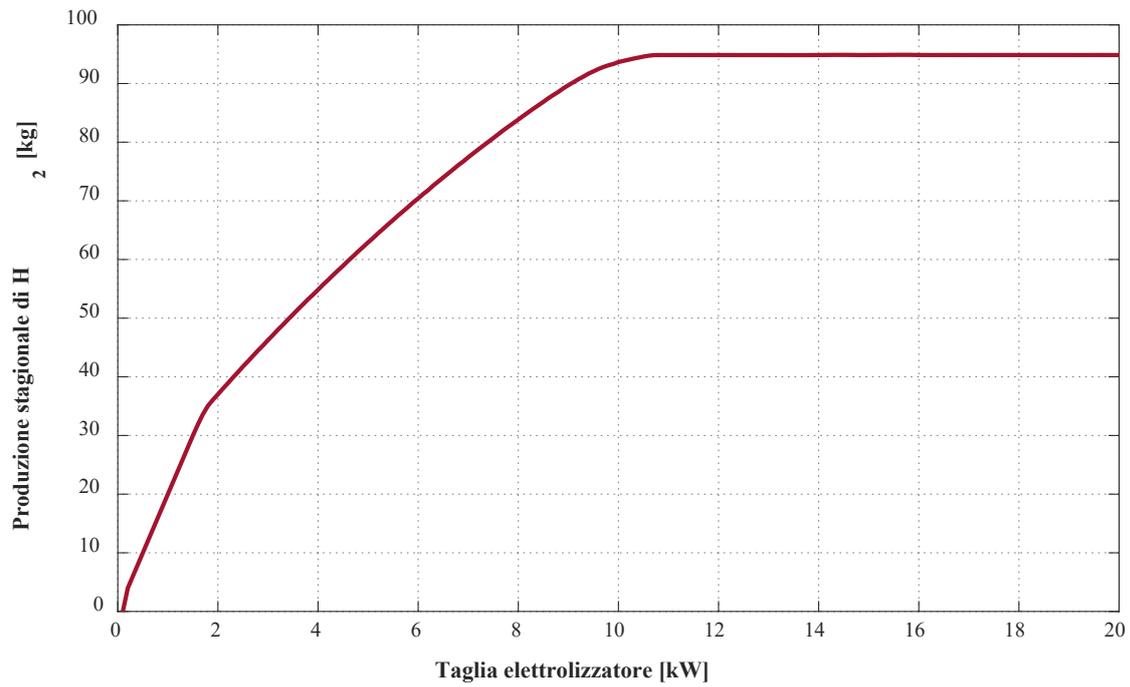


Figura 70 – Produzione totale di idrogeno in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 2c).

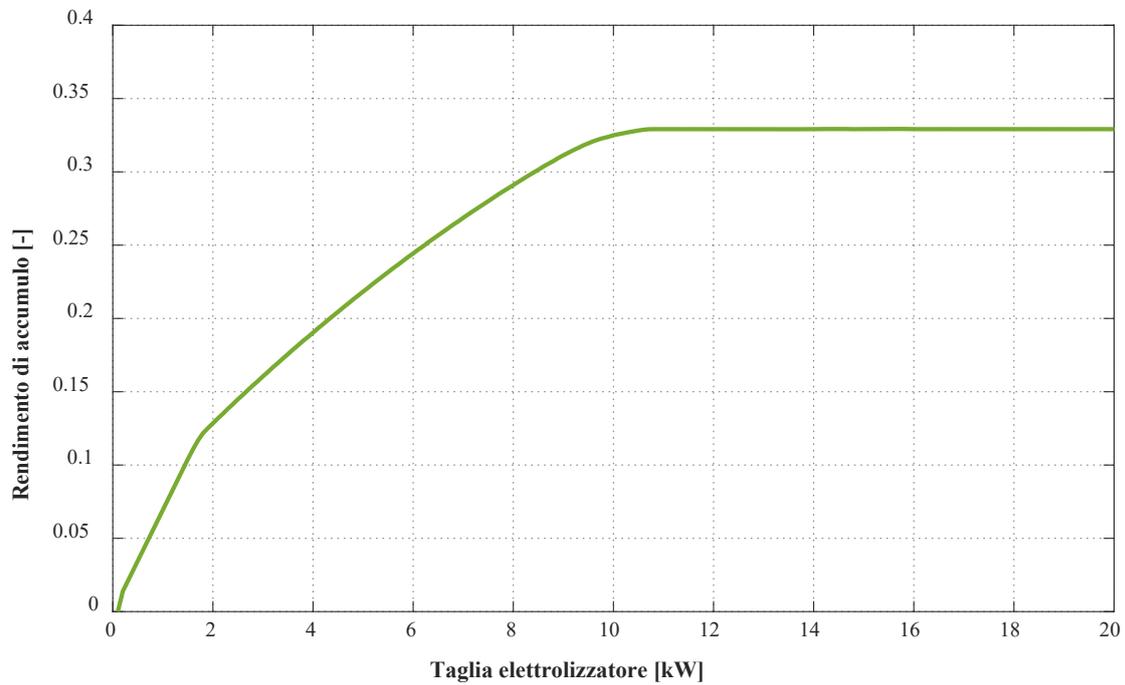


Figura 71 – Rendimento di accumulo in funzione della taglia dell'elettrolizzatore (Caso 2c).

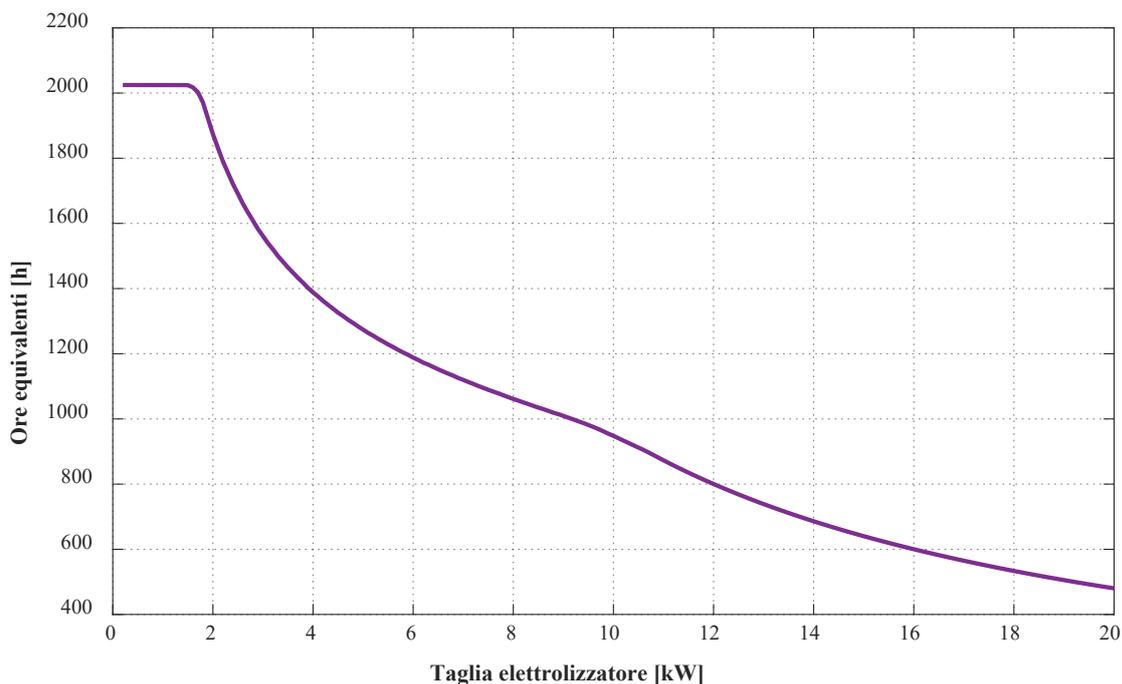


Figura 72 – Ore equivalenti in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 2c).

7.4.3 Design con batteria di capacità pari a 26 kWh (Caso 3), 36 kWh (Caso 4) e 46 kWh (Caso 5)

In questo paragrafo si presenta il design dell’elettrolizzatore nell’ipotesi di installare una capacità di accumulo elettrochimico aggiuntiva rispetto a quanto già previsto. Da Figura 73 a Figura 76 si riportano – per brevità – solo i risultati corrispondenti ai punti di ottimo ottenuti da ogni set di simulazioni, mentre si rimanda all’Appendice C per i risultati puntuali.

In Figura 73 si riporta l’andamento della taglia ottimale dell’elettrolizzatore al variare della capacità installata della batteria per le tre strategie di regolazione previste. Dalla figura si osserva che la maggiore capacità della batteria rende possibile una riduzione della taglia dell’elettrolizzatore che appare percentualmente più apprezzabile nel caso di regolazione a carico costante nel punto di massima efficienza. Nel caso di regolazione a carico variabile, l’aumento della capacità della batteria da 16 kWh fino a 46 kWh comporterebbe una riduzione della taglia dell’elettrolizzatore di circa 1.7 kW (passando infatti da 5.3 kW – Caso 2a – circa 3.6 kW – Caso 5a).

Per quanto riguarda la produzione totale di idrogeno e il rendimento di accumulo, l’aumento della capacità della batteria non sembra – soprattutto nel caso di regolazione a carico costante – comportare apprezzabili variazioni di prestazioni, così come presentato in Figura 74 e in Figura 75.

Infine in Figura 76 sono presentate le ore equivalenti dei dispositivi analizzati sempre con riferimento alla capacità delle batterie.

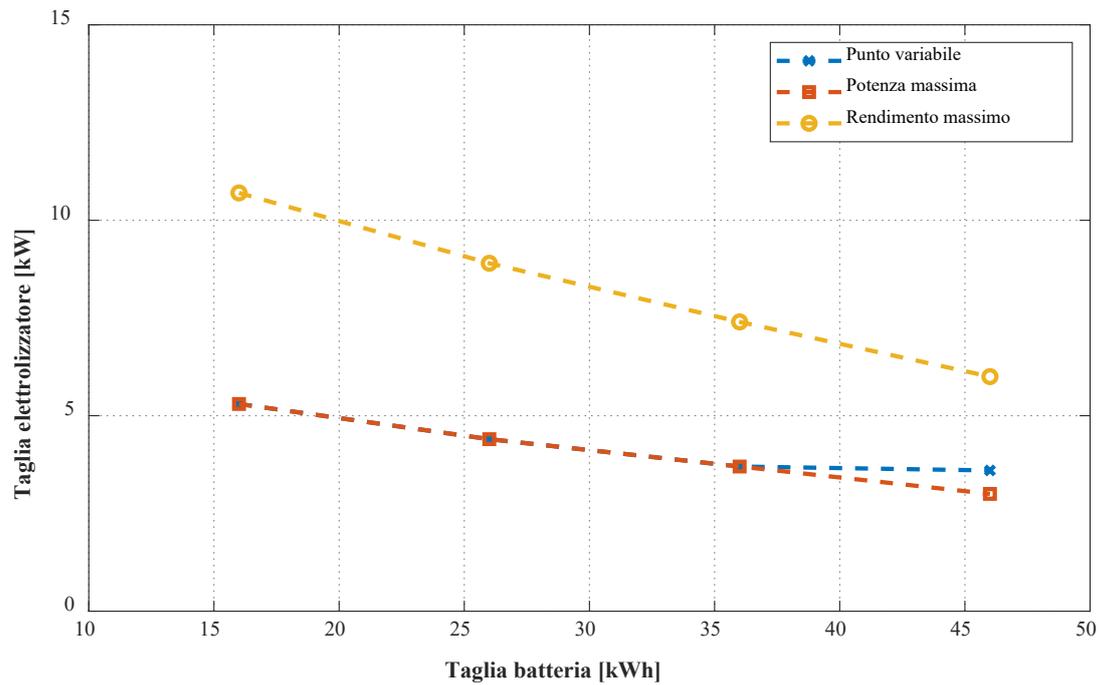


Figura 73 – Potenza elettrica di design ottimale dell'elettrolizzatore in funzione della capacità della batteria.

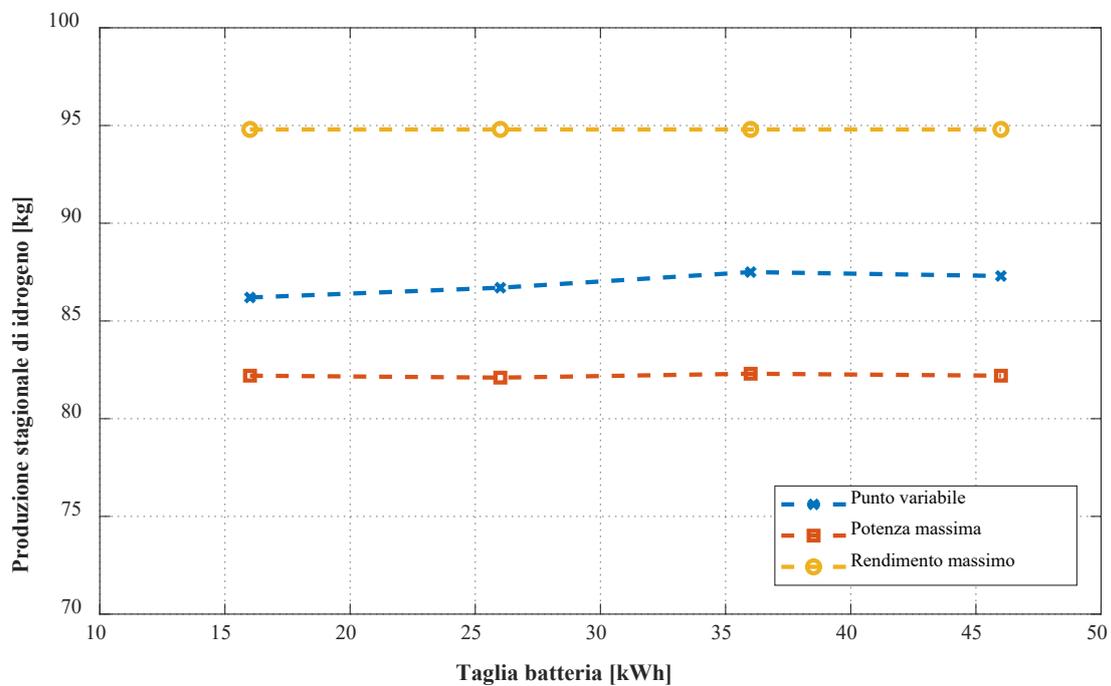


Figura 74 – Produzione totale di idrogeno in funzione della capacità della batteria.

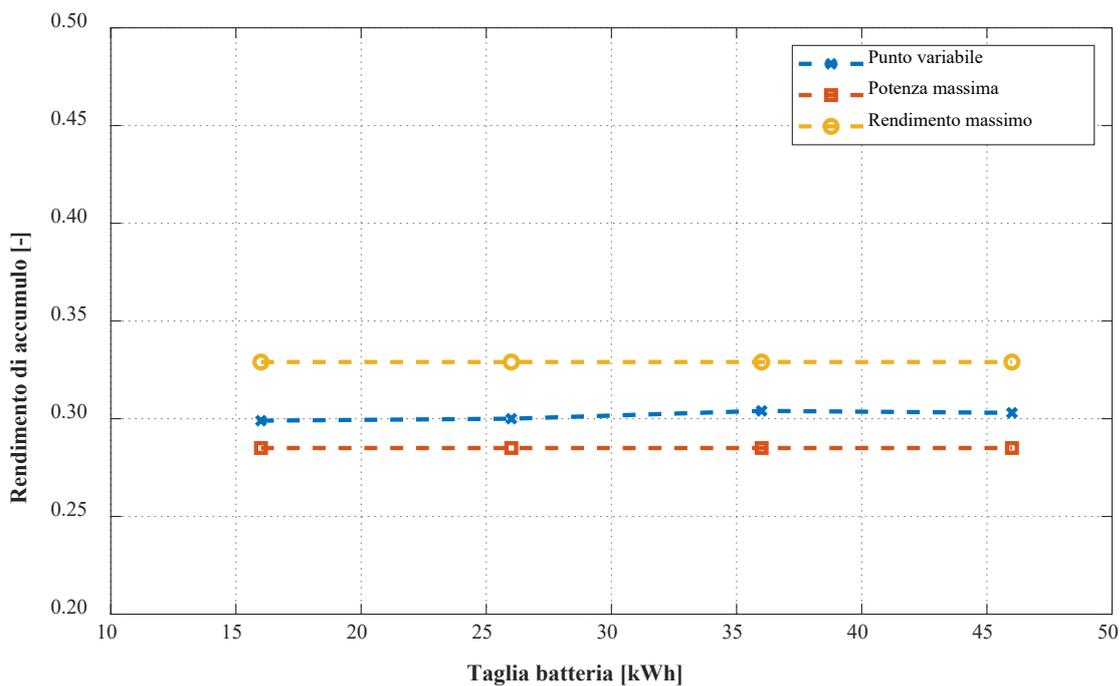


Figura 75 – Rendimento di accumulo in funzione della capacità della batteria.

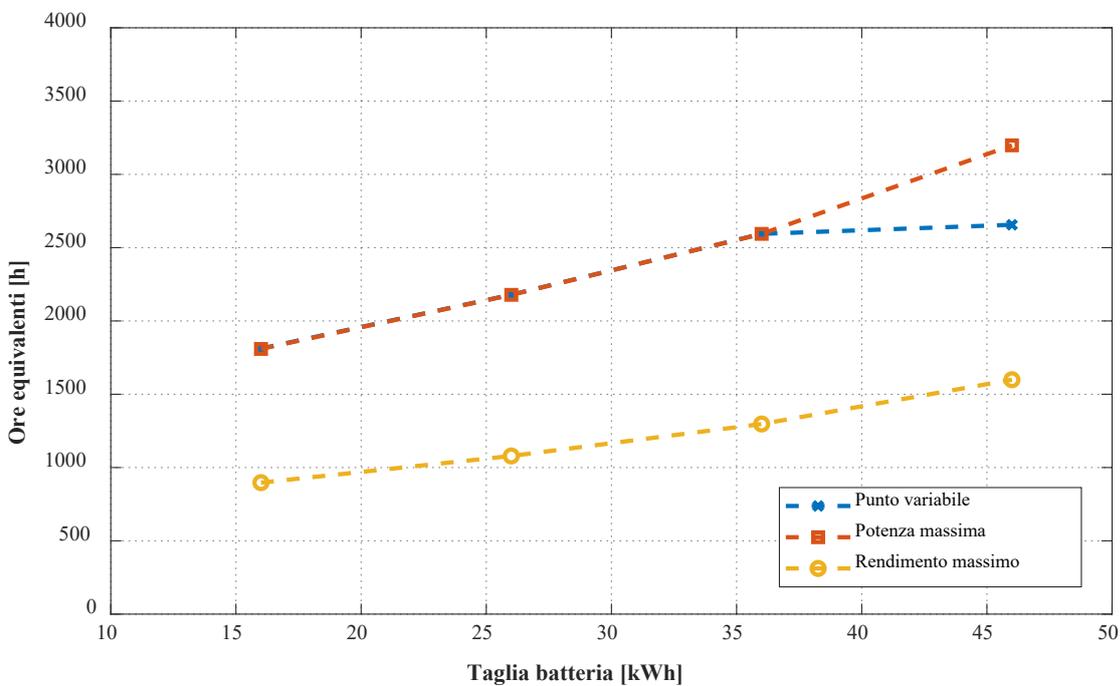


Figura 76 – Ore equivalenti di funzionamento in funzione della taglia della batteria.

A chiusura del presente paragrafo, si ritiene utile – a titolo esemplificativo, riportare gli andamenti puntuali, nel periodo di tempo di riferimento, dello stato di carica della batteria e della potenza elettrica immessa in rete nell’ipotesi di capacità pari a 16 kWh per tutte le strategie di regolazione ipotizzate.

Funzionamento a carico variabile (Caso 2a)

Come è possibile osservare in **Figura 77**, la batteria tende a caricarsi ed a scaricarsi su base giornaliera in funzione dell'andamento della produzione di potenza elettrica da solare fotovoltaico. Sebbene sia un processo giornaliero, è comunque possibile riscontrare un trend nel lungo periodo: nella prima parte dell'arco temporale considerato, la batteria tende ad aumentare progressivamente il massimo SOC raggiunto fino al valore di soglia massimo ammesso (80 %). Tale condizione è raggiunta per valori di *time step* compresi tra circa 23000 e poco meno di 35000 corrispondenti all'incirca ai mesi estivi. Ne consegue (**Figura 78**) la contestuale immissione in rete di energia da fotovoltaico essendo contestuale sia l'incremento della produzione elettrica da fotovoltaico che la frequenza della condizione di SOC massimo per la batteria. In questa condizione l'elettrolizzatore è portato a funzionare nel punto di massima potenza (ovvero minima efficienza).

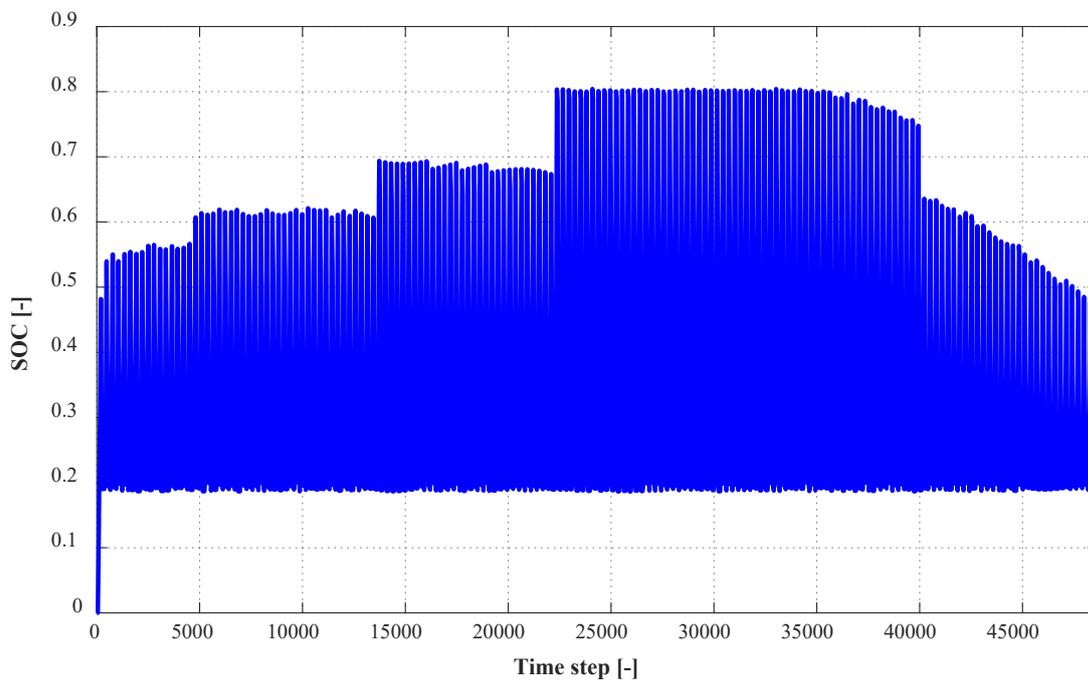


Figura 77 - Stato di carica della batteria (Caso 2a)

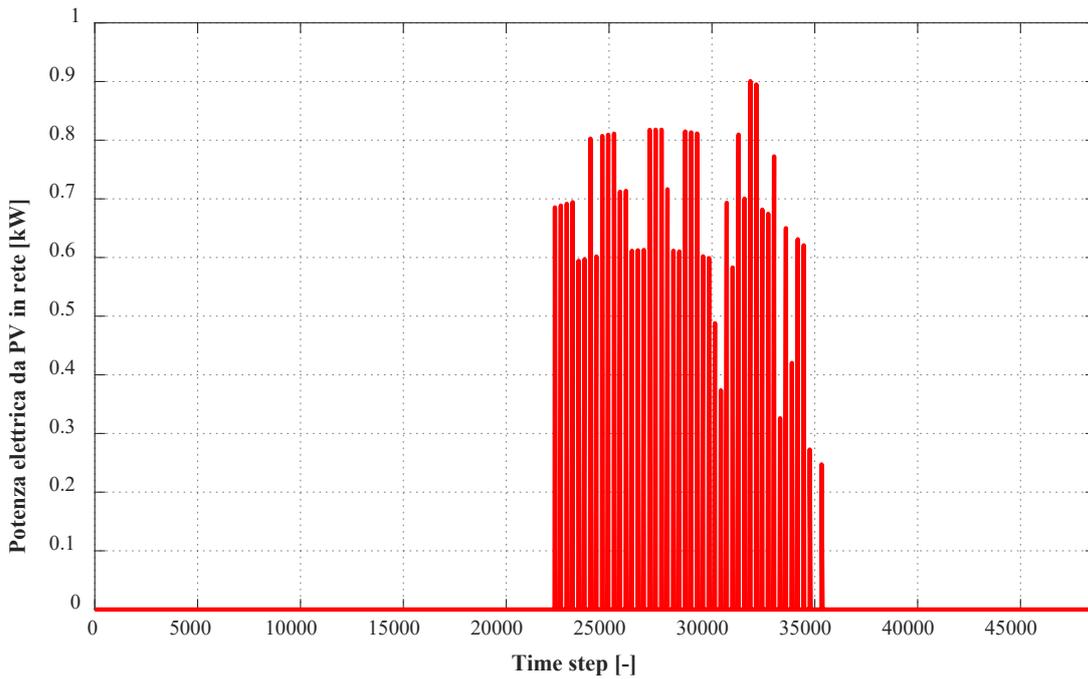


Figura 78 – Potenza elettrica da PV immessa in rete (Caso 2a)

Funzionamento a carico costante – potenza elettrica massima (Caso 2b)

In questa ipotesi di regolazione l'andamento dello stato di carica della batteria (Figura 79) è analogo a quanto visto precedentemente. La Figura 80 conferma quanto già osservato nel Caso 2a.

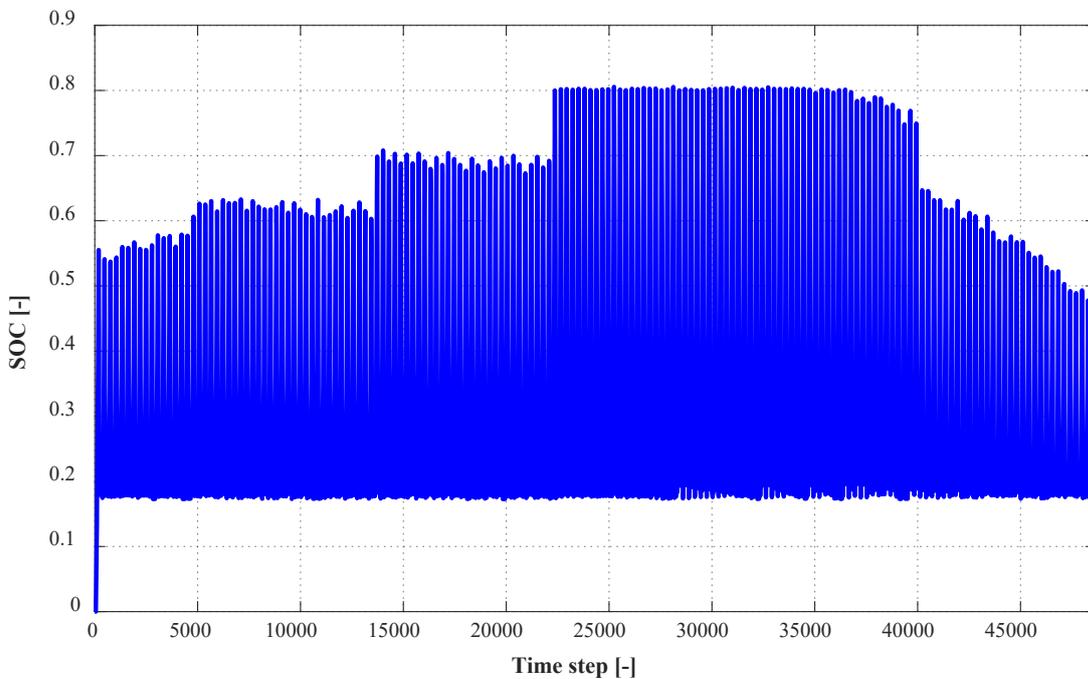


Figura 79 – Stato di carica della batteria (Caso 2b)

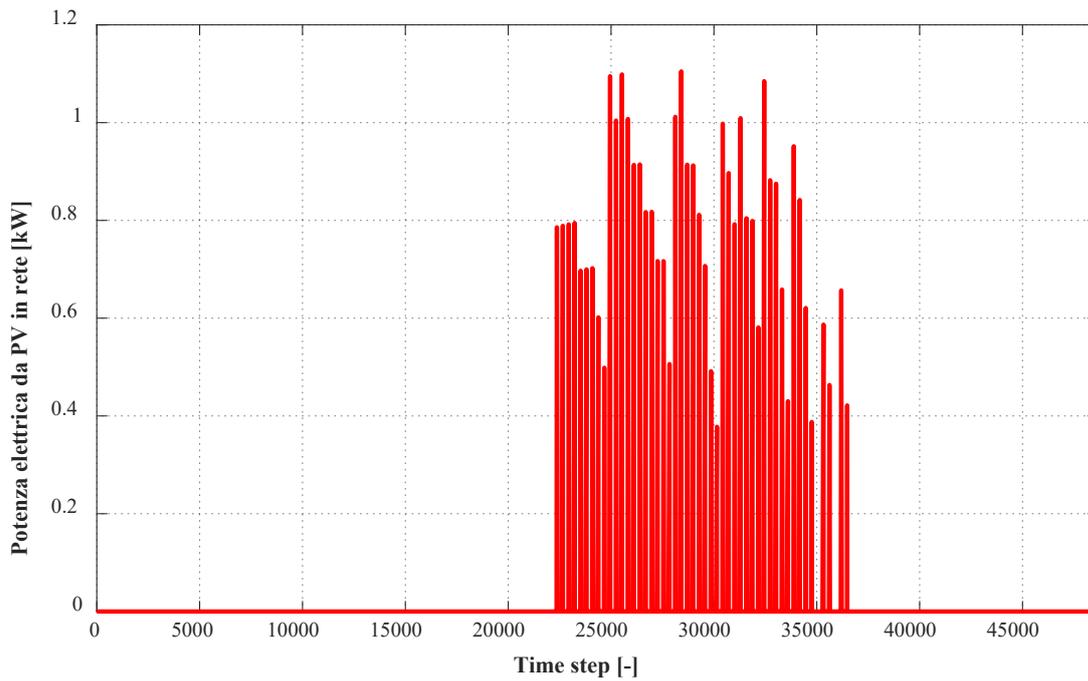


Figura 80 - Potenza elettrica da PV immessa in rete (Caso 2b)

Funzionamento a carico costante – efficienza massima (Caso 2c)

Il funzionamento a carico costante nel punto di massima efficienza, così come dettagliato in **Figura 81** e in **Figura 82** non mostra comportamenti dissimili da quanto visto in precedenza per i Casi 2a e 2b.

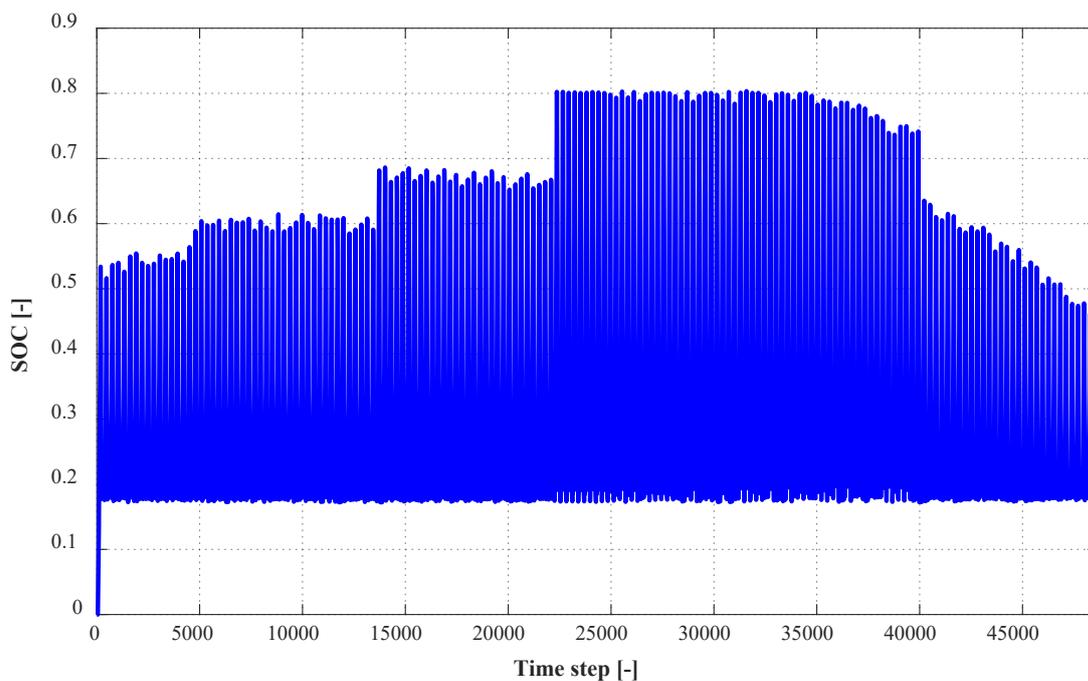


Figura 81 - Stato di carica della batteria (Caso 2c)

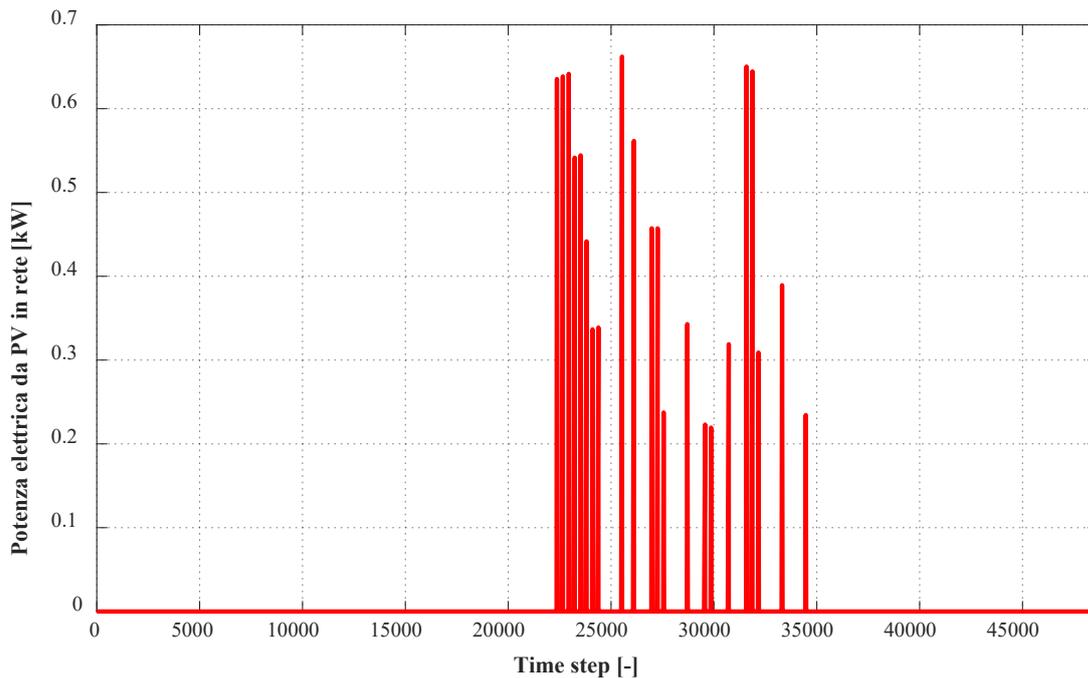


Figura 82 - Potenza elettrica da PV immessa in rete (Caso 2c)

7.4.4 Confronto dei risultati del dimensionamento

In **Tabella 13** sono riportati a confronto, tutti i risultati corrispondenti ai punti di ottimo per ognuno dei casi analizzati.

Tabella 13 – Confronto tra i casi di design dell’elettrolizzatore

	Capacità batteria [kWh]	Taglia ottimale [kW]	Produzione totale di H ₂ [kg]	Rendimento di accumulo [-]	Ore equivalenti [h]
Caso 1a	0	6.9	71.7	0.249	1174
Caso 1b	0	4.8	45.5	0.157	1105
Caso 1c	0	9.9	53.5	0.186	547
Caso 2a	16	5.3	86.2	0.299	1812
Caso 2b	16	5.3	82.2	0.285	1809
Caso 2c	16	10.7	94.8	0.329	897
Caso 3a	26	4.4	86.7	0.300	2179
Caso 3b	26	4.4	82.1	0.285	2178
Caso 3c	26	8.9	94.8	0.329	1079
Caso 4a	36	3.7	87.5	0.304	2594
Caso 4b	36	3.7	82.3	0.285	2594
Caso 4c	36	7.4	94.8	0.329	1297
Caso 5a	46	3.6	87.3	0.303	2656
Caso 5b	46	3.0	82.2	0.285	3198
Caso 5c	46	6.0	94.8	0.329	1599

Sulla base dei risultati in tabella, si osserva che la strategia di regolazione dell’elettrolizzatore influenza pesantemente il valore conseguibile del rendimento di accumulo. Nel caso 2, che non prevede nessuna modifica dell’impianto preesistente (capacità della batteria pari a 16 kWh), la regolazione a carico fisso nel

punto di massima efficienza permette di raggiungere un valore del rendimento di accumulo pari a circa il 33 %; in questo caso la taglia dell'elettrolizzatore risulta pari a poco meno di 11 kW (si veda **Tabella 13**). Nelle stesse ipotesi di impianto (Caso 2), la regolazione a carico variabile o a carico fisso nel punto di massima potenza riduce il rendimento di accumulo rispettivamente a circa il 30 % e a poco più del 28 %; in questi ultimi due casi, la taglia ottimale dell'elettrolizzatore risulta però minore rispetto a quanto riscontrato con regolazione a carico costante nel punto di massima efficienza essendo, pari a 5.3 kW (sia nel caso 2a che 2b).

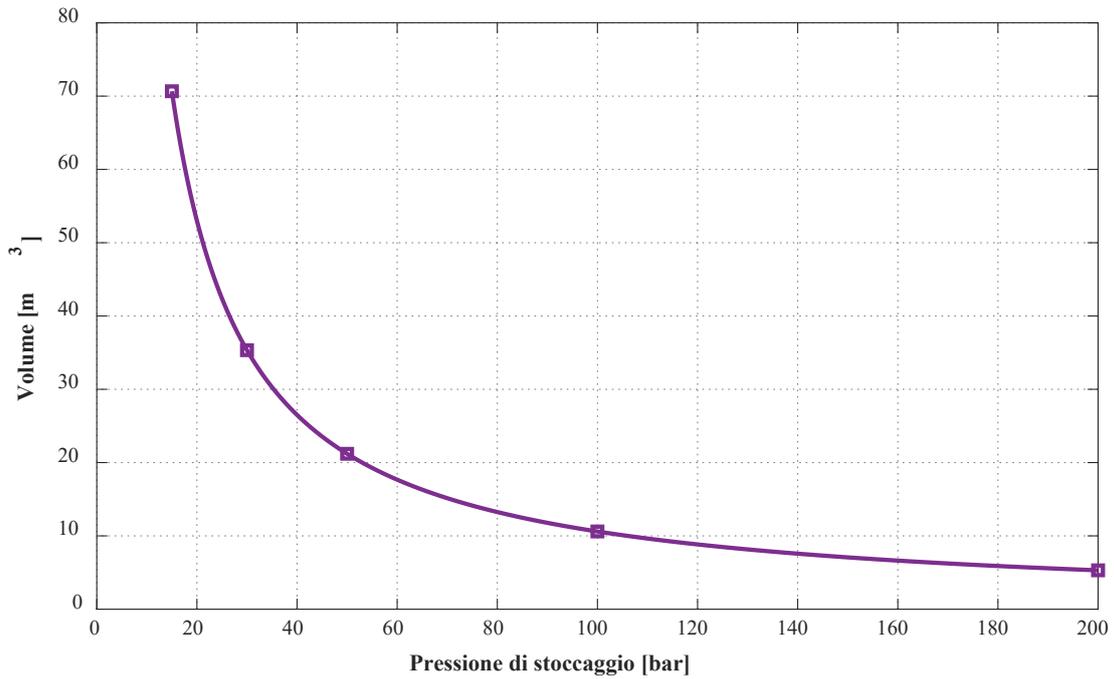
A parità di strategia di regolazione, l'aumento della capacità della batteria, permette di ridurre la taglia dell'elettrolizzatore, senza comportare alcuna significativa variazione sul valore conseguibile con il rendimento di accumulo. Dalla tabella si nota infatti che passando dal Caso 2c (capacità batteria pari a 16 kWh) al caso 5c (capacità della batteria pari a 46 kWh), a parità di rendimento di accumulo, la taglia ottimale dell'elettrolizzatore si riduce dai già citati 10.7 kW fino a 6 kW.

Dal punto di vista economico, può essere stimato, in base alla letteratura disponibile, il costo di un elettrolizzatore tipo PEM – nelle taglie considerate – compreso in un range tra gli 8000 €/kW e i circa 10000 €/kW [27]; per quanto riguarda invece la tecnologia delle batterie al litio, la letteratura disponibile sull'argomento, indica costi medi pari a 178 € per kWh di capacità [28]. Ne segue che qualunque strategia comporti una riduzione di taglia dell'elettrolizzatore anche a fronte di un incremento della capacità installata con le batterie sarebbe economicamente vantaggiosa. In tal senso, il Caso 5c in tabella, presenta – tra le opzioni caratterizzate dal massimo valore di efficienza di accumulo – il massimo incremento di capacità delle batterie (da 16 kWh a 46 kWh) e la minima taglia ottimale dell'elettrolizzatore.

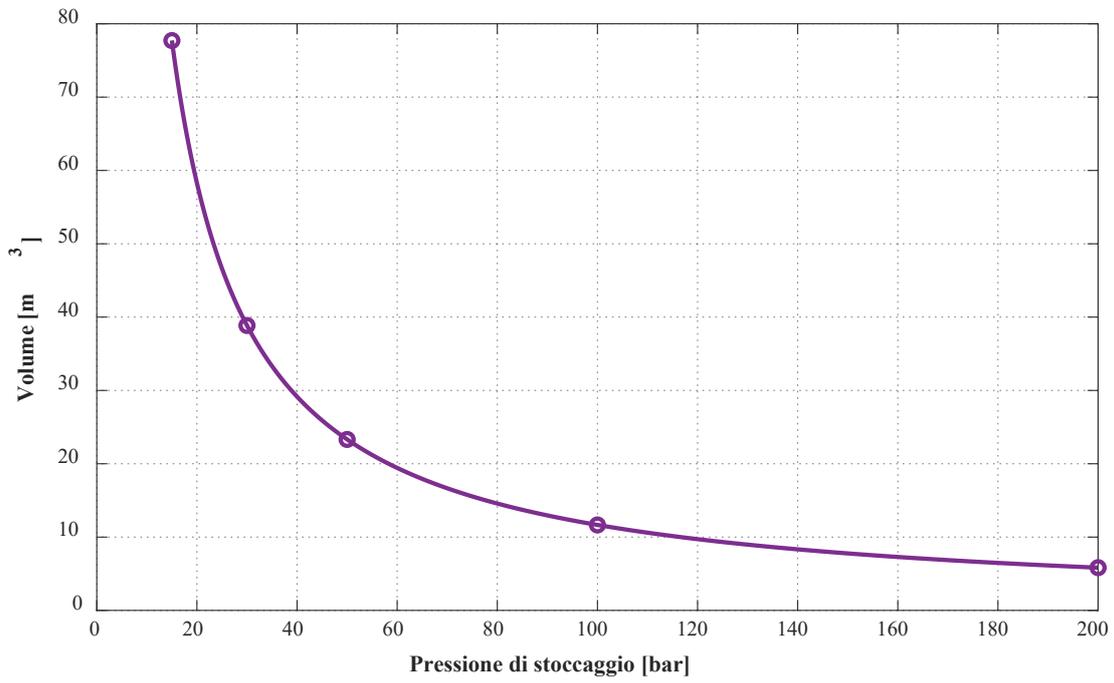
Nel prosieguo della presente relazione, si farà riferimento al Caso 2a e al Caso 2c come soluzioni ottimali, tralasciando – almeno per il momento – la possibilità di modificare le caratteristiche dei dispositivi già installati.

7.5 Considerazioni sulla sezione di compressione ed accumulo

Nelle precedenti simulazioni riguardanti il dimensionamento dell'elettrolizzatore non si è fatto riferimento ad un'eventuale sezione di compressione utile a ridurre il volume di stoccaggio del serbatoio di idrogeno. Tale scelta è stata fatta con l'intento di considerare la massima produzione di idrogeno ottenibile dall'elettrolizzatore; infatti, la potenza elettrica spesa per un'eventuale compressione dell'idrogeno verrebbe detratta dall'energia elettrica prodotta dai pannelli solari andando, quindi, a diminuire il quantitativo destinato all'elettrolizzatore. A tal proposito, in **Figura 83** si riporta il volume di stoccaggio necessario al variare della pressione del serbatoio, per il *Caso 2a* ed il *Caso 2c*. Dalle figure si può facilmente osservare che per pressioni inferiori a 100 bar, il volume necessario è sempre maggiore di 10 m³. Tali volumi potrebbero essere poco conciliabili con il contesto del settore civile/residenziale. Può risultare pertanto necessario giungere a pressioni prossime ai 200 bar al fine di limitare i suddetti volumi di stoccaggio. In quest'ultimo caso, il volume di stoccaggio si ridurrebbe tra i 5 m³ e i 6 m³. Al fine di stimare la spesa energetica necessaria alla compressione dell'idrogeno prodotto, in **Figura 84** si riporta il lavoro specifico di compressione, in funzione della pressione di stoccaggio; tale andamento è confrontato con i kJ di energia elettrica necessari alla produzione di un kg di idrogeno nell'ipotesi di efficienza dell'elettrolizzatore pari al 50 %. Si nota dalla figura che il rapporto tra le due grandezze è inferiore al 10 %.



(Caso 2a)



(Caso 2c)

Figura 83 – Volume dell'idrogeno in funzione della pressione di stoccaggio per una massa pari a 86.2 kg (Caso 2a) e pari ai 94.8 kg (Caso 2c)

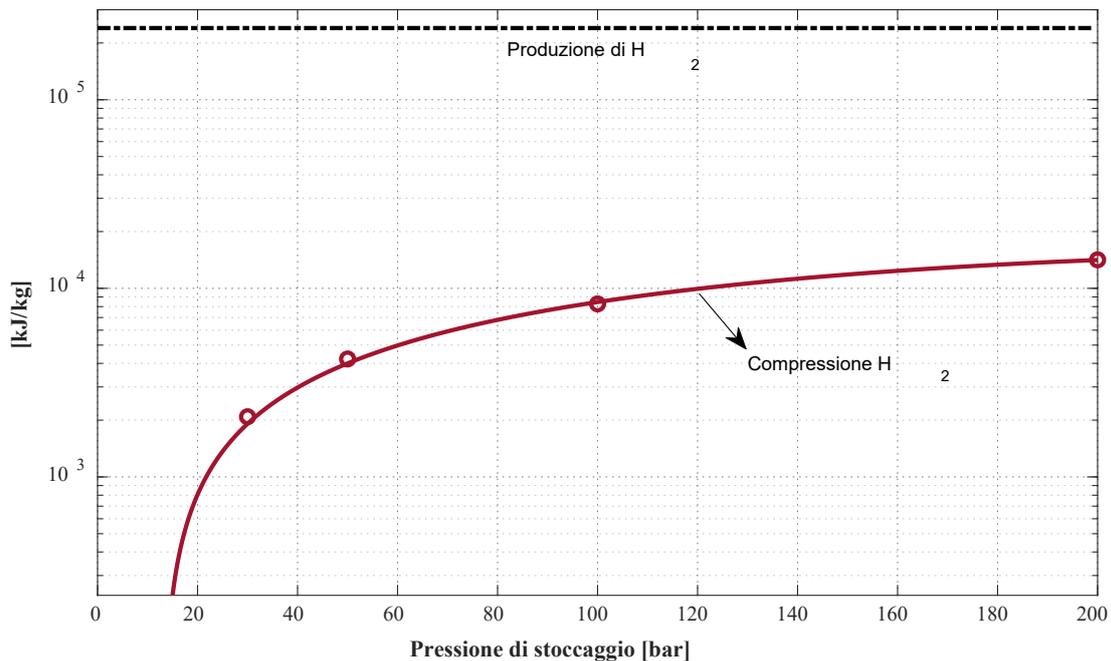


Figura 84 – Lavoro specifico di compressione in funzione della pressione di stoccaggio (riferimento: pressione di produzione dell'idrogeno: 15 bar)

7.6 Design della fuel cell

I risultati ottenuti attraverso la procedura di dimensionamento dell'elettrolizzatore sono stati impiegati per il design della taglia ottimale della fuel cell.

Nell'ipotesi di procedere al dimensionamento del sistema su base stagionale, è stata presa in considerazione la massa di idrogeno prodotta dall'elettrolizzatore nelle precedenti valutazioni. Più in dettaglio, come già anticipato, ci si riferisce al Caso 2a (86.2 kg) e al Caso 2c (94.8 kg). Il dimensionamento è stato condotto mediante un'analisi parametrica al variare della taglia di design della fuel cell nell'ipotesi (ritenuta cautelativa) di assenza di produzione dei pannelli fotovoltaici e considerando la richiesta di carico come da **Figura 48**.

In **Figura 85**, **Figura 86**, **Figura 87** e **Figura 88** sono riportati gli andamenti della produzione di potenza elettrica (dettagliati su una giornata) per una taglia di design della fuel cell rispettivamente pari a 4 kW, 6 kW, 8 kW e 10 kW per il Caso 2a. Si osserva che tutte le fuel cell riescono a coprire gran parte del carico giornaliero a meno delle richieste di potenza inferiori al minimo tecnico del sistema (pari al 10 % della taglia di design).

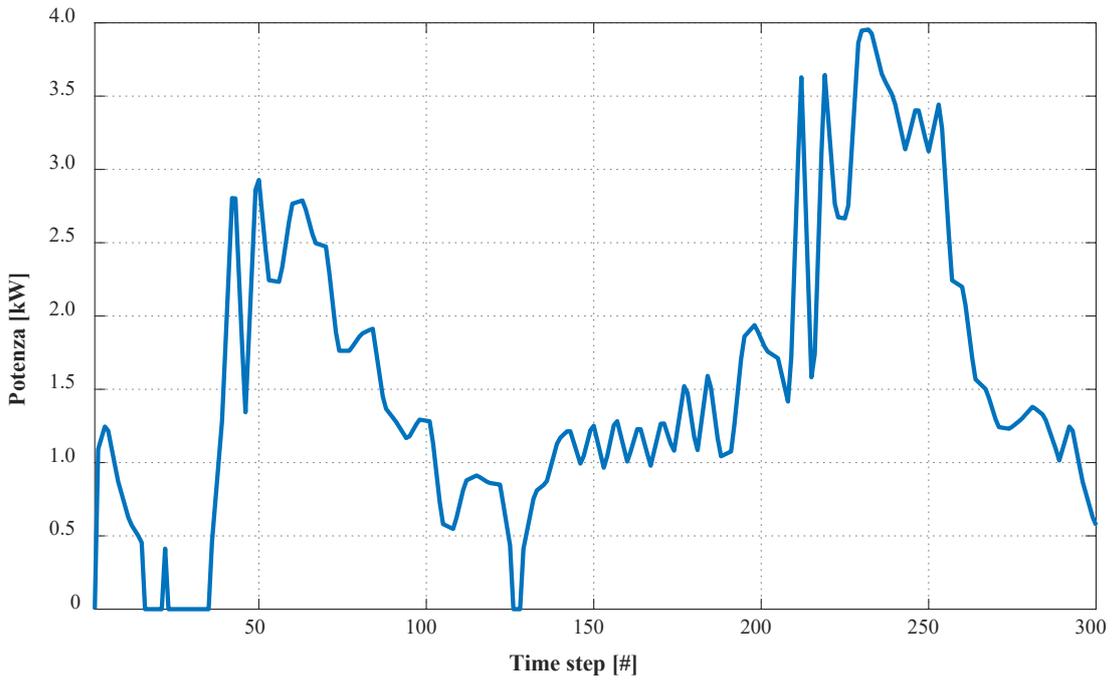


Figura 85 – Fuel cell da 4 kW: potenza elettrica prodotta in una giornata (Caso 2a)

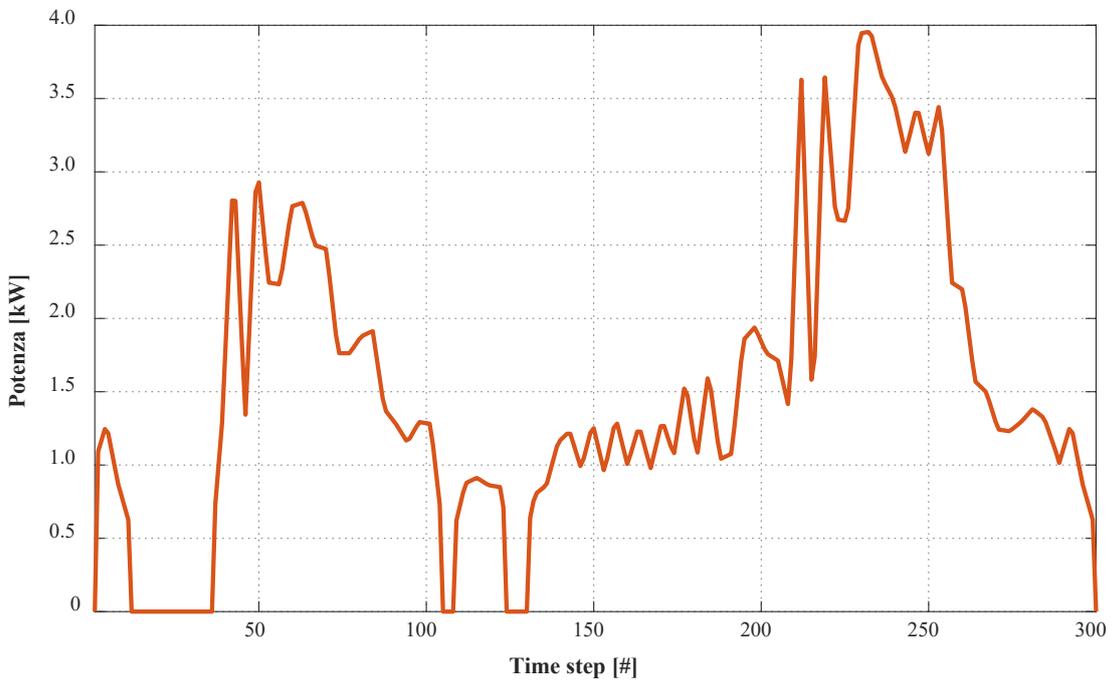


Figura 86 - Fuel cell da 6kW: potenza elettrica prodotta in una giornata (Caso 2a)

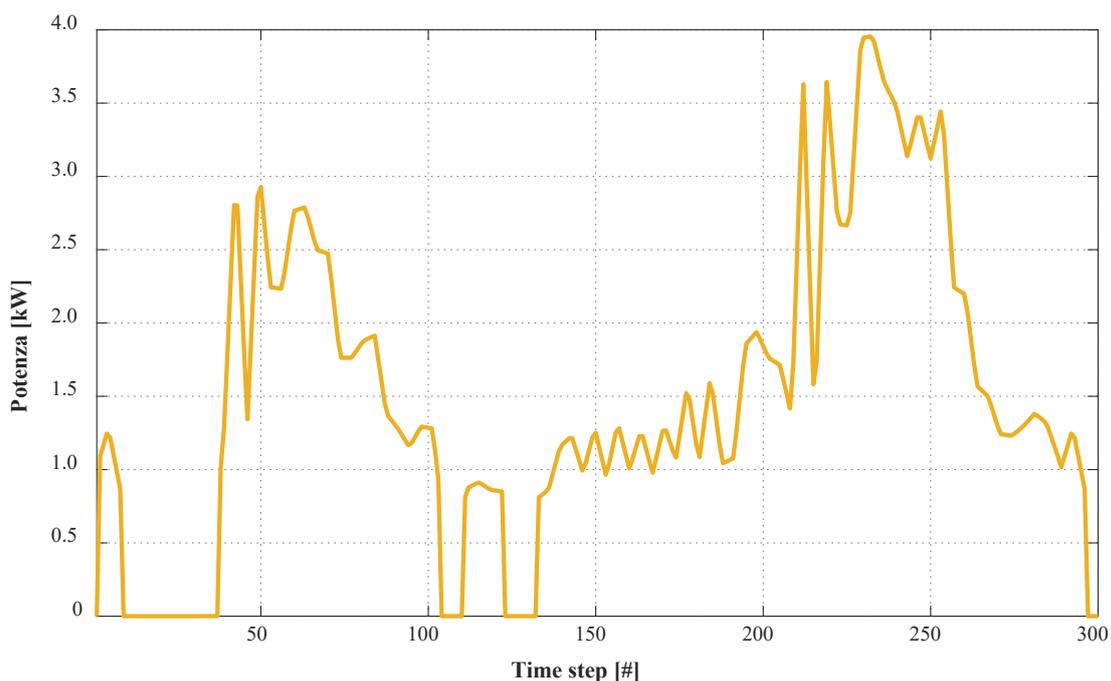


Figura 87 - Fuel cell da 8 kW: potenza elettrica prodotta in una giornata (Caso 2a)

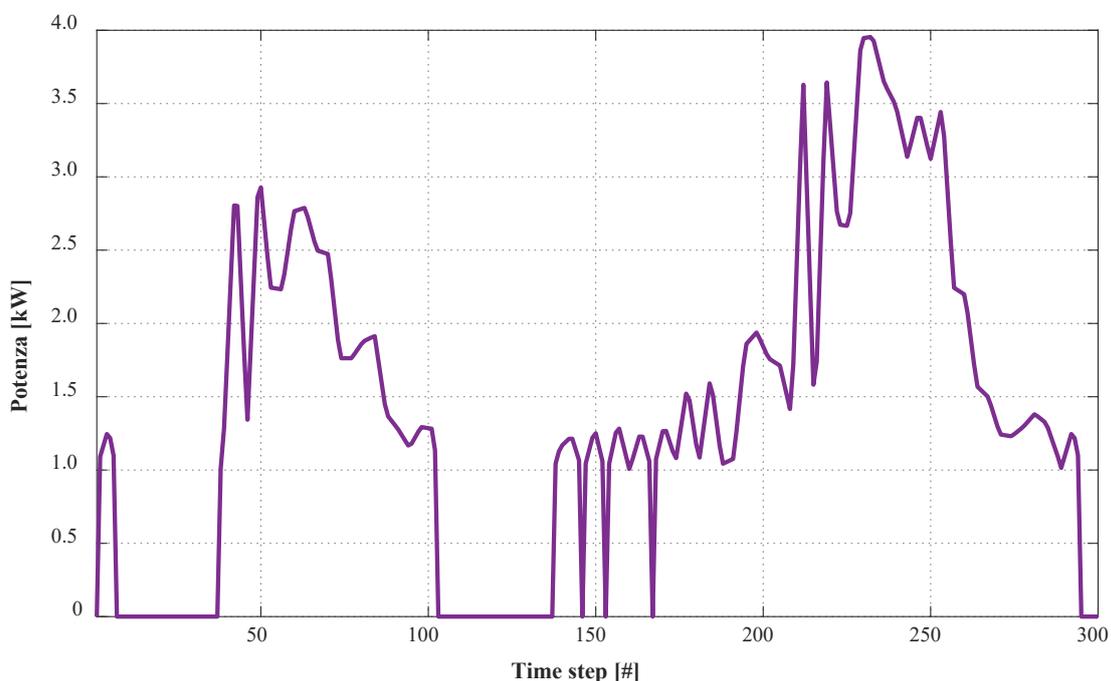


Figura 88 – Fuel cell da 10 kW: potenza elettrica prodotta in una giornata (Caso 2a)

Per quanto riguarda l'andamento del rendimento istantaneo (**Figura 89**), la fuel cell da 4 kW mostra dei valori più elevati rispetto alle altre, ad esclusione dei momenti più alta richiesta di potenza. È possibile spiegare questo comportamento attraverso la valutazione di **Figura 42 (a)**: la fuel cell con taglia da 4 kW si trova spesso a lavorare in prossimità del punto di massimo rendimento, le fuel cell con taglie maggiori, al contrario, sono costrette a modulazioni di carico più consistenti, e sono pertanto costrette a lavorare in punti di minore efficienza.

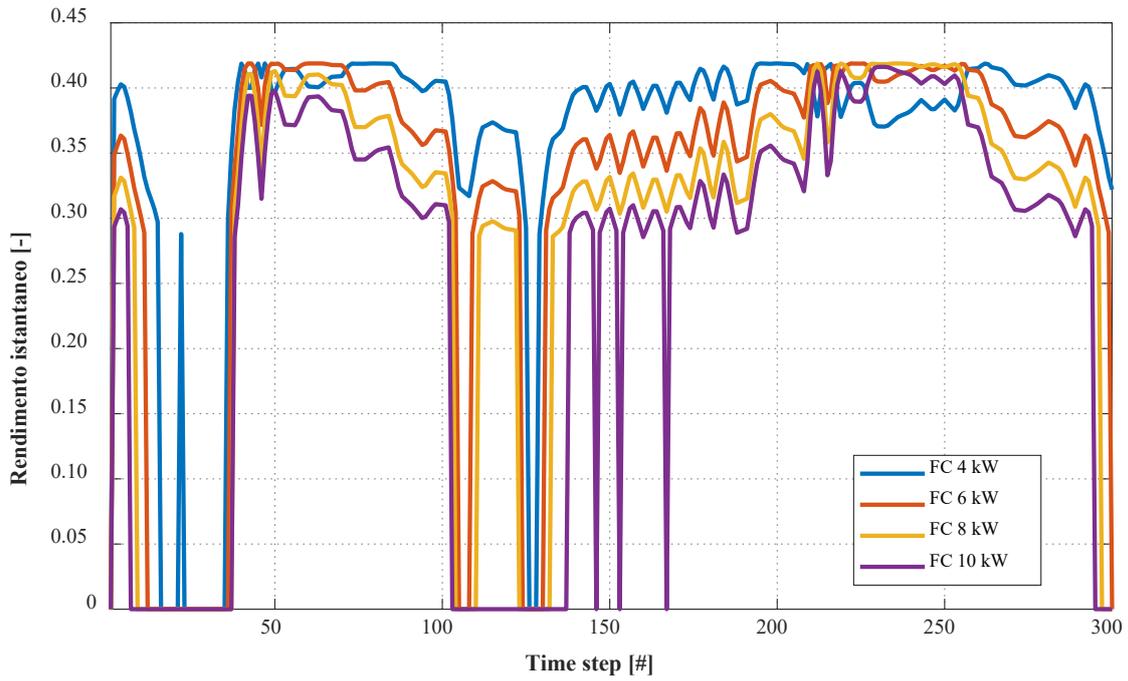


Figura 89 – Rendimento istantaneo per le diverse fuel cell analizzate (Caso 2a)

A completamento dei risultati, in Figura 90 si riporta il consumo istantaneo di idrogeno.

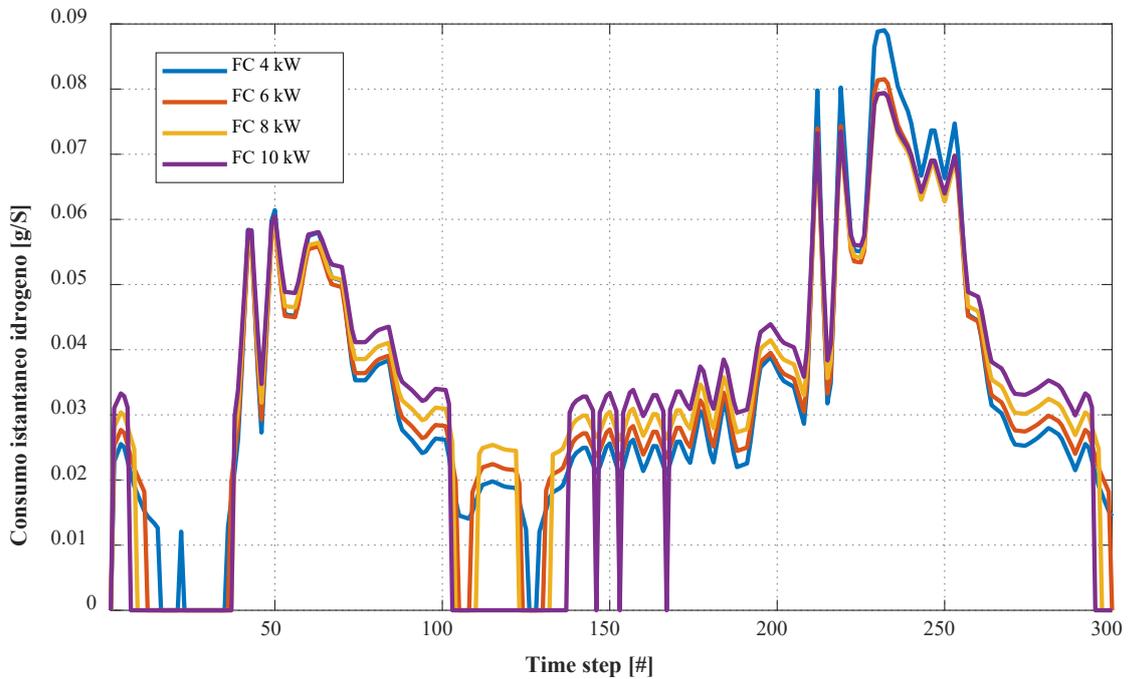


Figura 90 – Consumo istantaneo di idrogeno per le diverse fuel cell analizzate (Caso 2a)

In Tabella 14 è riportato un confronto riassuntivo tra le diverse fuel cell analizzate. Come si evince dai risultati,

Tabella 14 – Grandezze totali per le diverse taglie di fuel cell analizzate (Caso 2a).

Taglia fuel cel [kW]	Energia prodotta [kWh]	Rendimento globale [-]	Ore equivalenti [h]
4	1142	0.397	285
6	1131	0.394	188
8	1085	0.378	136
10	1042	0.363	104

la taglia ottimale è quella da 4 kW; infatti, tale taglia presenta:

- la massima energia prodotta nel periodo di riferimento, pari a 1142 kWh;
- il massimo rendimento globale, definito come:

$$\eta_{globale} = \frac{P_{output}}{m_{H_2} \cdot LHV_{H_2}}$$

dove, P_{output} [W] è la potenza prodotta dalla fuel cell, m_{H_2} [kg] è la quantità totale di idrogeno disponibile nell'accumulo e LHV_{H_2} [kJ/kg] è il potere calorifico inferiore dell'idrogeno;

- il maggior numero di ore equivalenti, pari a 285.

I risultati relativi al Caso 2c sono invece sintetizzati in **Tabella 15**; come logico aspettarsi e sulla base delle ipotesi assunte, anche nel Caso 2c, la taglia ottimale della fuel cell risulta pari a 4 kW. Si osserva, infatti, che dal punto di vista del design della fuel cell, l'unica differenza tra il Caso 2a e il Caso 2c è la diversa disponibilità di idrogeno ovvero l'energia elettrica producibile. A conferma di quanto detto, è possibile considerare la **Figura 91** che evidenzia la diversa durata nel tempo del profilo di funzionamento in base al caso considerato.

Tabella 15 - Grandezze totali per le diverse taglie di fuel cell analizzate (Caso 2c).

Taglia fuel cel [kW]	Energia prodotta [kWh]	Rendimento globale [-]	Ore equivalenti [h]
4	1256	0.437	314
6	1244	0.433	207
8	1194	0.416	149
10	1146	0.399	115

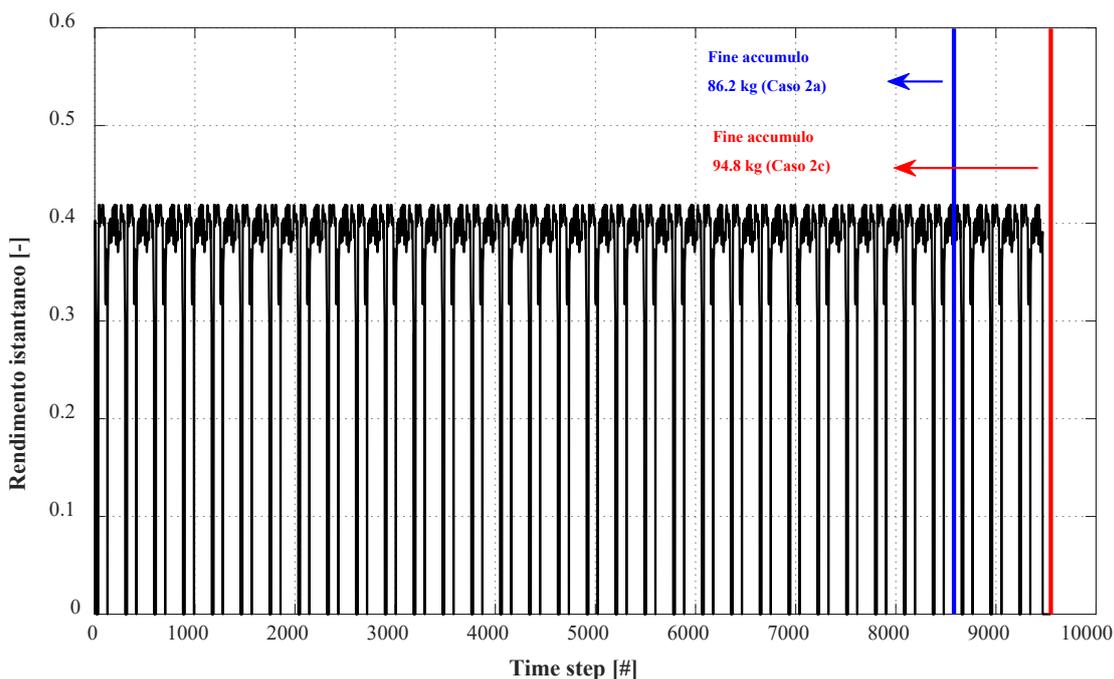


Figura 91 – Profilo di funzionamento della fuel cell per il Caso 2a e il Caso 2c

7.7 Valutazione del sistema su base giornaliera e/o settimanale

Il dimensionamento su base stagionale effettuato e descritto nei paragrafi precedenti è stato testato nell’ipotesi di accumulo giornaliero/settimanale con riferimento alle taglie ottimizzate di elettrolizzatore e fuel cell individuate nel Caso 2a.

A tal proposito, è stato considerato il profilo di produzione solare relativo alla prima settimana di gennaio (potenza di picco pari a circa 4.5 kW), di cui ne viene riportato l’andamento in Figura 92. Per quanto riguarda la richiesta di carico elettrico, è stato considerato il profilo settimanale in Figura 93. Per tutte le simulazioni effettuate durante questa analisi, il time step considerato è stato pari a 5 minuti.

Data la contemporanea presenza di più elementi costitutivi – quali pannelli solari, batteria, elettrolizzatore e fuel cell – è necessaria una specifica strategia di accumulo. Più in dettaglio, è definita una gerarchia degli elementi relativamente allo stoccaggio del surplus di potenza elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici. Come già evidenziato in precedenza, poiché l’accumulo mediante idrogeno presenta un’efficienza di round trip minore rispetto a quella della batteria (solitamente > 90 %), si dà precedenza all’accumulo di tipo elettrochimico.

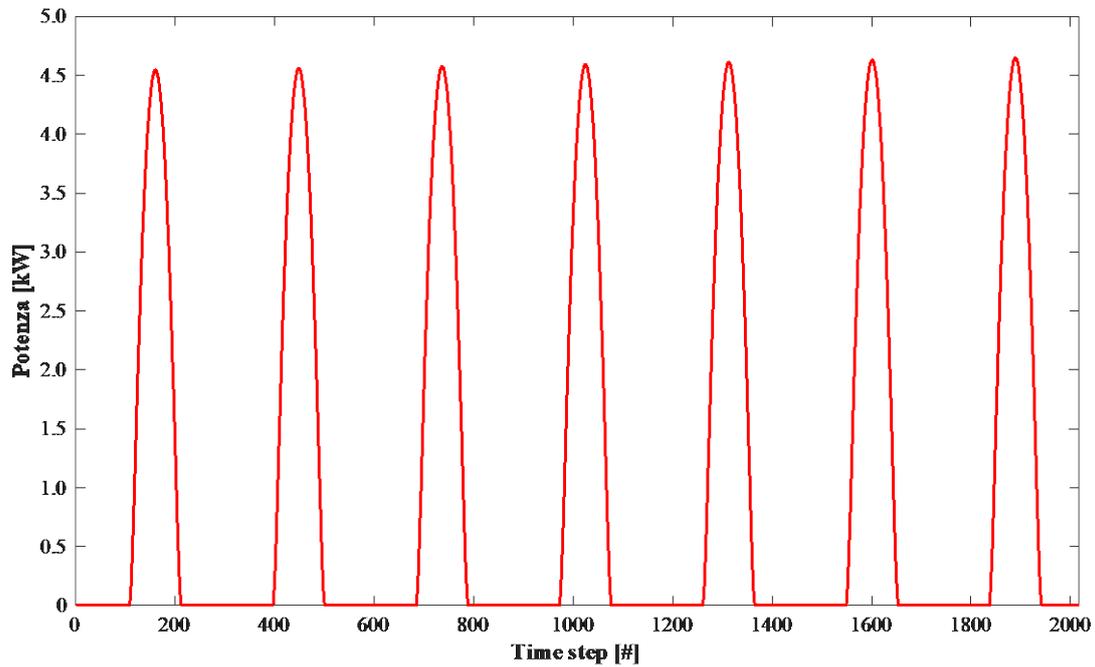


Figura 92 – Potenza elettrica da fotovoltaico (ref.: prima settimana di gennaio)

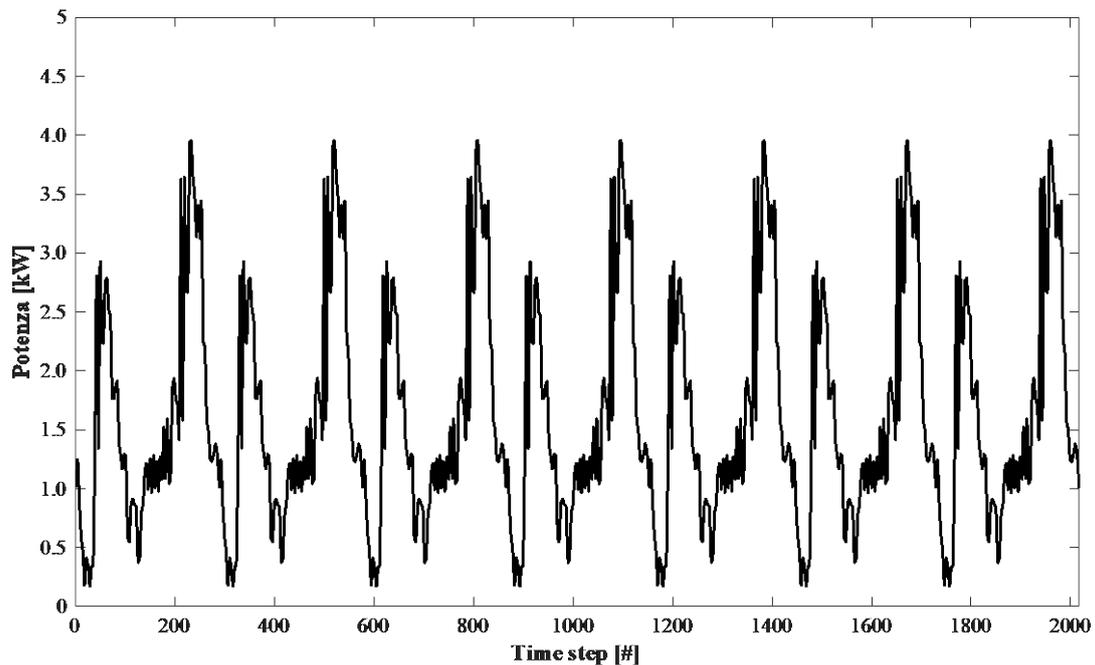


Figura 93 – Potenza elettrica richiesta dalla pompa di calore

Stabilita la gerarchia tra i dispositivi di accumulo, la gestione del surplus di potenza dai pannelli fotovoltaici è impostata come segue:

- se, in un determinato istante, la potenza solare è minore del carico istantaneo, allora:
 - se lo stato di carica della batteria è maggiore dello stato di carica minimo (assunto pari al 20 %), la potenza prodotta dai pannelli è integrata dalla batteria;
 - se lo stato di carica della batteria è minore dello stato di carica minimo, allora:

- se l'accumulo di idrogeno presenta una massa stoccata sufficiente, la potenza prodotta dai pannelli è integrata dalla fuel cell;
- se l'accumulo di idrogeno presenta una massa insufficiente, la potenza prodotta dai pannelli viene utilizzata per caricare la batteria;
- se, in un determinato istante, la potenza elettrica da fotovoltaico corrisponde al carico istantaneo, allora i pannelli solari alimentano direttamente il carico;
- se, in un determinato istante, la potenza elettrica da fotovoltaico è maggiore del carico istantaneo, allora:
 - se lo stato di carica della batteria è minore dello stato di carica massimo (assunto pari all'80 %), la batteria viene caricata con la differenza tra la potenza prodotta da solare ed il carico istantaneo;
 - se lo stato di carica della batteria è maggiore dello stato di carica massimo, allora la differenza tra la potenza prodotta da solare ed il carico istantaneo alimenta l'elettrolizzatore.

Passando ai risultati delle simulazioni, in **Figura 94** è riportato l'andamento del carico, della produzione elettrica da fotovoltaico e della potenza generata complessivamente dal sistema ibrido nella settimana di riferimento. Come si può osservare, durante i picchi di produzione da fotovoltaico il sistema riesce a coprire il carico istantaneo e l'eventuale surplus è immagazzinato sotto forma di energia elettrica (nella batteria), o di idrogeno, (nel serbatoio di accumulo); l'energia stoccata, riesce a soddisfare parte del carico in assenza di produzione di potenza elettrica da parte dei pannelli fotovoltaici.

Infatti, come si osserva in **Figura 95**, giornalmente la batteria (assunta con SOC = 20 % all'inizio del calcolo) si carica fino al valore di SOC massimo (80 %) durante i picchi di produzione solare, per poi cedere energia elettrica quando decresce la produzione elettrica dei pannelli.

Come mostrato in **Figura 96**, e coerentemente con la logica impostata, al raggiungimento dello SOC= 80 % della batteria – essendoci ancora surplus di potenza da fotovoltaico – l'elettrolizzatore entra in funzione come ulteriore dispositivo di accumulo. La successione tra le fasi di produzione di idrogeno e successiva conversione in potenza elettrica è data dal grado di riempimento del serbatoio mostrato in **Figura 97**.

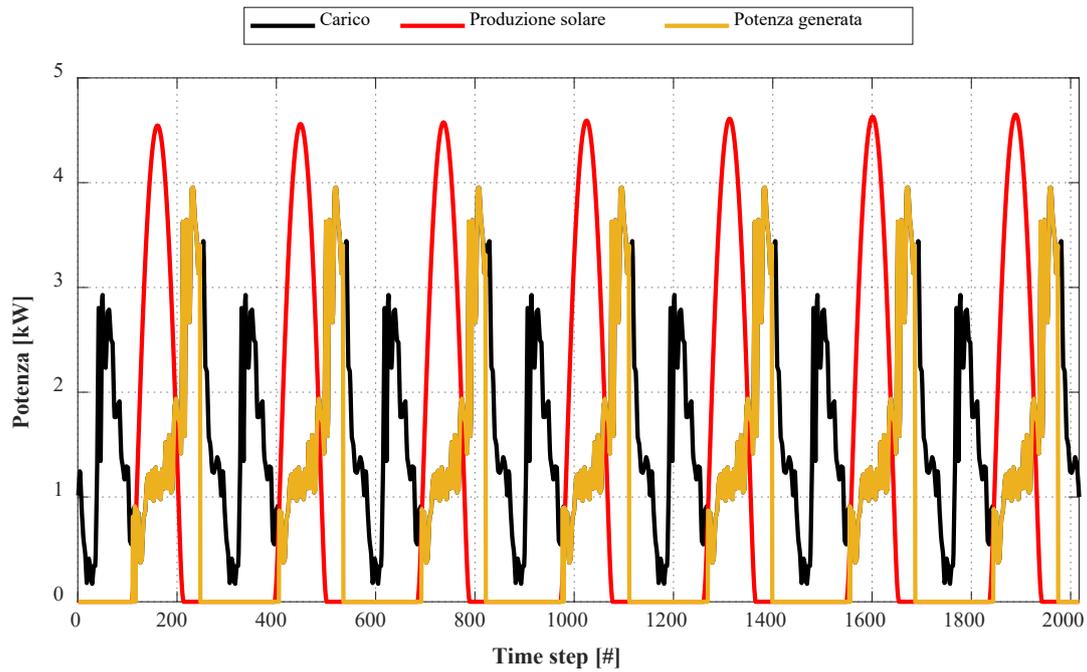


Figura 94 – Potenza elettrica richiesta e prodotta nella settimana di riferimento (Caso 2a)

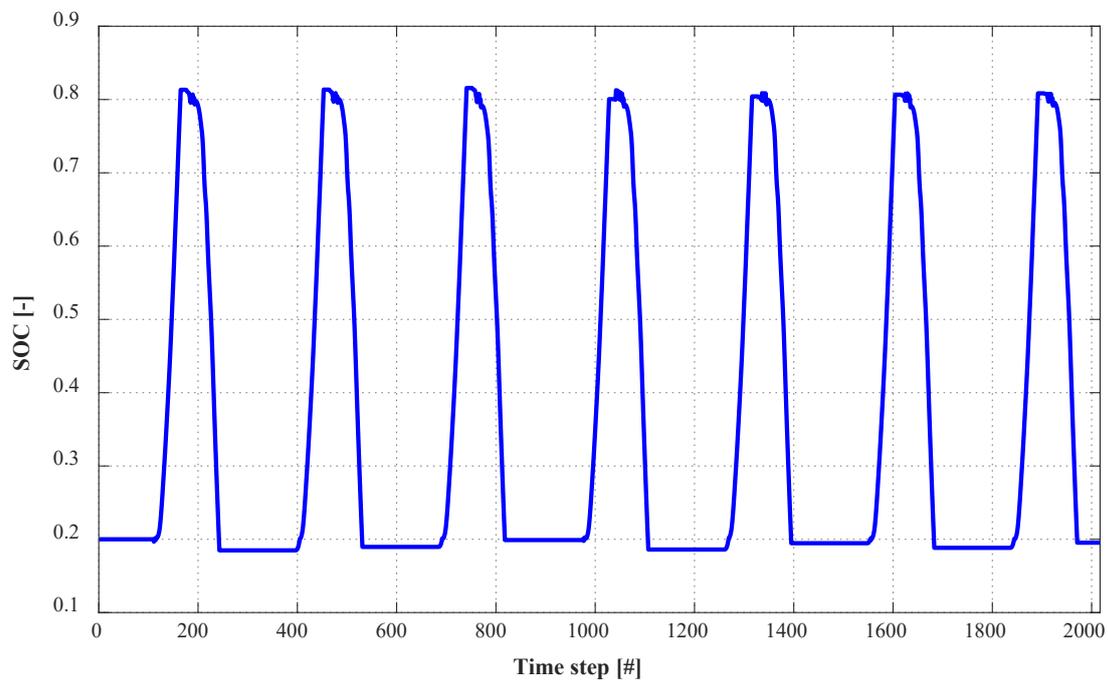


Figura 95 – Stato di carica della batteria nella settimana di riferimento (Caso 2a)

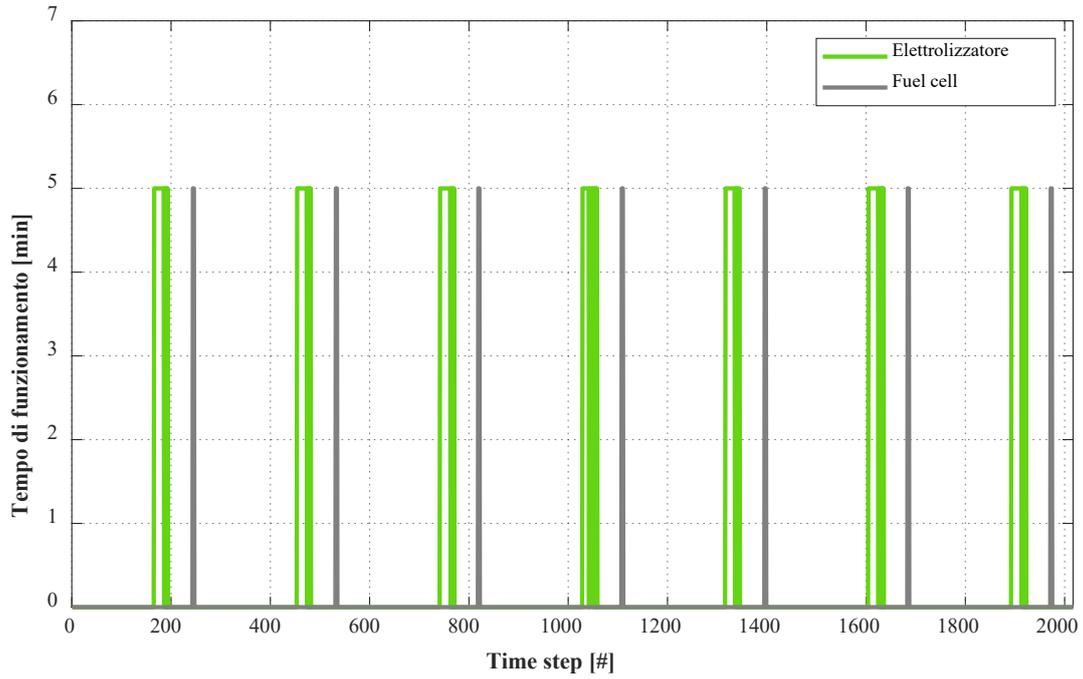


Figura 96 – Tempo di funzionamento dell’elettrolizzatore e della fuel cell nella settimana di riferimento (Caso 2a)

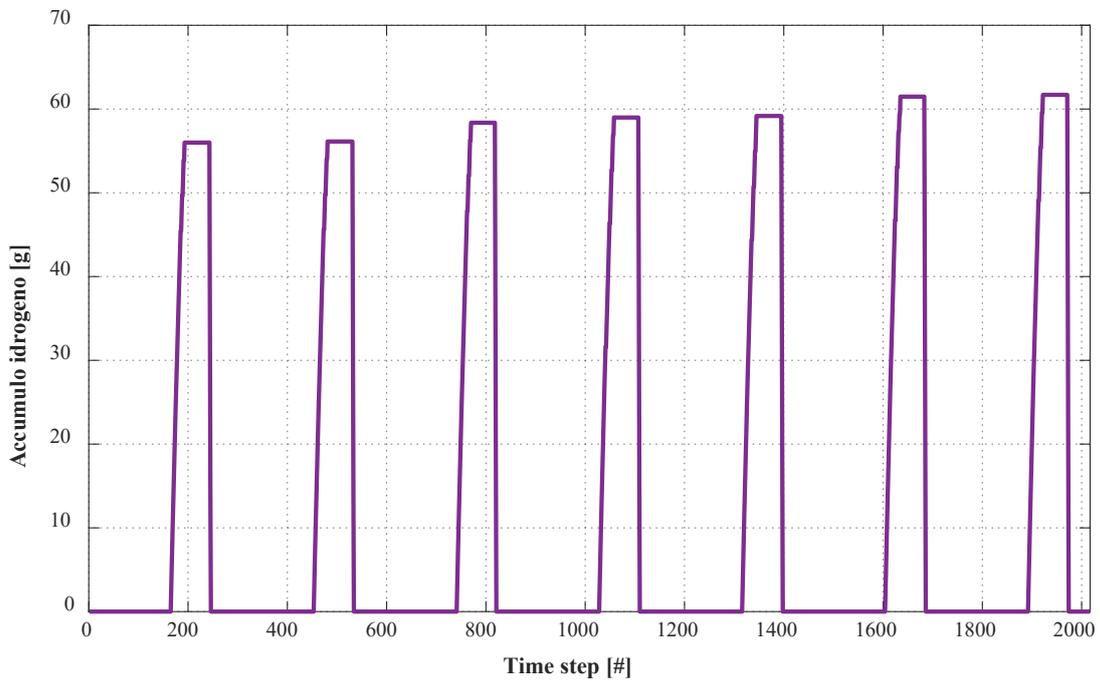


Figura 97 – Accumulo di idrogeno nella settimana di riferimento (Caso 2a)

Con l’obiettivo di quantificare le prestazioni del sistema, sono stati definiti due parametri che tengono conto delle diverse energie in gioco. Più in dettaglio, il primo parametro è il rendimento di produzione, definito come:

$$\eta_{produzione} = \frac{E_{generata}}{E_{solare}}$$

dove $E_{generata}$ [kWh] è l'energia complessivamente generata dal sistema ibrido e E_{solare} [kWh] è l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici. Per il sistema in studio, tale rendimento assume un valore pari al 77.7 %.

Il secondo parametro è l'indice di copertura del carico, volto a quantificare l'effettivo soddisfacimento delle richieste da parte dell'utenza, qui rappresentata dall'energia in ingresso alla pompa di calore:

$$\eta_{copertura} = \frac{E_{generata}}{E_{carico}}$$

dove E_{carico} [kWh] è l'energia complessivamente richiesta dall'utenza. Durante la settimana considerata, il sistema riesce a coprire circa il 50 % del carico effettivo (indice di copertura pari al 48.8 %).

Per quanto riguarda il Caso 2c, in [Figura 98](#), [Figura 99](#), [Figura 100](#), [Figura 101](#) sono riportate le prestazioni dell'elettrolizzatore e della fuel cell risultanti dal design ottimizzato. In questo caso, il rendimento di produzione e l'indice di copertura del carico risultano leggermente inferiori a quanto visto prima, attestandosi rispettivamente a valori pari al 77.3 % e 48.6 %.

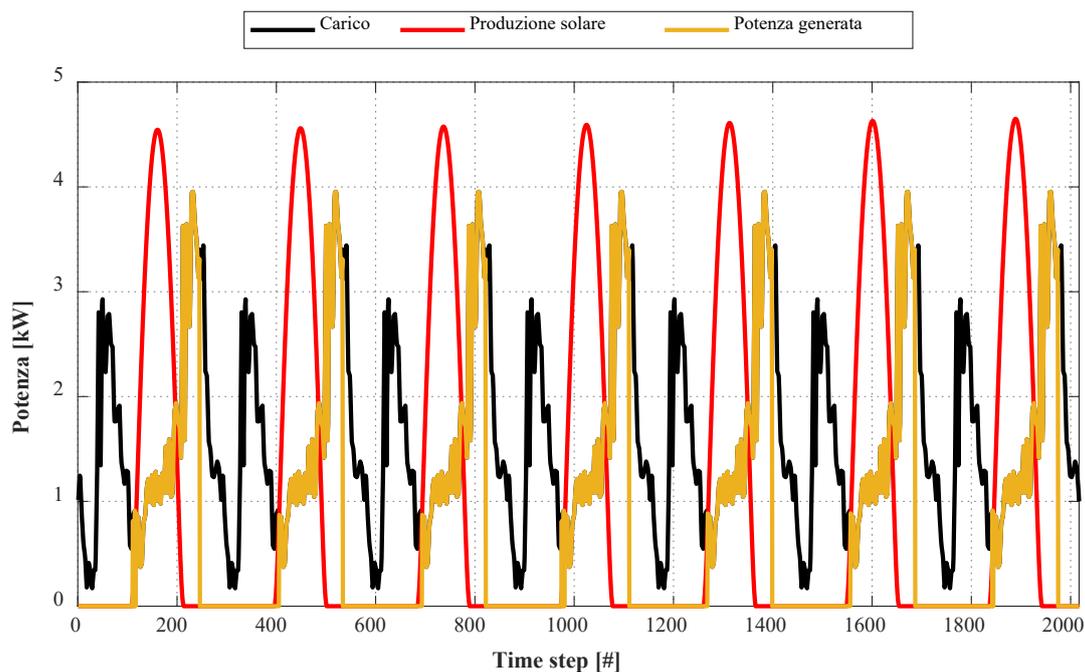


Figura 98 – Potenza elettrica richiesta e prodotta nella settimana di riferimento (Caso 2c)

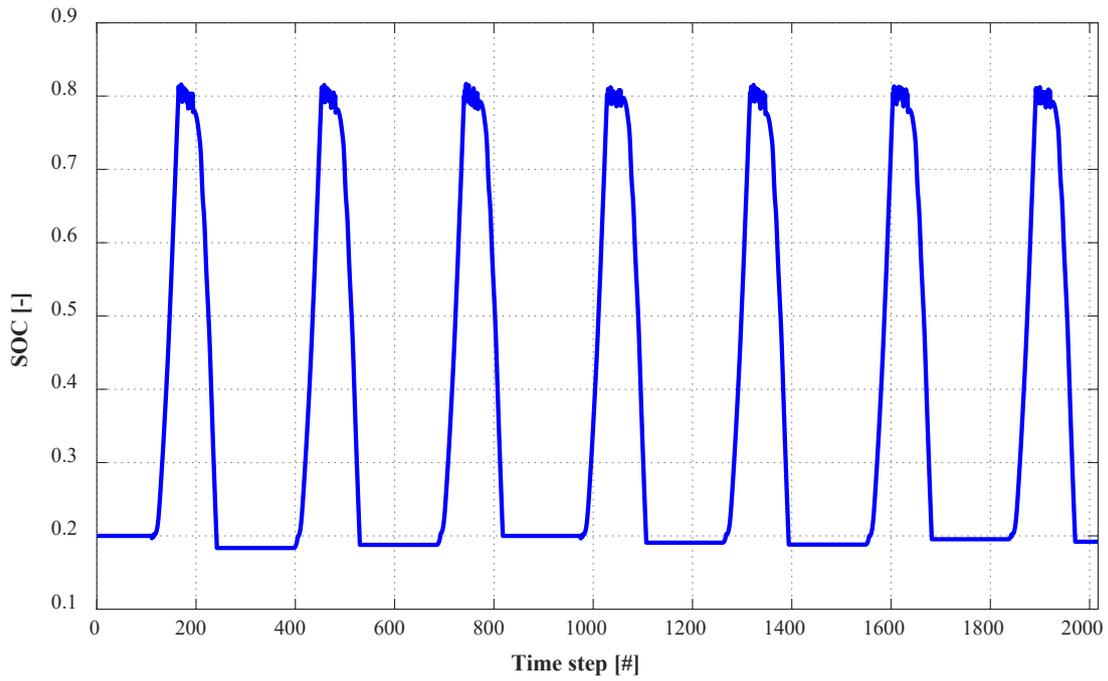


Figura 99 – Stato di carica della batteria nella settimana di riferimento (Caso 2c)

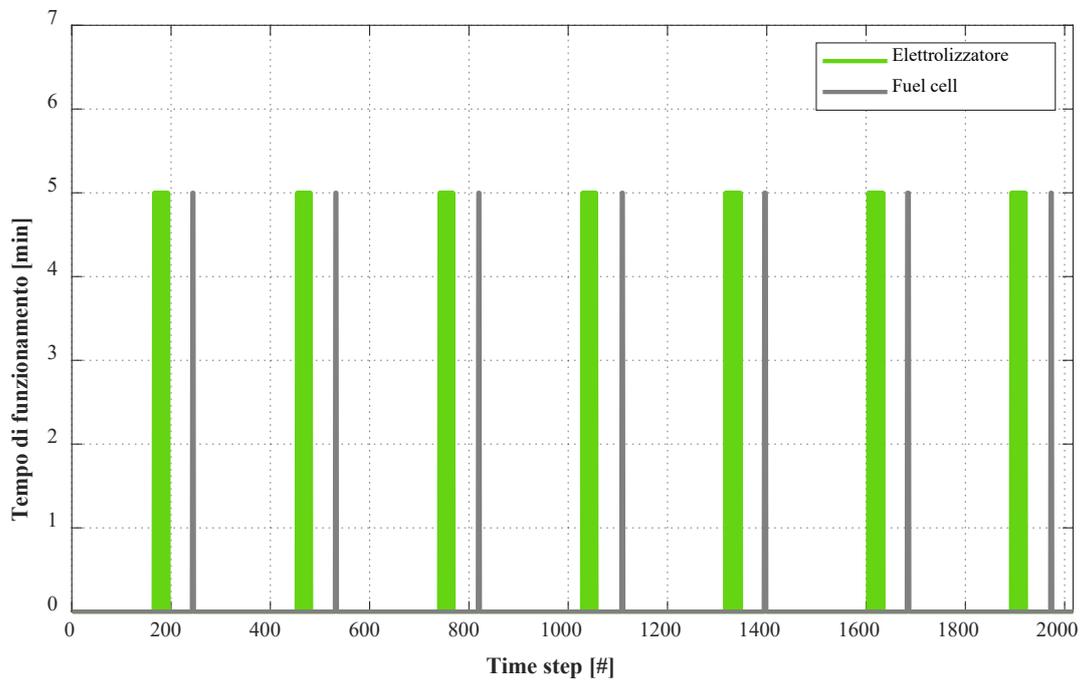


Figura 100 – Tempo di funzionamento dell'elettrolizzatore e della fuel cell nella settimana di riferimento (Caso 2c)

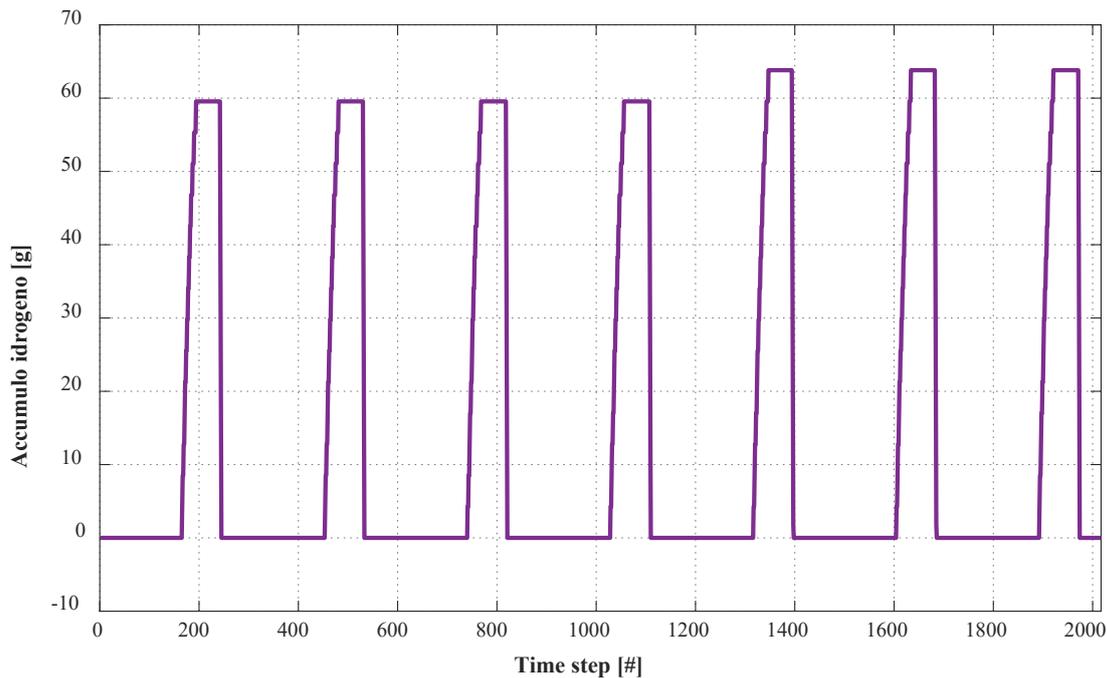


Figura 101 – Accumulo di idrogeno nella settimana di riferimento (Caso 2c)

7.8 Linee guida per il dimensionamento

Con il presente paragrafo si intende sintetizzare alcuni dei risultati più rilevanti ottenuti con l'applicazione della procedura di design descritta.

1. La potenza elettrica di design dell'elettrolizzatore è fortemente influenzata da diversi fattori, quali:
 - a) la strategia di regolazione: le simulazioni e le valutazioni svolte hanno permesso di individuare come più efficiente il funzionamento dell'elettrolizzatore a carico costante nel punto di massima efficienza; questo implica una potenza elettrica che può essere assorbita dall'elettrolizzatore virtualmente pari a circa il 50 % del valore di design. In altre parole può risultare necessario il sovradimensionamento di tale dispositivo rispetto ai picchi di potenza elettrica di riferimento.
 - b) L'integrazione con batterie: la presenza di dispositivi di accumulo elettrochimico integrati con un elettrolizzatore, permette una sua più facile regolazione. Inoltre, le diverse ipotesi di dimensionamento svolte hanno permesso di osservare che la taglia ottimale dell'elettrolizzatore è inversamente proporzionale alla capacità della batteria ad esso integrata.
2. La pressione di stoccaggio dell'idrogeno prodotto è un parametro che richiede valutazioni molto accurate. A tal proposito occorre sempre distinguere tra l'impiego di idrogeno come strategia di accumulo stagionale o giornaliera/settimanale. Nel primo caso, la rilevante quantità di idrogeno prodotta rende necessaria la compressione anche fino ad alcune centinaia di bar. Nel caso giornaliero/settimanale, il quantitativo di idrogeno molto più contenuto può rendere possibile il suo stoccaggio in bombole ad idruri metallici alla stessa pressione di produzione dell'elettrolizzatore. In ogni caso, le simulazioni svolte hanno evidenziato che la quota parte di potenza elettrica necessaria alla compressione (ipotizzata da 15 bar fino a 200 bar) risulta pari a poco meno del 10 % di quanto assorbito dall'elettrolizzatore.

3. L'impiego di dispositivi di accumulo elettrochimico oltre che permettere una maggiore flessibilità di gestione del sistema ibrido, si rende necessario anche per sostenere variazioni molto rapide del carico richiesto o della produzione dei generatori rinnovabili non programmabili.
4. Per quanto riguarda la fuel cell, le valutazioni svolte hanno permesso di comprendere che la scelta della taglia è fortemente dipendente dalla variabilità del carico elettrico da soddisfare. Le curve di prestazione di tali dispositivi mostrano infatti efficienze in rapida riduzione nel caso di funzionamento a carichi ridotti. Tale aspetto deve essere considerato nella scelta della taglia di design.

8 Conclusioni

Il presente documento è il risultato della collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Alma Mater Studiorum – Università di Bologna, finalizzata allo studio di sistemi ibridi di accumulo per l'incremento dello sfruttamento della risorsa rinnovabile non programmabile nell'ambito delle comunità energetiche. Tale collaborazione nasce all'interno dell'Accordo di Programma che il Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA hanno stipulato nel 2019 finalizzato all'esecuzione delle linee di attività del Piano Triennale della Ricerca e Sviluppo di Interesse Generale per il Sistema Elettrico Nazionale.

L'accordo di collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Alma Mater Studiorum – Università di Bologna si riferisce al Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021; Il presente documento descrive la ricerca svolta durante la prima annualità.

L'attività di ricerca in oggetto è finalizzata allo studio della produzione e successivo impiego di idrogeno come strategia di accumulo per incrementare lo sfruttamento delle risorse rinnovabili non programmabili nell'ambito delle comunità energetiche. L'obiettivo della ricerca è l'ottenimento dell'indipendenza energetica nel settore civile/residenziale con particolare riferimento ai piccoli distretti cittadini.

La linea di attività del primo anno è dedicata allo sviluppo di metodi per il design ottimizzato delle tecnologie di produzione, accumulo e successiva riconversione dell'idrogeno integrati con sistemi di generazione rinnovabile non programmabile.

Di seguito si riporta una sintesi dei temi affrontati dalla ricerca svolta e dei principali risultati conseguiti.

Tecnologie per la produzione di idrogeno (elettrolisi)

Sono state analizzate le principali tecnologie per la produzione di idrogeno mediante elettrolisi. Nel dettaglio è stata effettuata una ricognizione relativa allo stato dell'arte degli elettrolizzatori (i) di tipo alcalino, (ii) a membrana polimerica (PEM) e (iii) ad ossidi solidi (SOEC), mettendo in evidenza le principali caratteristiche di ogni tecnologia attualmente disponibile. L'analisi svolta ha messo in evidenza i principali vantaggi e svantaggi di ognuna delle tecnologie analizzate oltre che evidenziarne la maturità tecnologica e la disponibilità commerciale. Tale fase ha permesso di individuare gli elettrolizzatori di tipo PEM come l'opzione più adatta all'impiego nel settore civile/residenziale con particolare riferimento al loro impiego integrato con generatori elettrici da sorgente rinnovabile non programmabile. Sulla base di tale evidenza è stata svolta una ricerca di mercato – limitata pertanto alla tecnologia di elettrolisi con membrana polimerica – finalizzata all'acquisizione delle caratteristiche specifiche (taglie disponibili, efficienze di conversione, parametri operativi, ecc.) dei modelli commerciali attualmente disponibili.

Tecnologie per la conversione dell'idrogeno (celle a combustibile)

In analogia con il punto precedente, è stato delineato l'attuale stato dell'arte circa la conversione di idrogeno mediante celle a combustibile. Nel dettaglio sono state analizzate, con approccio comparativo, le principali caratteristiche delle fuel cell (i) di tipo alcalino (AFC), (ii) ad acido fosforico (PAFC), (iii) ad ossidi solidi (SOFC), (iv) a carbonati fusi (MCFC), (v) ad elettrolita polimerico (PEM) e (vi) a metanolo diretto (DMFC). In ragione delle caratteristiche peculiari di ogni tecnologia analizzata, nonché della maturità tecnologica e della disponibilità commerciale, l'analisi svolta ha permesso di individuare le fuel cell di tipo PEM come la tecnologia di più semplice e rapida penetrazione nel settore civile/residenziale. Anche per questa tipologia specifica di sistemi è stata svolta una ricerca di mercato che ha permesso di individuare i principali modelli attualmente disponibili per l'impiego nel settore di interesse.

Sviluppo di un modello per il design ottimizzato di un sistema di produzione, accumulo e conversione di idrogeno integrato con sistemi di generazione elettrica da fonte rinnovabile non programmabile

La prima fase dello sviluppo di una routine di calcolo per il design ottimizzato di un sistema di produzione, accumulo e conversione di idrogeno integrato con sistemi di generazione elettrica da fonte rinnovabile non

programmabile è stata la realizzazione di una serie di modelli calcolo delle prestazioni dei seguenti dispositivi: (i) batterie di tipo elettrochimico, (ii) elettrolizzatore PEM, (iii) pannelli fotovoltaici e (iv) fuel cell. I modelli di calcolo sviluppati sono stati validati mediante un confronto con dati reali disponibili grazie alle attività sperimentali svolte all'interno del Laboratorio di Microreti di Generazione ed Accumulo dell'Alma Mater Studiorum – Università di Bologna. In [Figura 27 \(a\)](#), [Figura 27 \(b\)](#), [Figura 31](#), [Figura 35](#) e in [Figura 36](#) sono riportati i confronti effettuati tra i modelli di calcolo realizzati e i dati sperimentali disponibili.

I modelli di calcolo sviluppati sono stati inseriti all'interno di una routine di calcolo per il design ottimizzato. Più in dettaglio, la routine di design permette di definire le taglie ottimali di un elettrolizzatore e di una fuel cell in base alle caratteristiche del sistema fotovoltaico, delle curve di fabbisogno elettrico dell'utenza e degli eventuali dispositivi di accumulo elettrochimico presenti. La taglia ottimale di elettrolizzatore e fuel cell è determinata mediante una procedura iterativa di tipo *trial and error* finalizzata a massimizzare lo sfruttamento (autoconsumo) della produzione elettrica rinnovabile non programmabile ovvero a minimizzare l'immissione nella rete di distribuzione nazionale di energia elettrica e/o il suo acquisto. La routine sviluppata può essere applicata sia nell'ipotesi di impiego del sistema elettrolizzatore/fuel cell (dal punto di vista dell'accumulo) su base temporale stagionale che giornaliera o settimanale. La procedura di calcolo implementata è schematizzata nella flow chart di [Figura 40](#).

Gli input della routine di calcolo sono rappresentati (i) dai dati di targa relativi al sistema di produzione fotovoltaico (potenza installata, efficienza di design, orientamento, ecc.); (ii) dal profilo di irraggiamento solare – nel tempo – relativo alla località in cui è installato il sistema di produzione fotovoltaico; (iii) dai dati di targa relativi al sistema di accumulo elettrochimico, se presente (tipologia, energia massima stoccabile, ecc.); (iv) dal profilo del fabbisogno elettrico dell'utenza (potenza elettrica richiesta in funzione del tempo); (v) dal profilo del fabbisogno termico dell'utenza (potenza termica – per riscaldamento e/o produzione di acqua calda sanitaria – richiesta in funzione del tempo); (vi) dal profilo del fabbisogno frigorifero dell'utenza (potenza frigorifera – per la climatizzazione estiva – richiesta in funzione del tempo).

In particolare la routine in oggetto, impiegando i modelli di calcolo disponibili e i database di modelli commerciali inseriti, definisce un numero di possibili elettrolizzatori e fuel cell (in base al range di potenze di design oggetto di indagine e ad uno step di calcolo definito) e calcola, per ognuno, la curva di prestazione corrispondente. Si definiscono quindi tutte le possibili combinazioni elettrolizzatore/fuel cell e si testa ognuna di queste nello scenario di produzione fotovoltaica/fabbisogno elettrico precedentemente determinato.

Il design ottimizzato del sistema di produzione, accumulo e conversione di idrogeno da integrare con i sistemi presenti risulta dalla combinazione elettrolizzatore/fuel cell caratterizzata dal massimo valore di un parametro (definito come η_s) che rappresenta l'efficienza con cui la produzione elettrica del generatore fotovoltaico è ceduta (autoconsumata) all'utenza; in base alla definizione formulata, η_s contiene intrinsecamente l'efficienza di *roundtrip* del sistema di accumulo e penalizza l'immissione in rete di energia elettrica prodotta in loco.

Per quanto riguarda le strategie di *management* dei dispositivi di accumulo, la routine di calcolo consente di distinguere – relativamente alla produzione di idrogeno – tra accumulo stagionale e accumulo giornaliero/settimanale. In quest'ultimo caso, la routine di calcolo stabilisce in quale dispositivo stoccare l'energia elettrica in surplus sulla base di un livello di priorità stabilito dall'efficienza di *roundtrip*. Ne segue che in questo caso le batterie sono ritenute un dispositivo di accumulo prioritario rispetto alla produzione di idrogeno. Nel caso invece di accumulo stagionale, la routine di calcolo conferisce priorità alla produzione di idrogeno e gestisce la batteria (se presente) per modificare il punto di funzionamento dell'elettrolizzatore rispetto alla potenza elettrica in surplus.

[Applicazione della routine di design ottimizzato sviluppata al modello SAPIENTE](#)

La routine sviluppata è stata impiegata per effettuare il design ottimizzato di una sezione ad idrogeno da integrare con i dispositivi attualmente presenti nel modello SAPIENTE (Sistema di Accumulo e Produzione

Integrata di ENergia Termica ed Elettrica) attualmente in fase di studio presso il Centro Ricerche Enea della Casaccia. Il layout del modello SAPIENTE con l'aggiunta di (i) un elettrolizzatore, (ii) un sistema di accumulo per l'idrogeno e di (iii) una fuel cell è schematizzato in [Figura 46](#).

Nell'ipotesi di accumulo stagionale, e con riferimento al settore civile/residenziale, si è ipotizzato di produrre l'idrogeno durante il periodo dell'anno tipicamente caratterizzato dall'assenza di fabbisogno termico per riscaldamento, assumendo pertanto la successiva restituzione (produzione elettrica mediante la fuel cell) durante l'anno termico. Tale ipotesi ha permesso di "separare" il dimensionamento dell'elettrolizzatore da quello della fuel cell poiché – almeno in tale fase di design – il funzionamento dei due dispositivi può essere ritenuto non contemporaneo. Sulla base delle ipotesi e delle condizioni al contorno assunte, si è proceduto all'individuazione della taglia ottimale dell'elettrolizzatore, prendendo in considerazione tre diverse ipotesi di regolazione:

- a carico variabile (tra il valore di design – coincidente con la massima potenza elettrica in ingresso ed il minimo tecnico – coincidente con il 50% del carico elettrico di design);
- a carico costante – potenza elettrica massima;
- a carico costante – efficienza massima (corrispondente – in base alle curve di carico assunte – al minimo tecnico del dispositivo).

Tali strategie di regolazione sono state testate formulando diverse ipotesi sulla capacità di accumulo dei sistemi elettrochimici.

I risultati ottenuti attraverso la procedura di dimensionamento dell'elettrolizzatore sono stati quindi impiegati per il design della taglia ottimale della fuel cell. Nell'ipotesi di procedere al dimensionamento del sistema su base stagionale, è stata presa in considerazione la massa di idrogeno prodotta dall'elettrolizzatore nelle precedenti valutazioni. Il dimensionamento è stato condotto mediante un'analisi parametrica al variare della taglia di design della fuel cell nell'ipotesi (ritenuta cautelativa) di assenza di produzione dei pannelli fotovoltaici.

I risultati ottenuti hanno permesso di individuare come ottimali all'inserimento nel modello SAPIENTE (così come attualmente realizzato) un elettrolizzatore da 10.7 kW elettrici (nell'ipotesi di funzionamento a carico costante nel punto di massima efficienza) e una fuel cell da 4 kW elettrici. Il design così ottenuto è contestualmente in grado di operare con un profilo di accumulo giornaliero/settimanale mantenendo elevate prestazioni sia per quanto concerne il roundtrip che per quanto riguarda la copertura dei fabbisogni.

La procedura di design sviluppata, ha permesso pertanto di formulare le seguenti considerazioni conclusive:

- La potenza elettrica di design dell'elettrolizzatore è fortemente influenzata da diversi fattori, quali:
 - la strategia di regolazione: le simulazioni e le valutazioni svolte hanno permesso di individuare come più efficiente il funzionamento dell'elettrolizzatore a carico costante nel punto di massima efficienza; questo implica una potenza elettrica che può essere assorbita dall'elettrolizzatore virtualmente pari a circa il 50% del valore di design. In altre parole può risultare necessario il sovradimensionamento di tale dispositivo rispetto ai picchi di potenza elettrica di riferimento.
 - L'integrazione con batterie: la presenza di dispositivi di accumulo elettrochimico integrati con un elettrolizzatore, permette una sua più facile regolazione. Inoltre, le diverse ipotesi di dimensionamento svolte hanno permesso di osservare che la taglia ottimale dell'elettrolizzatore è inversamente proporzionale alla capacità della batteria ad esso integrata.
- La pressione di stoccaggio dell'idrogeno prodotto è un parametro che richiede valutazioni molto accurate. A tal proposito occorre sempre distinguere tra l'impiego di idrogeno come strategia di accumulo stagionale o giornaliera/settimanale. Nel primo caso, la rilevante quantità di idrogeno

prodotta rende necessaria la compressione anche fino ad alcune centinaia di bar. Nel caso giornaliero/settimanale, il quantitativo di idrogeno molto più contenuto può rendere possibile il suo stoccaggio in bombole ad idruri metallici alla stessa pressione di produzione dell'elettrolizzatore. In ogni caso, le simulazioni svolte hanno evidenziato che la quota parte di potenza elettrica necessaria alla compressione (ipotizzata da 15 bar fino a 200 bar) risulta pari a poco meno del 10% di quanto assorbito dall'elettrolizzatore.

- L'impiego di dispositivi di accumulo elettrochimico oltre che permettere una maggiore flessibilità di gestione del sistema ibrido, si rende necessario anche per sostenere variazioni molto rapide del carico richiesto o della produzione dei generatori rinnovabili non programmabili.
- Per quanto riguarda la fuel cell, le valutazioni svolte hanno permesso di comprendere che la scelta della taglia è fortemente dipendente dalla variabilità del carico elettrico da soddisfare. Le curve di prestazione di tali dispositivi mostrano infatti efficienze in rapida riduzione nel caso di funzionamento a carichi ridotti. Tale aspetto deve essere considerato nella scelta della taglia di design.

9 Riferimenti bibliografici

- [1] Zeng, K., & Zhang, D. (2010). Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, 36(3), 307-326.
- [2] Carmo, M., Fritz, D. L., Mergel, J., & Stolten, D. (2013). A comprehensive review on PEM water electrolysis. *International journal of hydrogen energy*, 38(12), 4901-4934.
- [3] Grigoriev, S. A., Kuleshov, N. V., Grigoriev, A. S., & Millet, P. (2015). Electrochemical Characterization of a High-Temperature Proton Exchange Membrane Fuel Cell Using Doped-Poly Benzimidazole as Solid Polymer Electrolyte. *Journal of Fuel Cell Science and Technology*, 12(3), 031004.
- [4] Ni, M., Leung, M. K., & Leung, D. Y. (2008). Technological development of hydrogen production by solid oxide electrolyzer cell (SOEC). *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(9), 2337-2354.
- [5] Sapountzi, F. M., Gracia, J. M., Fredriksson, H. O., & Niemantsverdriet, J. H. (2017). Electrocatalysts for the generation of hydrogen, oxygen and synthesis gas. *Progress in Energy and Combustion Science*, 58, 1-35.
- [6] Zeng, K., & Zhang, D. (2010). Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. *Progress in energy and combustion science*, 36(3), 307-326.
- [7] Ebbesen, S. D., Jensen, S. H., Hauch, A., & Mogensen, M. B. (2014). High temperature electrolysis in alkaline cells, solid proton conducting cells, and solid oxide cells. *Chemical reviews*, 114(21), 10697-10734.
- [8] Gahleitner, G. (2013). Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications. *international Journal of hydrogen energy*, 38(5), 2039-2061.
- [9] Giner ELX, <https://www.ginerelx.com/electrolyzer-stacks>.
- [10] McPhy, <https://mcphy.com/en/>.
- [11] Green hydrogen, <http://greenhydrogen.dk/wp-content/uploads/2019/11/HyProvideTM-P-Series.pdf>.
- [12] Ballard Power, <https://www.ballard.com/fuel-cell-solutions>.
- [13] Pragma Industries, <https://www.pragma-industries.com/hydrogen-fuel-cells>.
- [14] Horizon, <https://www.horizonfuelcell.com/fuel-cell-stacks>.
- [15] Nedstack, <https://nedstack.com/en>.
- [16] Ancona, M. A., Bianchi, M., Branchini, L., De Pascale, A., Melino, F., Peretto, A., ... & Scarponi, L. B. (2017). From solar to hydrogen: Preliminary experimental investigation on a small scale facility. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(33), 20979-20993.
- [17] Belvedere, B., Bianchi, M., Borghetti, A., De Pascale, A., Paolone, M., & Vecchi, R. (2013). Experimental analysis of a PEM fuel cell performance at variable load with anodic exhaust management optimization. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(1), 385-393.
- [18] Tremblay O, Dessaint L.A. Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications. *World Electric Vehicle Journal* 2009;3:289-98. ISSN 2032-6653.
- [19] Copetti, J. B., Lorenzo, E., & Chenlo, F. (1993). A general battery model for PV system simulation. *Progress in Photovoltaics: research and applications*, 1(4), 283-292.
- [20] Rodrigues, E. M. G., Godina, R., & Catalão, J. P. S. (2017). Modelling electrochemical energy storage devices in insular power network applications supported on real data. *Applied energy*, 188, 315-329.
- [21] Batteria: Sony US18650VTC6 3000 mAh, [https://lygte-info.dk/review/batteries2012/Sony%20US18650VTC6%203000mAh%20\(Green\)%20UK.html](https://lygte-info.dk/review/batteries2012/Sony%20US18650VTC6%203000mAh%20(Green)%20UK.html)
- [22] Ni, M., Leung, M. K., & Leung, D. Y. (2008). Energy and exergy analysis of hydrogen production by a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer plant. *Energy conversion and management*, 49(10), 2748-2756.
- [23] Santarelli, M., Medina, P., & Cali, M. (2009). Fitting regression model and experimental validation for a high-pressure PEM electrolyzer. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(6), 2519-2530.
- [24] Villalva, M. G., Gazoli, J. R., & Ruppert Filho, E. (2009). Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on power electronics*, 24(5), 1198-1208.

- [25] Mann, R. F., Amphlett, J. C., Hooper, M. A., Jensen, H. M., Peppley, B. A., & Roberge, P. R. (2000). Development and application of a generalised steady-state electrochemical model for a PEM fuel cell. *Journal of power sources*, 86(1-2), 173-180.
- [26] B. Di Pietra, A. Pannicelli, S. Piccinelli, A. Ciappa, F. Monteleone, C. Bommarito, G. Di Sarra, G. Pace, “Progettazione di soluzioni impiantistiche ibride per gli edifici a potenza zero”, 2017.
- [27] Saba, S. M., Müller, M., Robinius, M., & Stolten, D. (2018). The investment costs of electrolysis—a comparison of cost studies from the past 30 years. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(3), 1209-1223.
- [28] Bloomberg, Beroe Cost Model, Cost Projection of the State of the Art Lithium-Ion Batteries (Gert Berckmans).

10 Nomenclatura

Simboli

A	Ampiezza della zona esponenziale della batteria [V]
B	Costante temporale inversa [Ah^{-1}]
C	Capacità [Ah]
<i>e</i>	Errore [%]
<i>E</i>	Potenziale [V]
<i>F</i>	Costante di Faraday [C/mol]
<i>G</i>	Radiazione solare [W/m^2]
<i>G</i>	Energia libera di Gibbs specifica [kJ/kmol]
H	Entalpia [kJ]
<i>i</i>	Corrente elettrica [A]
<i>i'</i>	Corrente filtrata [A]
<i>J</i>	Densità di corrente elettrica [A/cm^2]
K	Costante di polarizzazione [V/Ah]
LHV	Lower Heating Value [kJ/kg]
<i>m</i>	Massa [kg]
<i>n</i>	Portata molare [mol/s]
<i>p</i>	Pressione [bar]
P	Potenza [W]
<i>q</i>	Carica di un elettrone [C]
Q	Capacità batteria [Ah]
R	Resistenza [Ω]
<i>s</i>	Entropia specifica [J/molK]
S	Entropia [kJ/K]
T	Temperatura [$^{\circ}\text{C}$]
V	Tensione [V]
Z	Numero di valenza degli ioni [-]

Lettere greche

Δ	Differenza
η	Efficienza [-]

Pedici ed apici

a	Anodo
acc	Accumulo
act	Attivazione
batt	Batteria
c	Catodo
cell	Cella
ch	Carica
d	Diodo
el	Elettrico
exp	Esponenziale/Sperimentale
in	Input
max	Massimo
min	Minimo
nom	Nominale

OC	Open circuit
ohm	Ohmico
p	Parallelo
rev	Reversibile
RR	Radiazione solare
s	Serie
sc	Corto-circuito
tn	Termo-neutro

Acronimi

AC	Alternating current
AEM	Anion Exchange Membrane
AFC	Alcaline Fuel Cell
AM	Amplitude modulation
BASE	Beta Alumina Solid Electrolyte
DC	Direct current
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
PEFC	Polymer Electrolyte Fuel Cell
PEM	Proton Exchange Membrane
PV	Fotovoltaico
PWM	Pulse width modulation
SOC	State of Charge
SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cell
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
STC	Standard test conditions
YSZ	Yttria Stabilized Zirconia

11 Indice delle figure

Figura 1 – Reazioni principali degli elettrolizzatori di tipo alcalino, a membrana polimerica e ad ossidi solidi.	9
Figura 2 – Termodinamica della reazione di elettrolisi dell’acqua a pressione ambiente [7].....	12
Figura 3 – Elettrolizzatore PEM prodotto dall’azienda Giner ELX [9].....	14
Figura 4 – Elettrolizzatori di taglia medio-piccola.	15
Figura 5 – Elettrolizzatori di grande taglia.....	16
Figura 6 – Elettrolizzatore PEM prodotto dall’azienda Green hydrogen.	17
Figura 7 – Principio di funzionamento di una fuel cell.	18
Figura 8 – Classificazione delle fuel cells: principi di funzionamento.	19
Figura 9 – Schema operativo di una AFC.....	20
Figura 10 – Schema operativo di una PAFC.....	21
Figura 11 – Schema operativo di una SOFC.....	22
Figura 12 – Schema operativo di una MCFC.....	23
Figura 13 – Schema operativo di una PEMFC.....	24
Figura 14 – Schema operativo di una DMFC.	25
Figura 15 – Andamento della potenza elettrica generata per le diverse tipologie di fuel cell presentate.....	26
Figura 16 – Andamento della temperatura operativa per le diverse tipologie di fuel cell presentate.....	27
Figura 17 – Fuel cell di tecnologia PEM prodotta dall’azienda Ballard Power.	28
Figura 18 – Fuel cell di tecnologia PEM prodotta dall’azienda Pragma Industries.	29
Figura 19 – Fuel cell di tecnologia PEM prodotta dall’azienda Horizon (in figura è riportato il modello H-1000).....	30
Figura 20 – Modello FCS 7-XXL di fuel cell di tecnologia PEM prodotto dall’azienda Nedstack.	31
Figura 21 - Modello FCS 10-XXL di fuel cell di tecnologia PEM prodotto dall’azienda Nedstack.....	31
Figura 22 - Modello FCS 13-XXL di fuel cell di tecnologia PEM prodotto dall’azienda Nedstack.....	31
Figura 23 - Layout della microrete di generazione ed accumulo di idrogeno da generazione rinnovabile non programmabile	33
Figura 24 – Componenti ed attrezzature del Laboratorio di Microreti di Generazione ed Accumulo dell’Alma Mater Studiorum – Università di Bologna.....	34
Figura 25 – Tipica curva di scarica di una batteria.	35
Figura 26 – Efficienza del processo di carica in funzione del SOC per diversi valori della corrente elettrica in input.	37
Figura 27 - Confronto tra i dati sperimentali (in nero) ed i valori calcolati da modello (in rosso): a) processo di scarica; b) processo di carica.	38
Figura 28 – Circuito equivalente del modello di Rint.	38
Figura 29 – Curva tensione-capacità della batteria sperimentale considerata nello studio [21].	39
Figura 30 – Confronto tra dati sperimentali (punti) e valori calcolati attraverso il modello (linea piena).	40
Figura 31 – Curva di polarizzazione: con i punti i dati sperimentali, con la linea rossa i valori ottenuti attraverso il modello.	42
Figura 32 – Individuazione del punto di design dell’elettrolizzatore sulle caratteristiche di tensione e rendimento.....	43
Figura 33 – Efficienza dell’elettrolizzatore normalizzata in funzione della potenza normalizzata.	43
Figura 34 – Circuito elettrico equivalente di un pannello solare.	44
Figura 35 – Corrente elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici in funzione della tensione di cella: in nero i valori sperimentali, in rosso i valori calcolati da modello. Le curve I-V con fissata temperatura di cella sono indicate con linea tratteggiata.....	46
Figura 36 - Rendimento della fuel cell in funzione della potenza generata.....	48
Figura 37 – Curva adimensionale di prestazione di una fuel cell	49
Figura 38 - Consumo di idrogeno normalizzato in funzione della potenza normalizzata	49

Figura 39 – Sistemi valutati dalla routine di calcolo per il design ottimizzato	50
Figura 40 – Flow chart della routine di calcolo per il design ottimizzato	51
Figura 41 – a) Rendimento adimensionale in funzione della potenza adimensionale; b) produzione di idrogeno adimensionale in funzione della potenza adimensionale.....	52
Figura 42 – a) Rendimento adimensionale in funzione della potenza adimensionale; b) consumo di idrogeno adimensionale in funzione della potenza adimensionale.	52
Figura 43 – Flow chart nel caso di dimensionamento dell’elettrolizzatore con batteria.....	54
Figura 44 – Flow chart della strategia di accumulo nel caso di dimensionamento dell’elettrolizzatore senza batteria.	55
Figura 45 – Schema del modello S.A.P.I.E.N.T.E. installato presso il Centro ENEA della Casaccia [26]	56
Figura 46 – Architettura aggiornata dell’impianto realizzato presso il Centro ENEA di Casaccia	57
Figura 47 – Potenza elettrica da PV nel periodo di riferimento.....	58
Figura 48 – Potenza elettrica richiesta dalla pompa di calore	58
Figura 49 – Energia elettrica da PV immessa in rete in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 1a) .	60
Figura 50 – Produzione totale di idrogeno in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 1a)	60
Figura 51 –Rendimento di accumulo in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 1a).....	61
Figura 52 – Ore equivalenti in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 1a).....	62
Figura 53 – Energia elettrica da PV immessa in rete in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 1b) .	62
Figura 54 – Produzione totale di idrogeno in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 1b)	63
Figura 55 – Rendimento di accumulo in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 1b).....	63
Figura 56 – Ore equivalenti in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 1b)	64
Figura 57 – Energia elettrica da PV immessa in rete in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 1c) .	65
Figura 58 – Produzione totale di idrogeno in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 1c)	65
Figura 59 – Rendimento di accumulo in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 1c)	66
Figura 60 – Ore equivalenti in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 1c).....	66
Figura 61 – Energia elettrica da PV immessa in rete in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 2a) .	67
Figura 62 – Produzione totale di idrogeno in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 2a) .	68
Figura 63 – Rendimento di accumulo in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 2a) .	68
Figura 64 – Ore equivalenti in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 2a).....	69
Figura 65 – Energia elettrica da PV immessa in rete in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 2b) .	70
Figura 66 – Produzione totale di idrogeno in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 2b).....	70
Figura 67 – Rendimento di accumulo in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 2b).....	71
Figura 68 – Ore equivalenti in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 2b) .	71
Figura 69 – Energia elettrica da PV immessa in rete in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 2c) .	72
Figura 70 – Produzione totale di idrogeno in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 2c) .	73
Figura 71 – Rendimento di accumulo in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 2c) .	73
Figura 72 – Ore equivalenti in funzione della taglia dell’elettrolizzatore (Caso 2c).....	74
Figura 73 – Potenza elettrica di design ottimale dell’elettrolizzatore in funzione della capacità della batteria.	75
Figura 74 – Produzione totale di idrogeno in funzione della capacità della batteria.....	75
Figura 75 – Rendimento di accumulo in funzione della capacità della batteria.	76
Figura 76 – Ore equivalenti di funzionamento in funzione della taglia della batteria.....	76
Figura 77 - Stato di carica della batteria (Caso 2a).....	77
Figura 78 – Potenza elettrica da PV immessa in rete (Caso 2a)	78
Figura 79 – Stato di carica della batteria (Caso 2b).....	78
Figura 80 - Potenza elettrica da PV immessa in rete (Caso 2b).....	79
Figura 81 - Stato di carica della batteria (Caso 2c)	79
Figura 82 - Potenza elettrica da PV immessa in rete (Caso 2c)	80
Figura 83 – Volume dell’idrogeno in funzione della pressione di stoccaggio per una massa pari a 86.2 kg (Caso 2a) e pari ai 94.8 kg (Caso 2c)	82

Figura 84 – Lavoro specifico di compressione in funzione della pressione di stoccaggio (riferimento: pressione di produzione dell'idrogeno: 15 bar)	83
Figura 85 – Fuel cell da 4 kW: potenza elettrica prodotta in una giornata (Caso 2a)	84
Figura 86 - Fuel cell da 6kW: potenza elettrica prodotta in una giornata (Caso 2a).....	84
Figura 87 - Fuel cell da 8 kW: potenza elettrica prodotta in una giornata (Caso 2a).....	85
Figura 88 – Fuel cell da 10 kW: potenza elettrica prodotta in una giornata (Caso 2a)	85
Figura 89 – Rendimento istantaneo per le diverse fuel cell analizzate (Caso 2a)	86
Figura 90 – Consumo istantaneo di idrogeno per le diverse fuel cell analizzate (Caso 2a)	86
Figura 91 – Profilo di funzionamento della fuel cell per il Caso 2a e il Caso 2c	88
Figura 92 – Potenza elettrica da fotovoltaico (ref.: prima settimana di gennaio)	89
Figura 93 – Potenza elettrica richiesta dalla pompa di calore	89
Figura 94 – Potenza elettrica richiesta e prodotta nella settimana di riferimento (Caso 2a)	91
Figura 95 – Stato di carica della batteria nella settimana di riferimento (Caso 2a).....	91
Figura 96 – Tempo di funzionamento dell'elettrolizzatore e della fuel cell nella settimana di riferimento (Caso 2a)	92
Figura 97 – Accumulo di idrogeno nella settimana di riferimento (Caso 2a).....	92
Figura 98 – Potenza elettrica richiesta e prodotta nella settimana di riferimento (Caso 2c)	93
Figura 99 – Stato di carica della batteria nella settimana di riferimento (Caso 2c)	94
Figura 100 – Tempo di funzionamento dell'elettrolizzatore e della fuel cell nella settimana di riferimento (Caso 2c)	94
Figura 101 – Accumulo di idrogeno nella settimana di riferimento (Caso 2c).....	95

12 Indice delle tabelle

Tabella 1 – Caratteristiche delle principali tecnologie di elettrolisi [5].	11
Tabella 2 – Caratteristiche principali degli elettrolizzatori di taglia medio-piccola.	15
Tabella 3 – Specifiche tecniche degli elettrolizzatori di grande taglia.	16
Tabella 4 – Caratteristiche principali degli elettrolizzatori prodotti dall’azienda.	17
Tabella 5 – Caratteristiche principali delle diverse tecnologie di fuel cell.	25
Tabella 6 – Confronto delle caratteristiche delle diverse tecnologie di fuel cell.	26
Tabella 7 - Caratteristiche principali delle fuel cell prodotte dall’azienda Pragma Industries.	29
Tabella 8 – Caratteristiche principali delle fuel cell prodotte dall’azienda Horizon.	30
Tabella 9 - Caratteristiche principali delle fuel cell prodotte dall’azienda Nedstack.	31
Tabella 10 – Risultati della calibrazione calcolati per le batterie sperimentali considerate.	38
Tabella 11 – Specifiche tecniche dei pannelli solari sperimentali [16].	45
Tabella 12 – Parametri tecnici dei pannelli solari sperimentali considerati, calcolati attraverso il modello matematico presentato in condizioni STC.	46
Tabella 13 – Confronto tra i casi di design dell’elettrolizzatore.	80
Tabella 14 – Grandezze totali per le diverse taglie di fuel cell analizzate (Caso 2a).	87
Tabella 15 - Grandezze totali per le diverse taglie di fuel cell analizzate (Caso 2c).	87

13 Curriculum del gruppo di lavoro

Il gruppo di lavoro del Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Alma Mater Studiorum – Università di Bologna che ha partecipato alla presente ricerca è composto da: Prof. Francesco Melino (responsabile scientifico dell'attività), dal Prof. Andrea De Pascale (membro del gruppo di lavoro), dall'Ing. Lisa Branchini (membro del gruppo di lavoro), dall'Ing. Maria Alessandra Ancona (membro del gruppo di lavoro) e dall'Ing. Francesco Catena (membro del gruppo di lavoro).

In breve:

Francesco Melino, Professore Associato di Macchine a Fluido (ING/IND08) responsabile del Laboratorio di Microreti di Generazione ed Accumulo dell'Università di Bologna, Vicedirettore del Centro Interdipartimentale di Ricerca Industriale su Fonti Rinnovabili, Ambiente, Mare ed Energia (CIRI-FRAME) dell'Università di Bologna e Chair dell'Industrial & Cogeneration Committee dell'American Society of Mechanical Engineering (ASME). Autore di oltre cento pubblicazioni scientifiche prevalentemente su riviste e congressi internazionali, svolge attività di ricerca sui temi delle reti complesse di trasporto dell'energia elettrica, termica frigorifera e del combustibile.

Andrea De Pascale, Professore Associato di Macchine a Fluido (ING/IND08), responsabile del Laboratorio di Tecnologie di Micro-Generazione del Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università di Bologna. Vice Direttore del Corso di Dottorato In Meccanica e Scienze Avanzate dell'Ingegneria. Autore di oltre 100 pubblicazioni scientifiche, prevalentemente su riviste e congressi internazionali, svolge attività di ricerca sui temi del recupero energetico di cascami termici a bassa entalpia.

Lisa Branchini, Ricercatrice Macchine a Fluido (ING/IND08), svolge attività di ricerca – sia analitica che sperimentale – nel settore dei sistemi microcogenerativi innovativi oltre che nel campo dell'integrazione tra generatori rinnovabili e dispositivi di accumulo dell'energia elettrica e termica. Autrice di oltre 50 pubblicazioni scientifiche, prevalentemente su riviste e congressi internazionali.

Maria Alessandra Ancona, Assegnista Senior, svolge attività di ricerca nel campo delle smart grid con particolare riferimento ai metodi e alle strategie di integrazione tra sistemi di accumulo dell'energia e generatori elettrici e termici rinnovabili non programmabili. Autrice di oltre 30 pubblicazioni scientifiche, prevalentemente su riviste e congressi internazionali.

Francesco Catena, Dottorando di Ricerca, svolge attività di ricerca nel campo dei sistemi di Power-To-Gas e Power-To-Liquid con particolare riferimento ai sistemi di produzione del metano sintetico.

14 Appendice A

14.1 Green hydrogen



GREENHYDROGEN

HyProvide™ P-Series

Non-ATEX, lightweight and easy-to-handle kW-scale electrolysis solutions

The HyProvide P-Series is a compact, standardised and modular kW-scale electrolysis solution developed to help the green energy market move towards a fossil-free future.

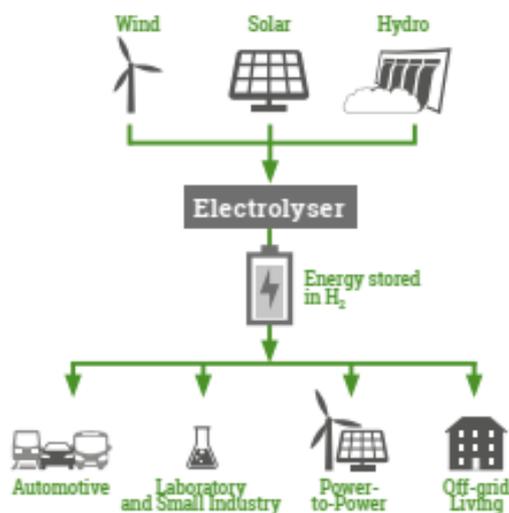


-  Automotive
-  Laboratory and Small Industry
-  Power-to-Power
-  Off-grid Living

Green hydrogen made from green energy

The HyProvide™ P-Series meets emerging needs for high-efficiency PEM electrolysis. Designed specifically for green energy applications – including laboratories, power-to-power, off-grid living and hydrogen refuelling stations (HRS) – this modular kW-scale PEM solution delivers the performance and low TCO your operation needs to thrive.

Each HyProvide™ P-Series unit is a complete, modular electrolyser solution that includes everything you need – fully configured, pre-tested, and ready to deploy and power up. If you need the hydrogen to be extra dry, we also offer a matching HyDry solution – that dries the hydrogen and delivers it up to a -70°C DEW point.



How we minimize TCO

- Standardized modular systems for lower production costs
- Pre-tested turnkey systems
- Quick on-site installation
- High efficiency for minimal power consumption
- Low operating costs – low service needs
- Remote accessible for system control and diagnostics
- Long system lifetime and high availability

Major benefits

Easily accessible PEM electrolyser – proven and easy to install, operate and service

- High-efficiency stack
- High output pressure – up to 50 bar
- Optimized flow system in BOP
- Unique dynamic range (25–100%)
- Fast power up/down
- Designed for long lifetime – stack can be refurbished
- Designed to minimize total cost of ownership
- Electrolyser surroundings are non-ATEX

Modular and compact

- Delivered as 1 Nm³ H₂/hour building blocks – pre-tested and ready for power-up
- For larger capacity requirements, multiple HyProvide™ modules connect in parallel
- Stand-alone for in-building/plant-floor installations, or fitted in 10 ft. containers
- Easy installation – no significant site preparation required
- Cables, pipes and hoses all connect at the back
- Minimal footprint – 60 x 60 cm for 2 kg. H₂ daily production

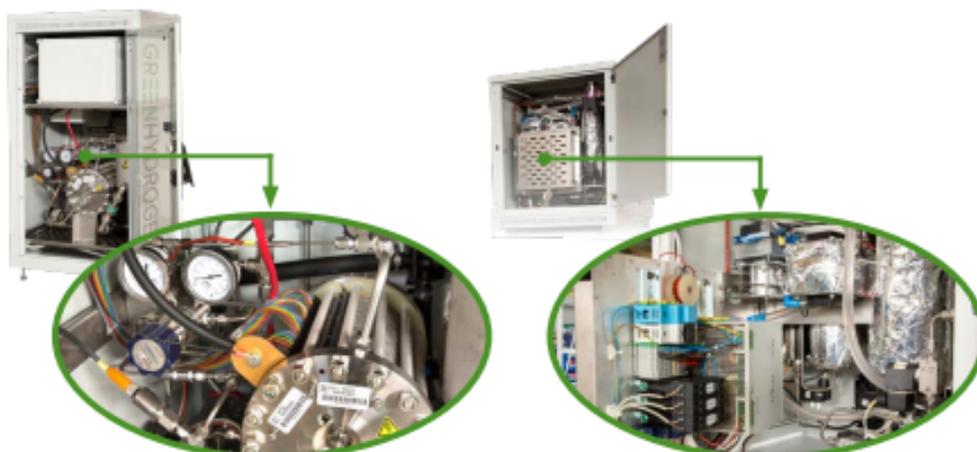
Versatile solution for many applications

HyProvide P-Series electrolysers can be supplied as single units – such as for on-site hydrogen generation in a power-to-power solution for a private home, or for use in a university laboratory – or as multiple units that comprise a 10–25 kW-scale solution for forklift refuelling stations and other larger-scale applications. Each unit comprises an individual building block that includes its own controller, and any number of units can be connected in parallel to supply up to

5 Nm³ H₂/hour of capacity for redundant systems, for example.

The HyProvide P-Series is suitable for a wide range of applications – almost anywhere, in fact, where clean, green hydrogen is needed.

A 2 Nm³ version, a rack-mounted version and a direct DC version are currently in development.



To learn more, visit GreenHydrogen.dk or contact sales on +45 7550 3500 or at sales@greenhydrogen.dk

HyDry™ advanced self regeneration dryer – designed for the HyProvide P-Series

- Is placed on top of HyProvide units to save space – matching design
- Designed to work effectively with HyProvide via intelligent interface and SW
- Long lifetime and low power consumption
- Fully automatic operation

Easy maintenance and service

- Modbus TCP/IP interface lets you manage and operate complete HyProvide and HyDry system via a single interface
- Components are easily accessible for service from all sides of the system
- IonExchange filter in HyProvide unit is easy to access for changing

Supplied with standard 230 VAC or 400 VAC power connections. Option to connect directly to DC power from PV/Wind Turbine to improve efficiency.

Technical specifications

HyProvide P1:	
H ₂ Production rate [Nm ³ /hour]	1.0
H ₂ pressure [bar]	15-50
H ₂ purity [%]	>99.995
Dynamics [%]	25-100
Waste heat (process cooling requirement) [kW]	1.3
Power [kW]	4.95
AC voltage [V AC]	230/400
DC voltage [V DC]	48
Water quality [µS/cm (ASTM Type II)]	<2
Communications and control	
Communications interface type	Direct TCP/IP Ethernet
Remote system control	Browser interface → MOD-bus via TCP/IP
HyDry T1-70 HyDry T1-30	
H ₂ Drying capacity [Nm ³ /hour]	0-1
H ₂ consumption for regeneration of dryer column [%]	1-2
H ₂ dewpoint	< -70 < -30
Power max [kW]	0.4
Environment	
Location	Indoor/container
Ambient humidity [%RH, non-condensing]	0-90
Ambient temperature [°C]	+2→+40
Electrolyser enclosure	
Dimensions [mm (WxDxH)]	600x600x1100
Weight [kg]	130
Dryer enclosure	
Dimensions [mm (WxDxH)]	600x500x630
Weight [kg]	45
Approvals / Conformity	CE
Standards	Hydrogen generators (ISO 22734-1) EMC directive (2004/108/EC) Low voltage directive (2006/95/EC) Machine directive (2006/42/EC) PED directive (2014/68/EC)

About GreenHydrogen

GreenHydrogen has been supplying advanced electrolysers since 2007. We work closely with leading technology partners, universities, energy authorities and policymakers. We have spent more than 100 man-years on R&D, and participated in numerous publicly funded electrolyser demo projects in Denmark and other parts of Europe.

Our electrolysers have been tested in power-to-power installations (e.g., mobile base stations in remote/off-grid locations), as on-site hydrogen generators at hydrogen fueling stations, and in power-to-gas applications. In 2018, our electrolysers will be installed as part of a methanation solution, a solar-powered hydrogen refueling station, a power-to-power solution that enables apartments to go off grid using solar power, and a solution where wind-generated electricity is used to produce hydrogen for resale.

GREENHYDROGEN

Platinvej 29B | 6000 Kolding | Denmark | Phone: +45 75 50 35 00 | Mail: sales@greenhydrogen.dk | www.greenhydrogen.com

15 Appendice B

15.1 Ballard Power

BALLARD®

PUTTING FUEL CELLS TO WORK

FC[®]veloCity[®]-MD

Fuel Cell Power Module for Heavy Duty Motive Applications

Description

Ballard's 30kW FC[®]veloCity[®]-MD module was developed for use in zero-emission, battery dominant hybrid, heavy duty motive applications. The hydrogen fuelled power module is sized for smaller transit vehicles, and offers a low risk, versatile and easy installation solution for system integrators, with a design based on many years of transit experience, and backed by Ballard's unmatched expertise and experience.



Features

High Performance – robust PEM fuel cells deliver the route flexibility, range, gradeability and top speeds demanded by transit operators.

Flexible Integration – modular design with separate air sub-system enables flexible integration of components into the vehicle drive train and easy access for enhanced serviceability. The coolant pump is also included in the scope of supply.

High Temperature Operation – permits a smaller cooling package for integration flexibility and generates HVAC heating, significantly improving overall vehicle fuel economy.

High Pressure System – offers better performance, fuel efficiency and durability by preventing degradation of the fuel cell power module.

Fuel Efficiency – two to three times more efficient than CNG/diesel engines, fuel cell buses reduce overall fuel consumption.

Remote Diagnostics – wireless or direct connection provides access to performance data anytime on the road as well as in the service bay, enabling anticipation of required maintenance.

Proven Reliability & Durability – demonstrated through exceptional bus availability and fuel cell module lifetime, with >20,000 hours of operation of a fuel cell power module in the field without failure.

Safety features – Integrated safety system with ventilation fans, H₂ sensors, and smoke detectors built into the module to ensure highest safety and ease of installation.

System Integration Flexibility – collaborating closely with the system integrator, Ballard supports the integration of a variety of drive systems to optimize the transit application.

Zero-emission – PEM fuel cell power module to meet the mandates set by policy makers to reduce transportation emissions.

Humidification – integrated humidification system is maintenance free and provides maximum system performance and durability through a wide range of environmental conditions.

Specifications and descriptions in this document were in effect at the time of publication. Ballard Power Systems, Inc. reserves the right to change specifications, product appearance or to discontinue products at any time. (06/2016) SPCS105678-0A

Ballard Power Systems, Inc.
9000 Glenlyon Parkway
Burnaby, British Columbia
Canada, V5J 5J8

TEL: (+1) 604.454.0900
FAX: (+1) 604.412.4700
www.ballard.com

BALLARD®, Ballard®, Powered by Ballard®, FCgen® and FCveloCity® are trademarks of Ballard Power Systems Inc.

BALLARD®

PUTTING FUEL CELLS TO WORK

FCveloCity®-MD

PRELIMINARY PRODUCT SPECIFICATIONS

Technology	Fuel cell	Proton exchange membrane
Performance	Rated net power	30 kW
	Operating DC voltage range	85 - 180V
	Current	0-300 A
Physical	Dimensions (l x w x h)	900 x 480 x 375 mm ¹
	Weight	125 kg (fuel cell module)
Fuel	Type	Gaseous hydrogen
	Composition	As per SAE specification J2719
Operation	Oxidant	Air
	Stack coolant	50/50 pure ethylene glycol and deionized water WEG 60° to 70°C
	Fuel supply pressure	8 barg nominal
	Fuel flow rate	0.7 g/s maximum
Safety Compliance	Design Standards	ISO 6469-2:2009 ² , ISO 6469-3:2009 ² and ISO 23273:2013 ²
	Enclosure	IP55
Monitoring	Control interface	CANbus
Emissions	Exhaust	Zero-emissions (no PM, NOx, SOx, CO or CO ₂)
	Sound level	Less than 75 dBA

Options

Freeze protection
Ground fault monitor

¹ Freeze protection option adds 60mm in all dimensions

² Specific clauses within each standards

Sub-system

The FCveloCity®-MD includes a separate air-sub systems for simplified and flexible integration into the electric drive system. The air sub-system delivers air at a prescribed flow rate to the fuel cell stack to support the electrochemical reaction. Sub-system includes motor, controller, air compressor and a mass flow sensor.

15.2 Nedstack

PRODUCT DATA SHEET

Version: November 2019

**NEDSTACK FCS 10-XXL
PEM FUEL CELL STACK**



SPECIFICATIONS

Electrical - Beginning of Life

Rated power : 10.6 kWe @ 230 A
Power at lower current : see graph

Mechanical

Weight : 35 kg (approx)
Size : 499(l)x196(w)x288(h) mm
Cell count : 75

Hydrogen

Humidification : ≥ 50% RH at 62 °C at inlet (75% recommended)
Purity (dry) : Grade ≥ 2.5 (max: CO 0.2ppm, CO2 0.5vol%, total sulphur 4ppb, formaldehyde 0.01ppm, formic acid 0.2ppm, ammonia 0.1ppm, total halogenated compounds 0.05ppm, particles 1µg/Nl. Hydrogen specification adapted from ISO 14687-2:2008)
Pressure drop : < 0.05 bar at full power
Pressure level : 0.15 - 0.3 barg
Stoichiometry : 1.25 - 1.50 for H₂, minimum flow = 56 Nl/min
Max H₂ consumption : 120 Nl/min at full power

Air

Filtered
Humidification : 75% RH at 62 °C
Purity : instrument air quality (max: CO 25ppm, Sulphur 0.01ppm, nitrogen dioxide 0.3ppm, ammonia 0.1ppm, particles 1µg/Nl)
Pressure level : Ambient (no backpressure allowed)
Pressure drop : < 0.12 bar at max power
Stoichiometry : ≥ 2.0, minimum flow = 105 Nl/min
Max air required : 572 Nl/min at full power

MEA

Pressure difference <0.3 bar

Emissions

Noise : 0
Water production : 0.5 kWh_w(approx.)
H₂ respiration : 60 ml/min (max)

PRODUCT DATA SHEET – NEDSTACK FCS 10-XXL

Cooling

Nominal temperature	: 65 °C
Max temperature	: 70 °C
Capacity	: < 10 kW _{th} at full power
Medium	: de-mineralized water or BASF glycantine FC G20
Purity	: conductivity < 10 μS.cm ⁻¹
Pressure difference	: < 0.15 bar (DI water) or < 0.45 bar for glycantine
Operating window	: ΔT < 5K

Note that proper material selection in the tempering device is important to avoid release of ions into the coolant.

Connectors

Coolant	<i>Standard</i>	: Nedstack quick coupling (male)
	<i>Optional</i>	: quick coupling (female)
Hydrogen	<i>Standard</i>	: Nedstack quick coupling (male)
	<i>Optional</i>	: quick coupling (female)
Air	<i>Standard</i>	: Nedstack quick coupling (male)
	<i>Optional</i>	: quick coupling (female)
Current		: Busbar with 10.5 mm hole (2x)
Cell voltage connector		: M12 connector (2x)

Appearance Impression



Nedstack
fuel cell technology B.V.

Westervoortsedijk 73
6827 AV ARNHEM
P.O. Box 5167
6802 ED ARNHEM
The Netherlands
Phone +31 (0)26 319 7600
Fax +31 (0)26 319 7601
E-mail info@nedstack.com
Trade Register Arnhem
nr. 09102161
www.nedstack.com

PRODUCT DATA SHEET – NEDSTACK FCS 10-XXL



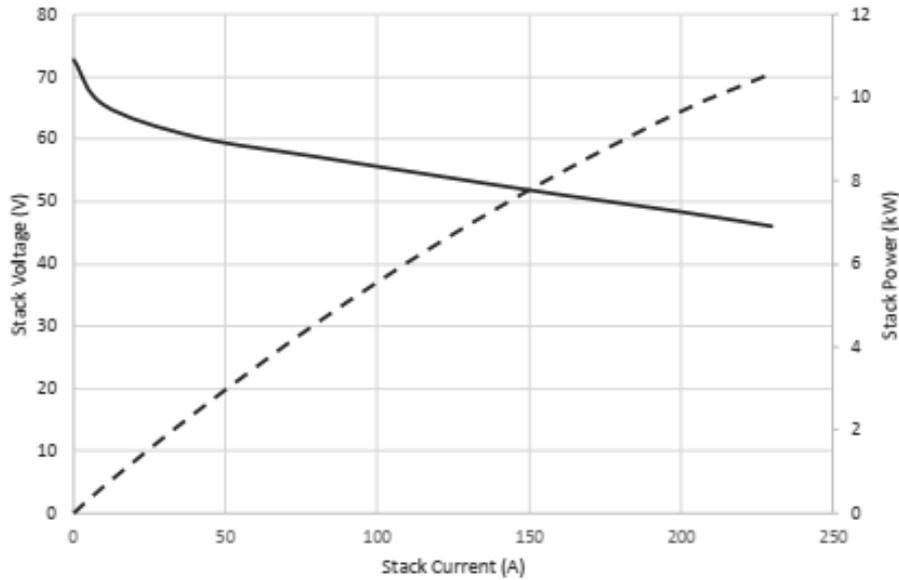
Electrical specifications

Beginning of Life stack performance data under standard conditions:

Stack temperature = 62 °C, Ambient pressure

Hydrogen: stoichiometry = 1.25; minimum hydrogen flow = 56 Nl/min; RH = 75%.

Air: stoichiometry = 2.0; minimum air flow = 105 Nl/min; RH = 75%



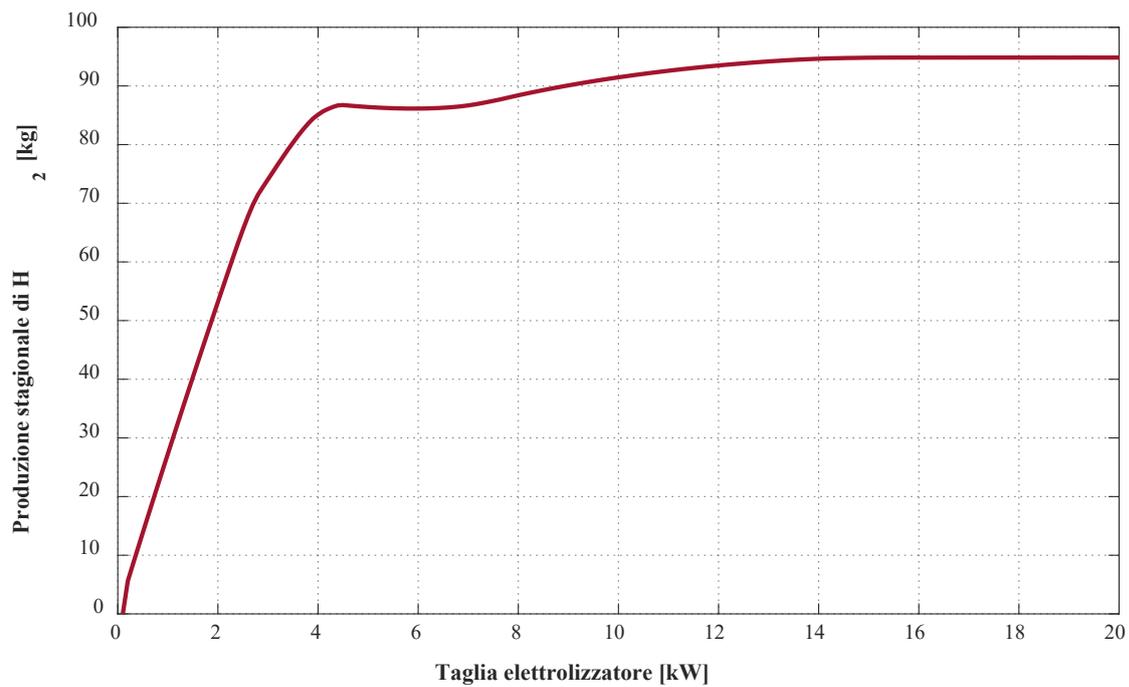
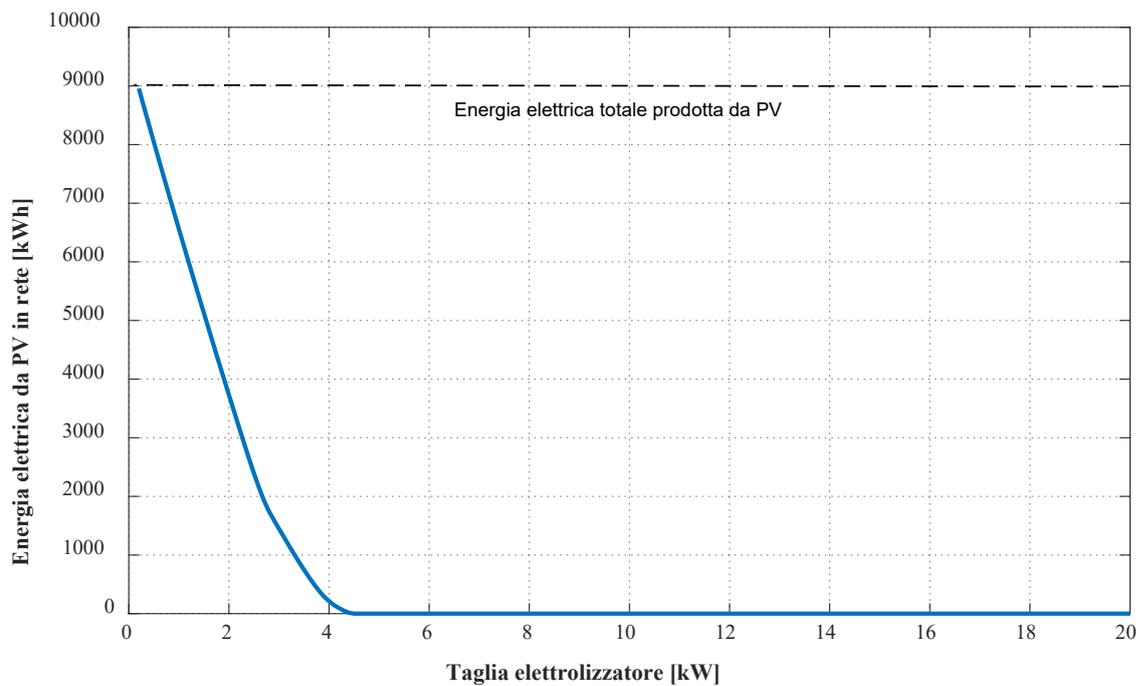
Current (A)	0	40	80	120	160	200	230
Stack Voltage (V)	72.8	60.5	57.2	54.2	51.2	48.4	46.1
Stack Power (kW)	0.0	2.4	4.6	6.5	8.2	9.7	10.6

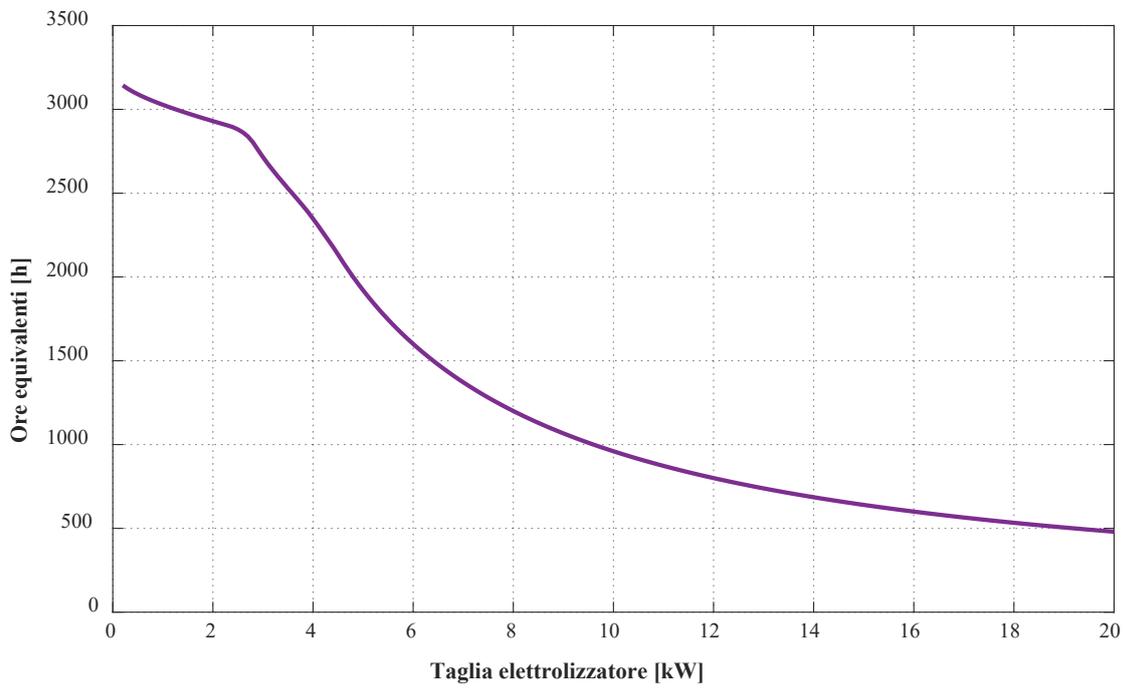
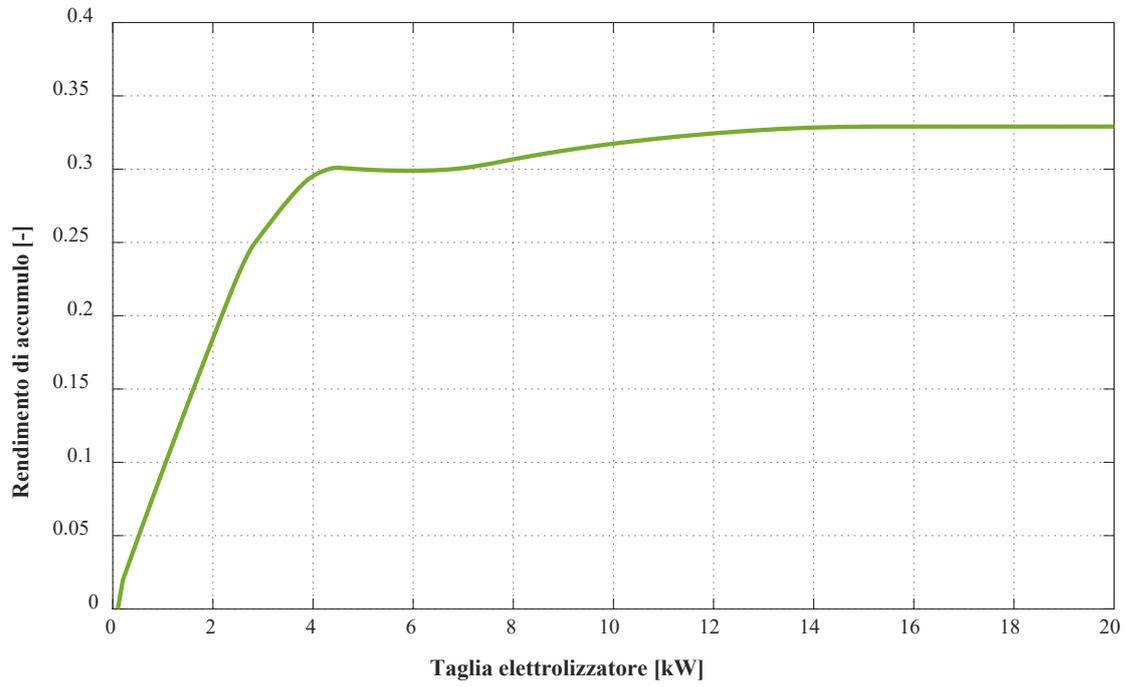
Nedstack
 fuel cell technology B.V.
 Westervoortsedijk 73
 6827 AV ARNHEM
 P.O. Box 5167
 6802 ED ARNHEM
 The Netherlands
 Phone +31 (0)26 319 7600
 Fax +31 (0)26 319 7601
 E-mail info@nedstack.com
 Trade Register Arnhem
 nr. 09102161
www.nedstack.com

16 Appendice C

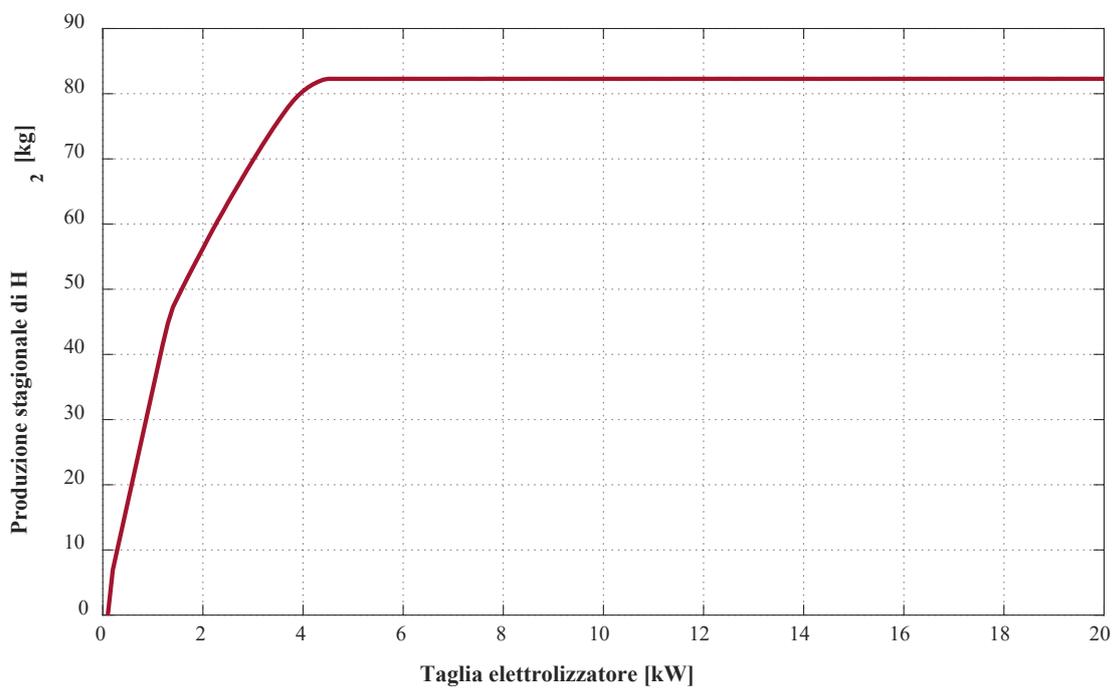
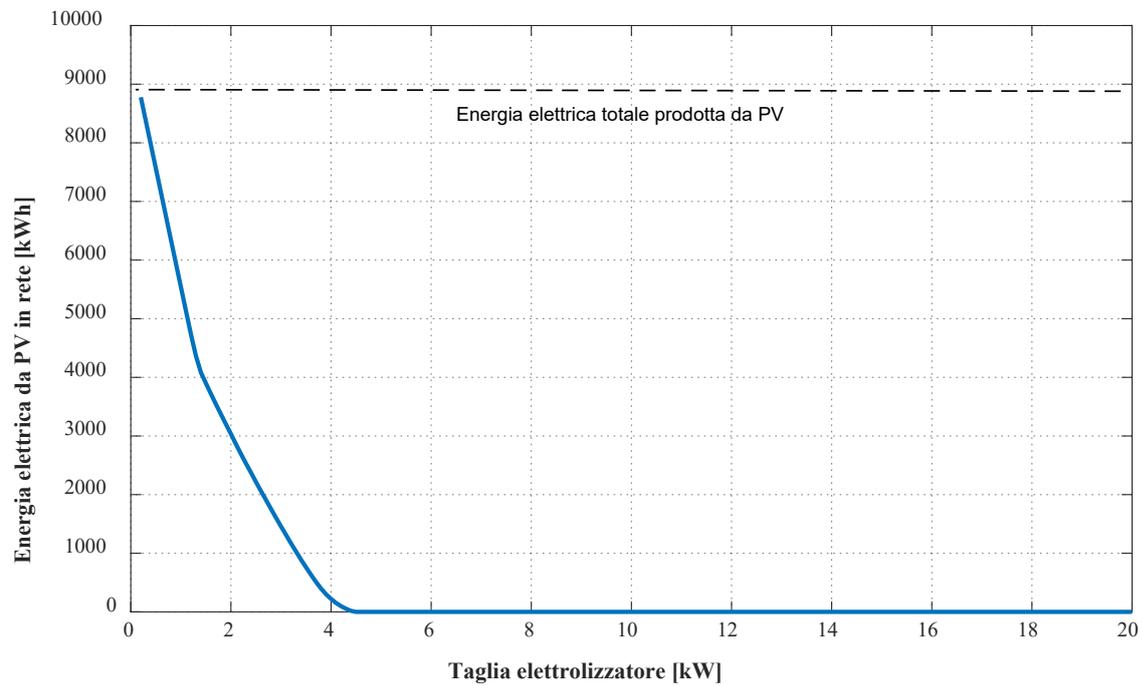
16.1 Design con batteria di capacità pari a 26 kWh (Caso 3)

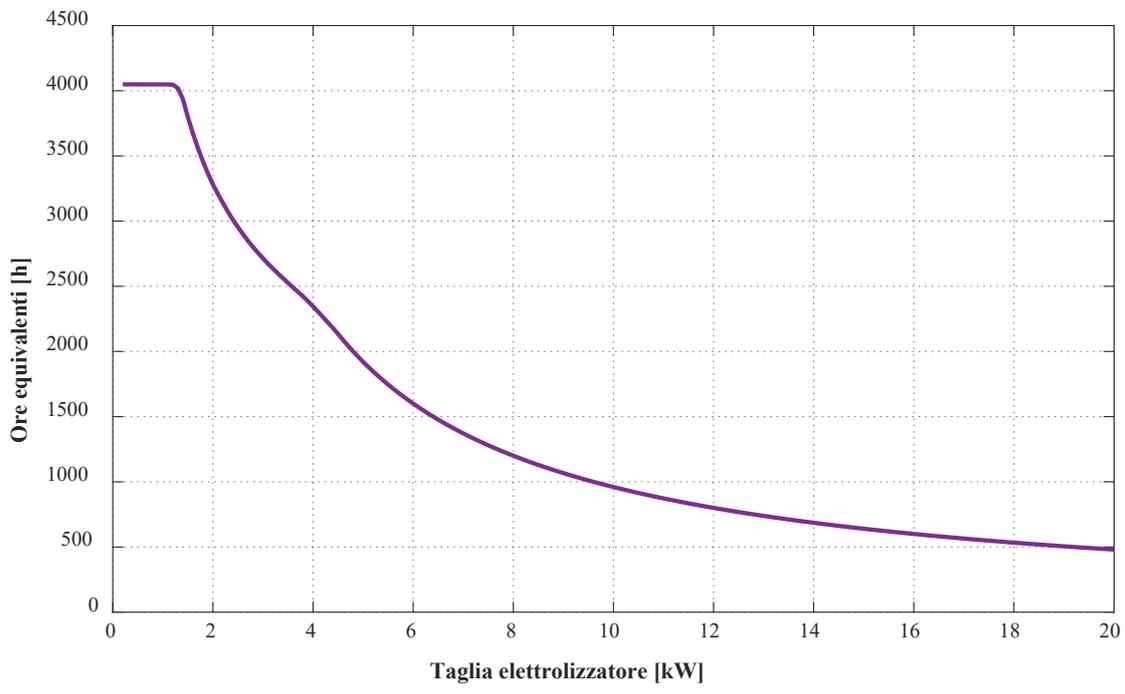
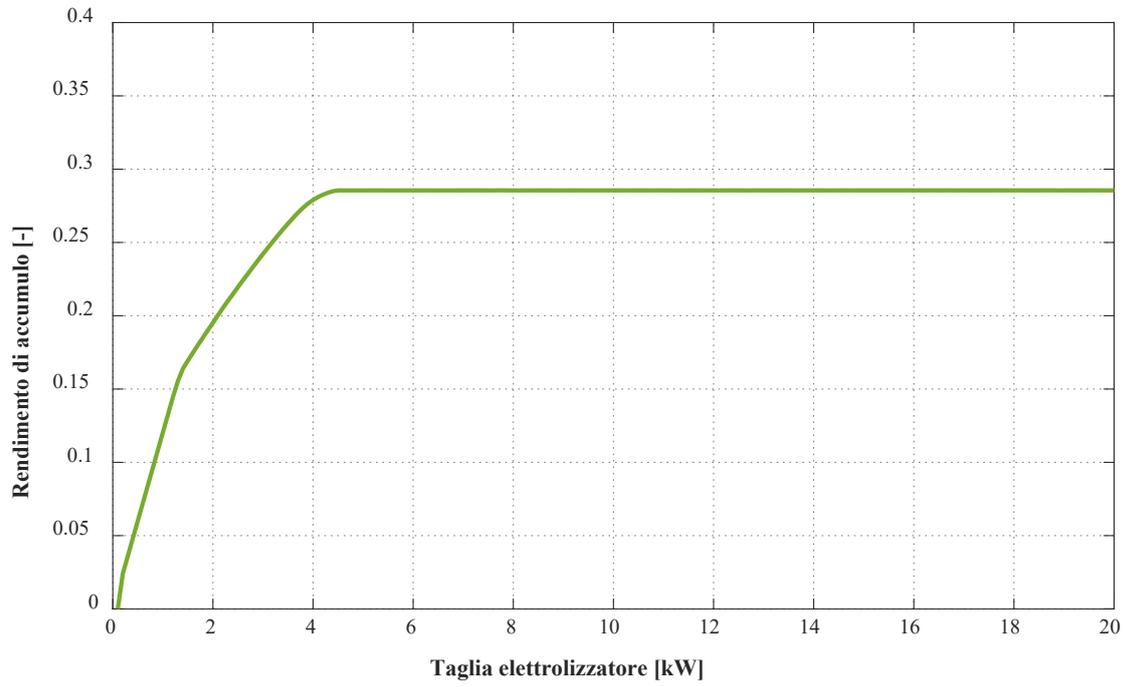
16.1.1 Funzionamento a carico variabile (Caso 3a)



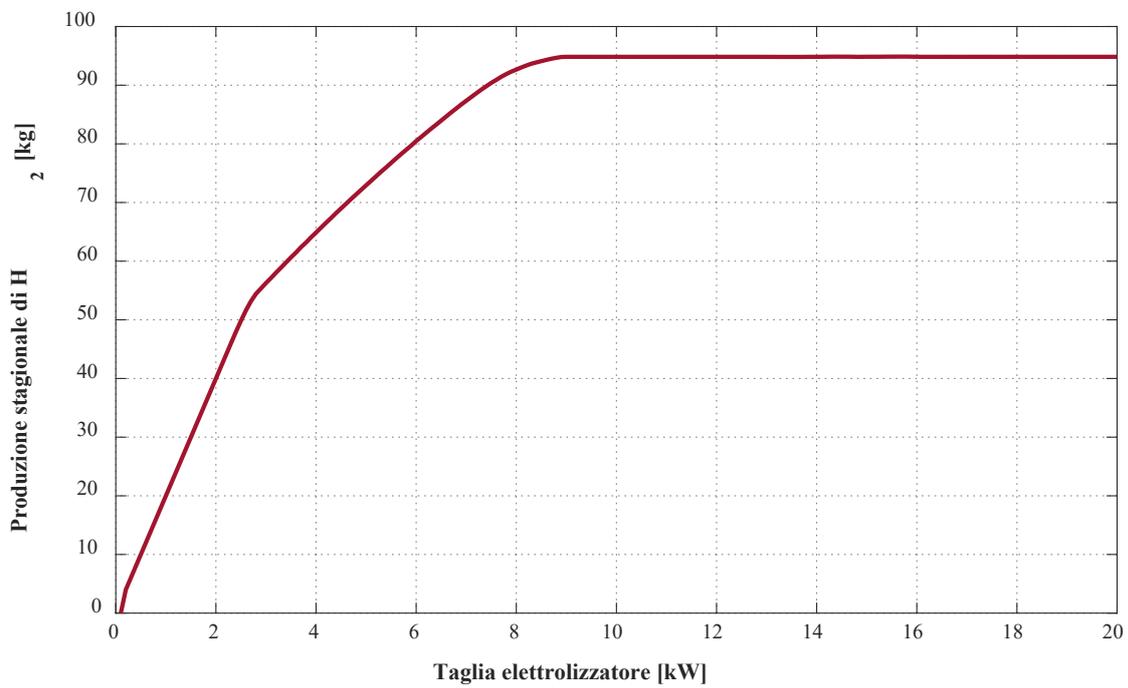
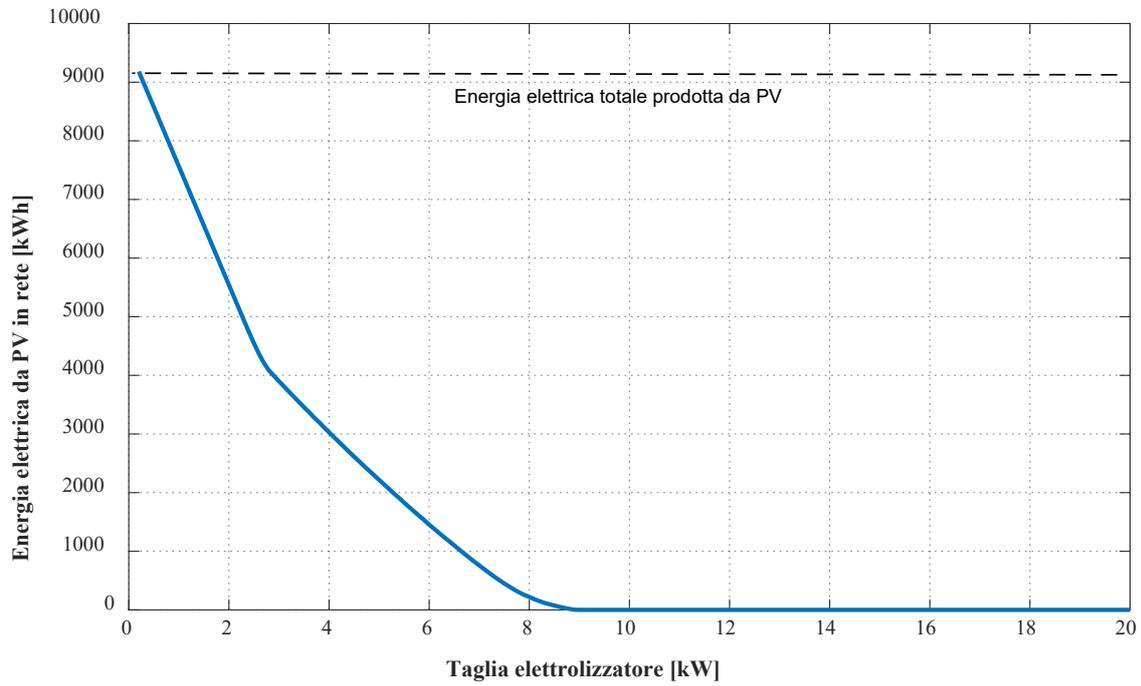


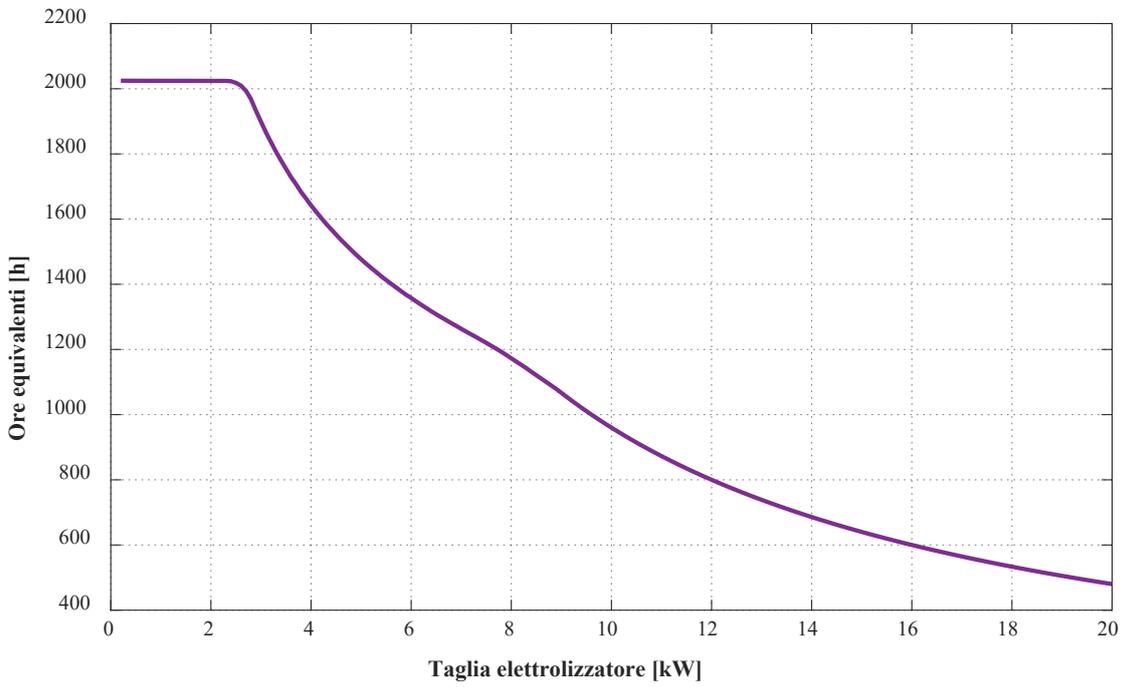
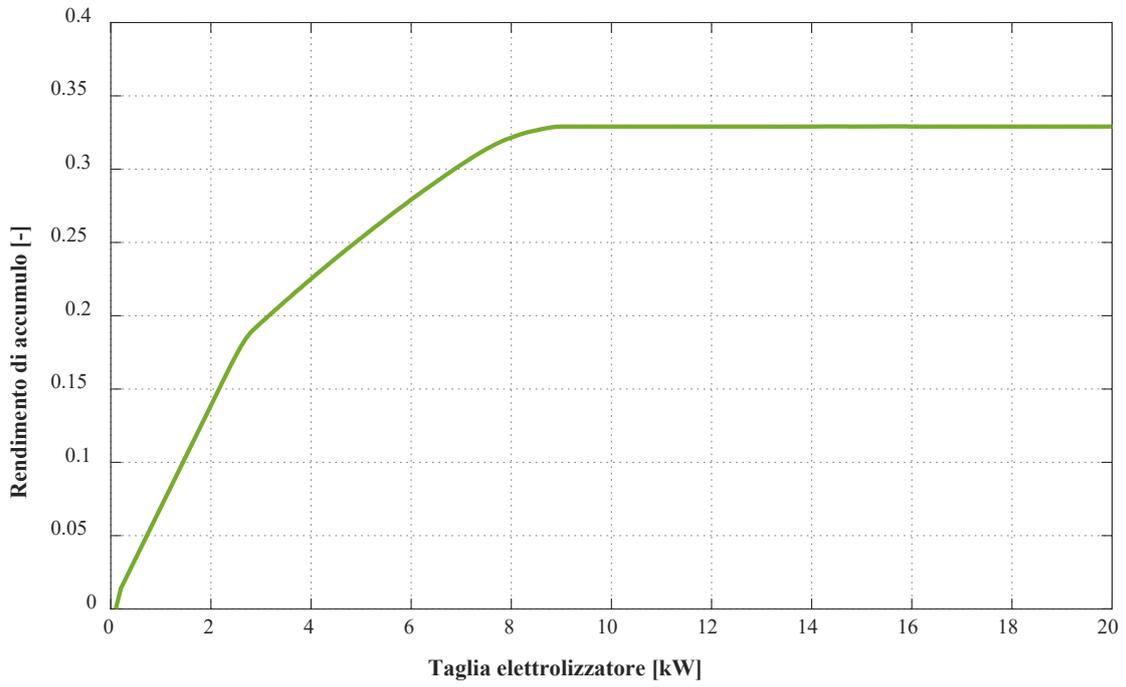
16.1.2 Funzionamento a carico costante – potenza elettrica massima (Caso 3b)





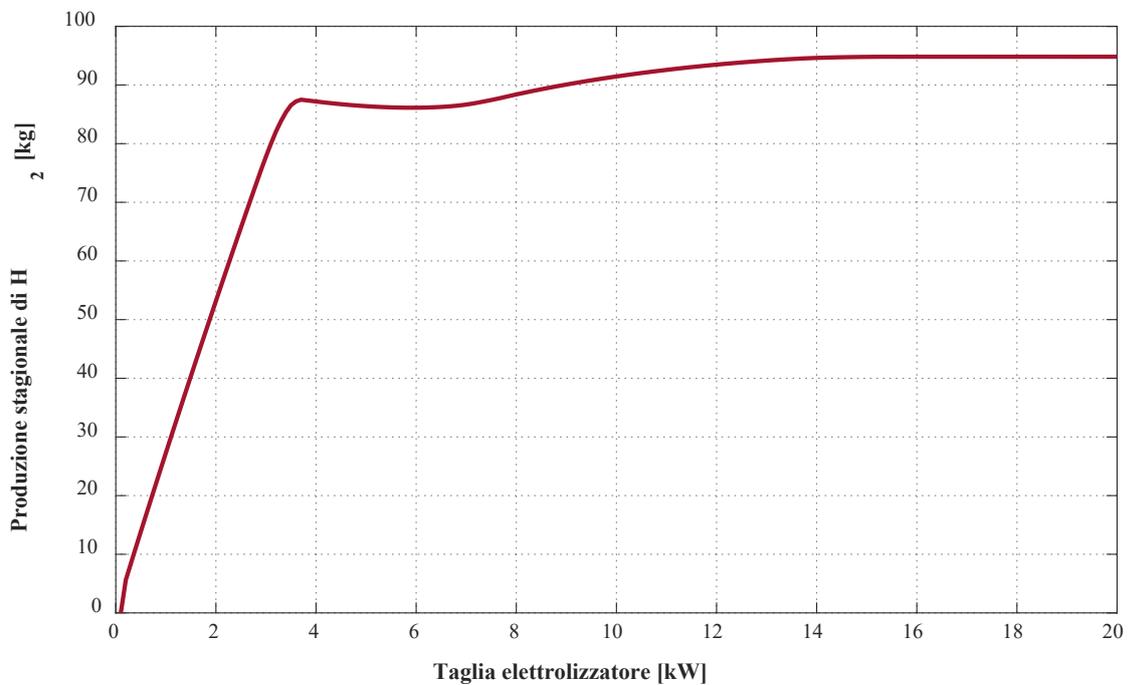
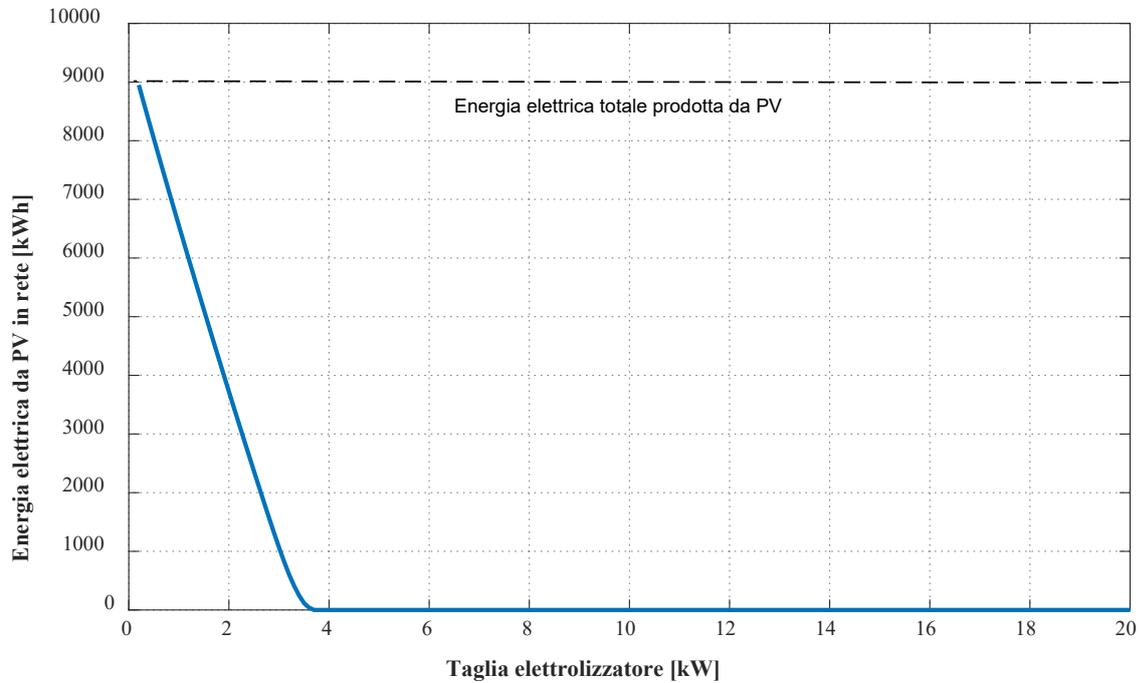
16.1.3 Funzionamento a carico costante – efficienza massima (Caso 3c)

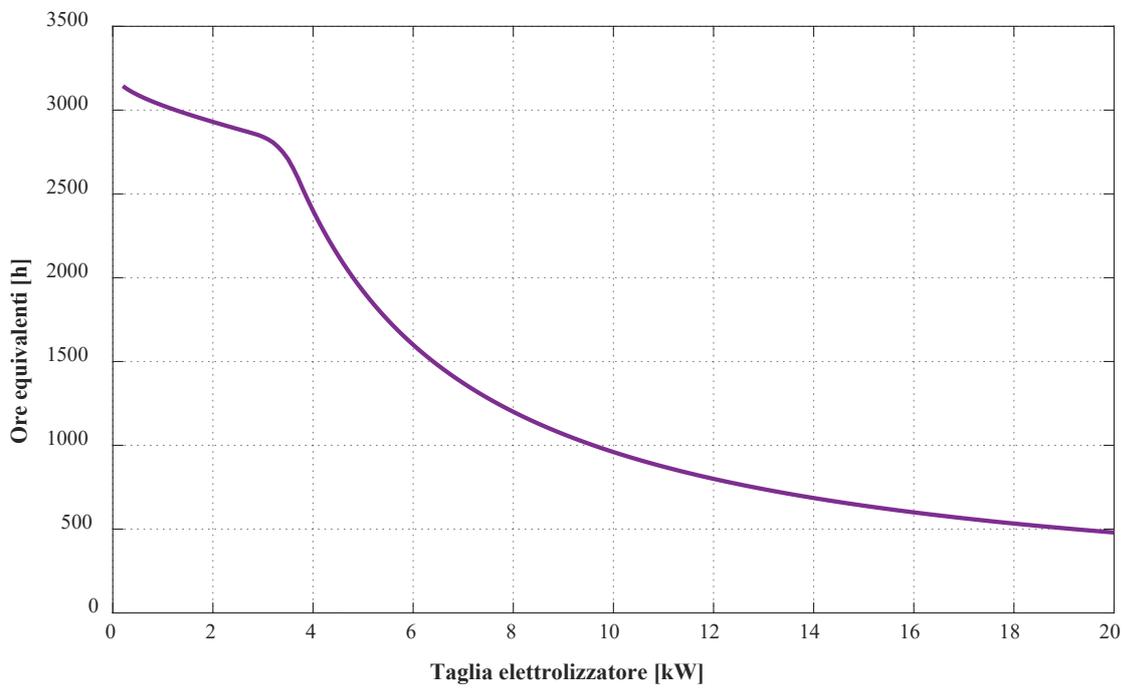
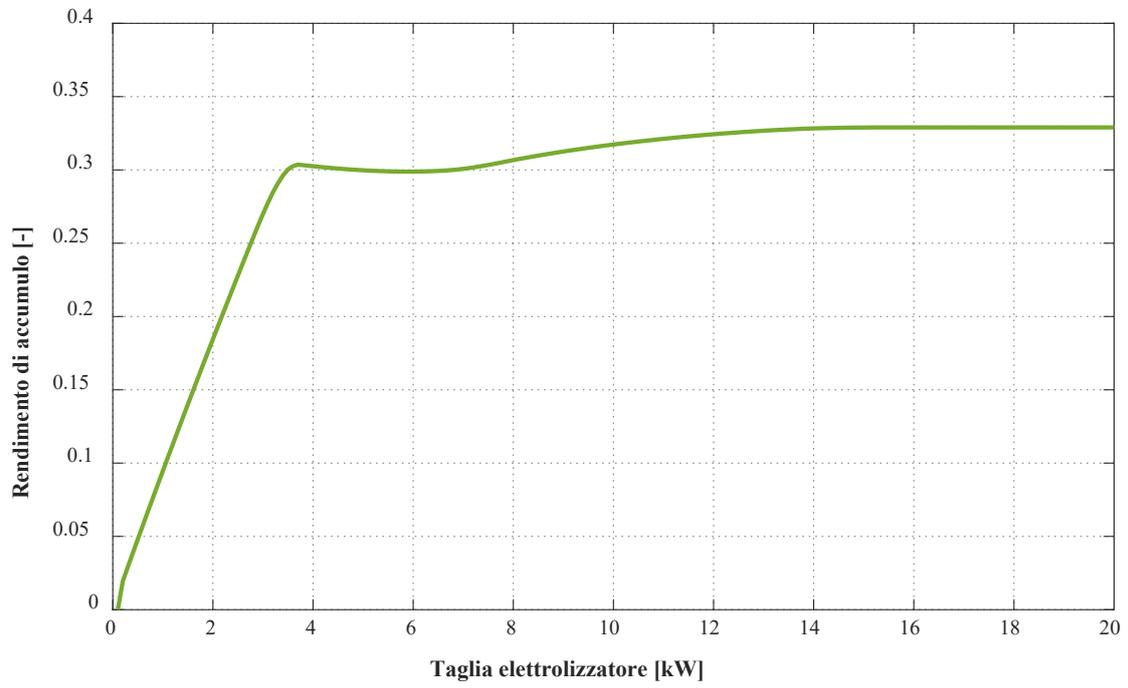




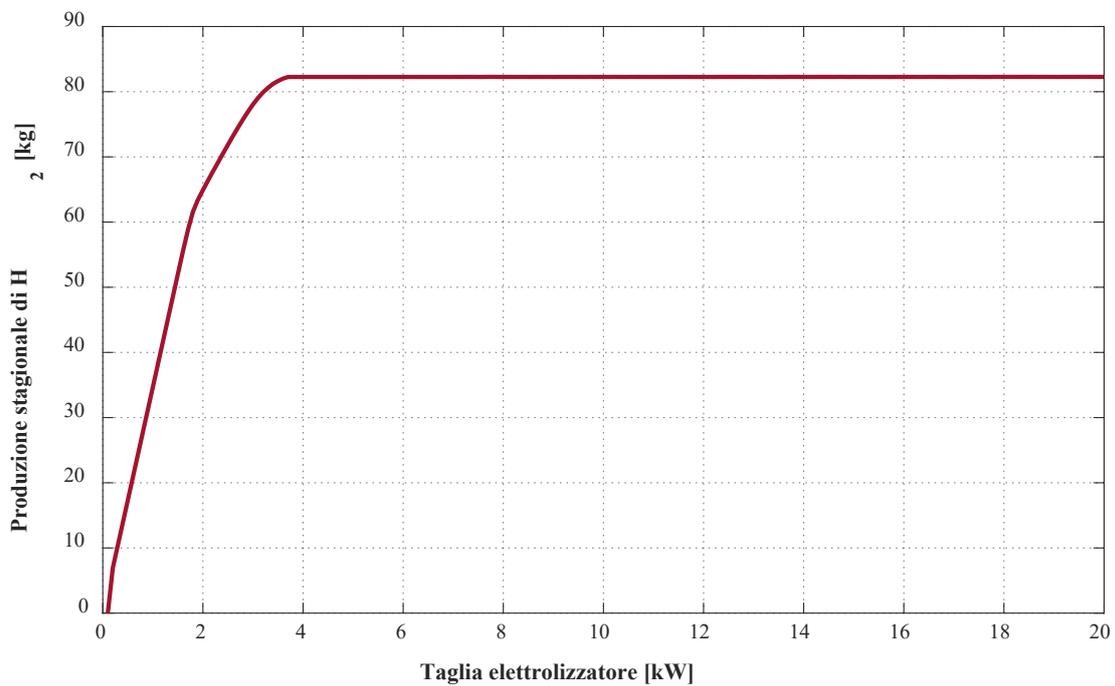
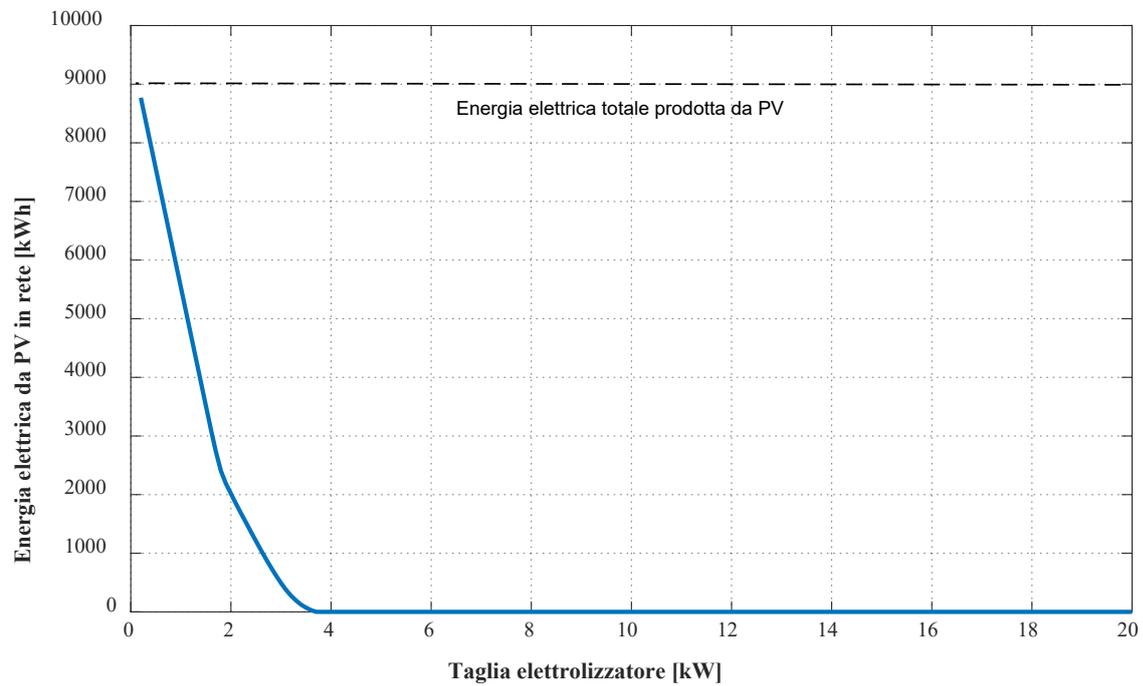
16.2 Design con batteria di capacità pari a 36 kWh (Caso 4)

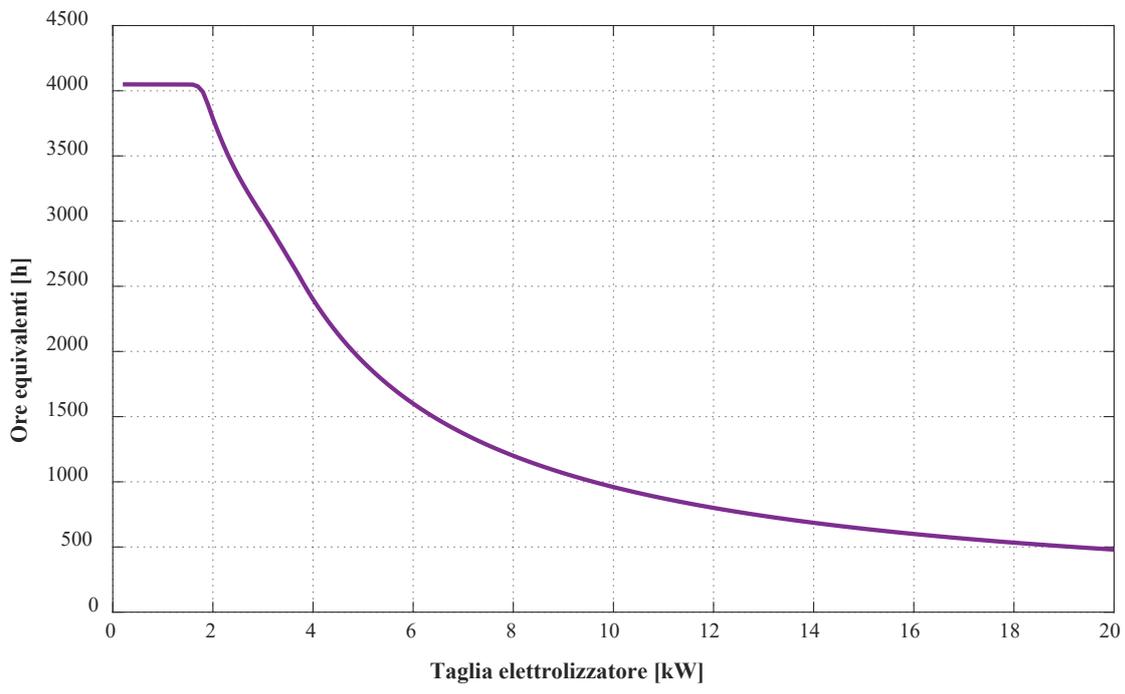
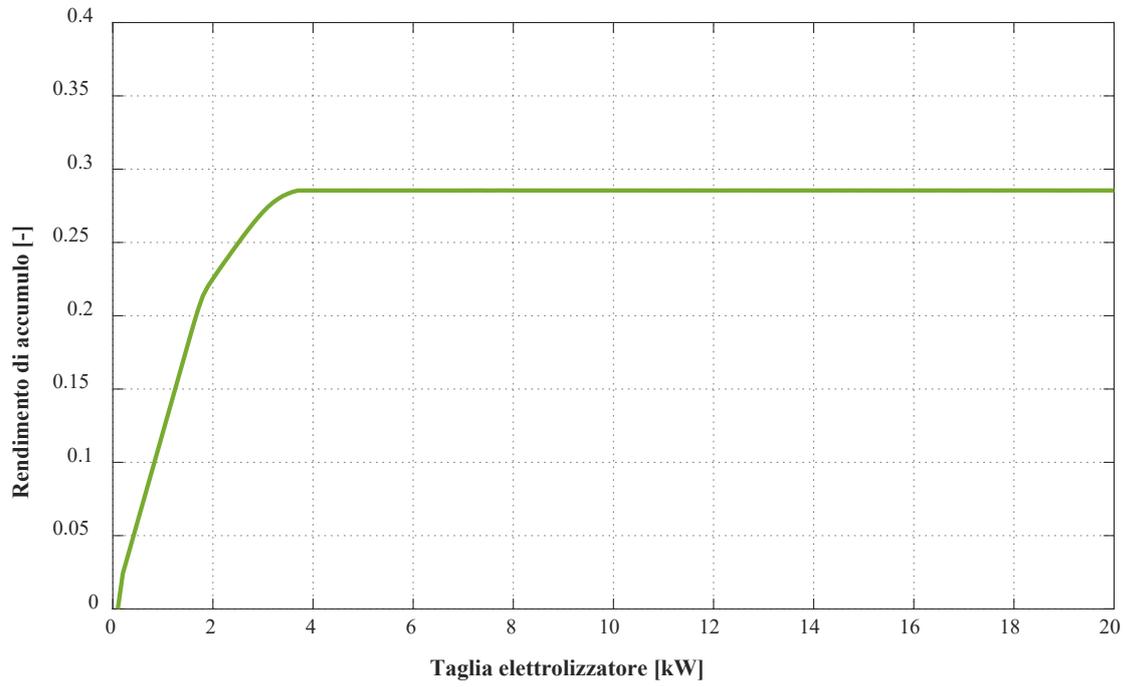
16.2.1 Funzionamento a carico variabile (Caso 4a)



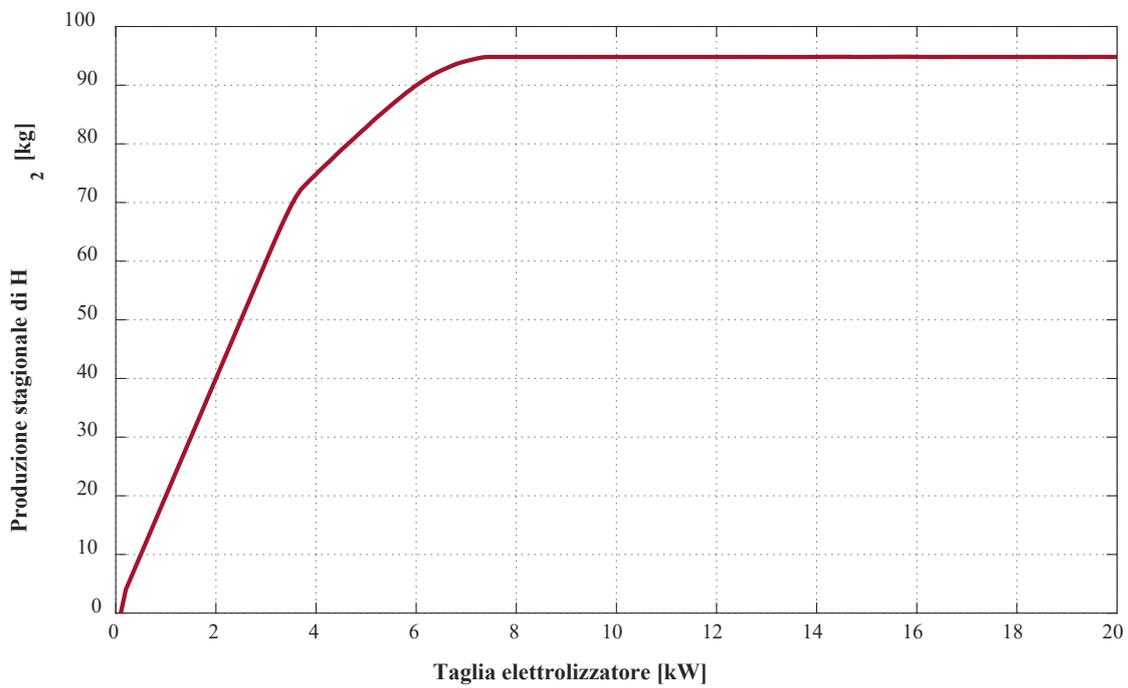
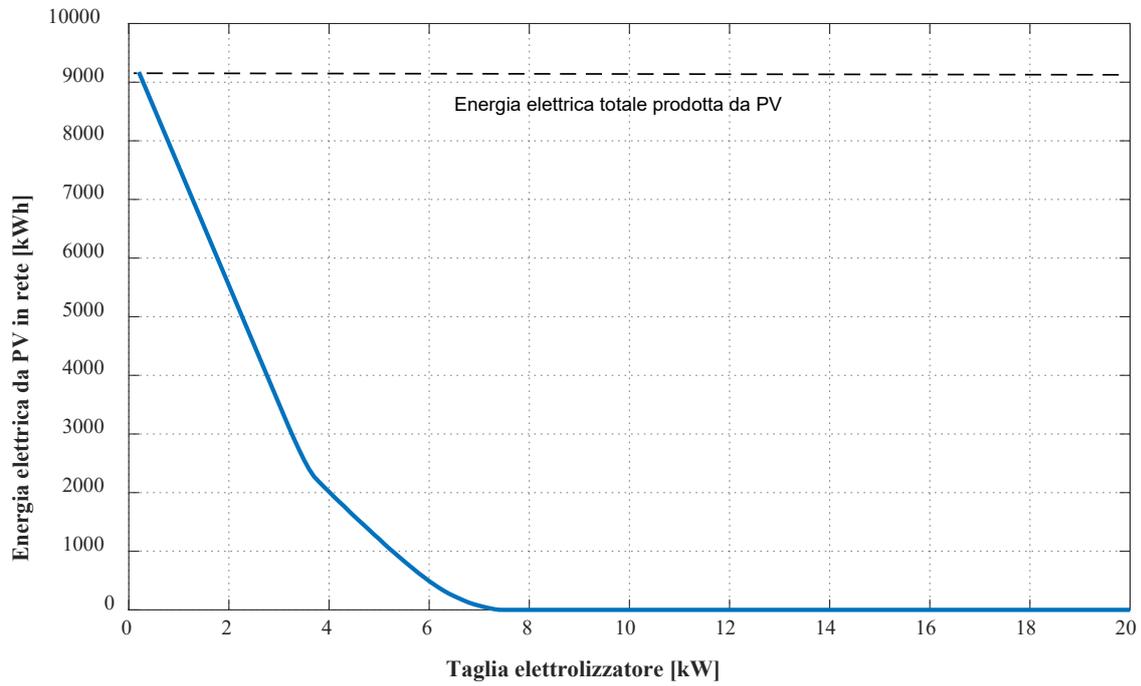


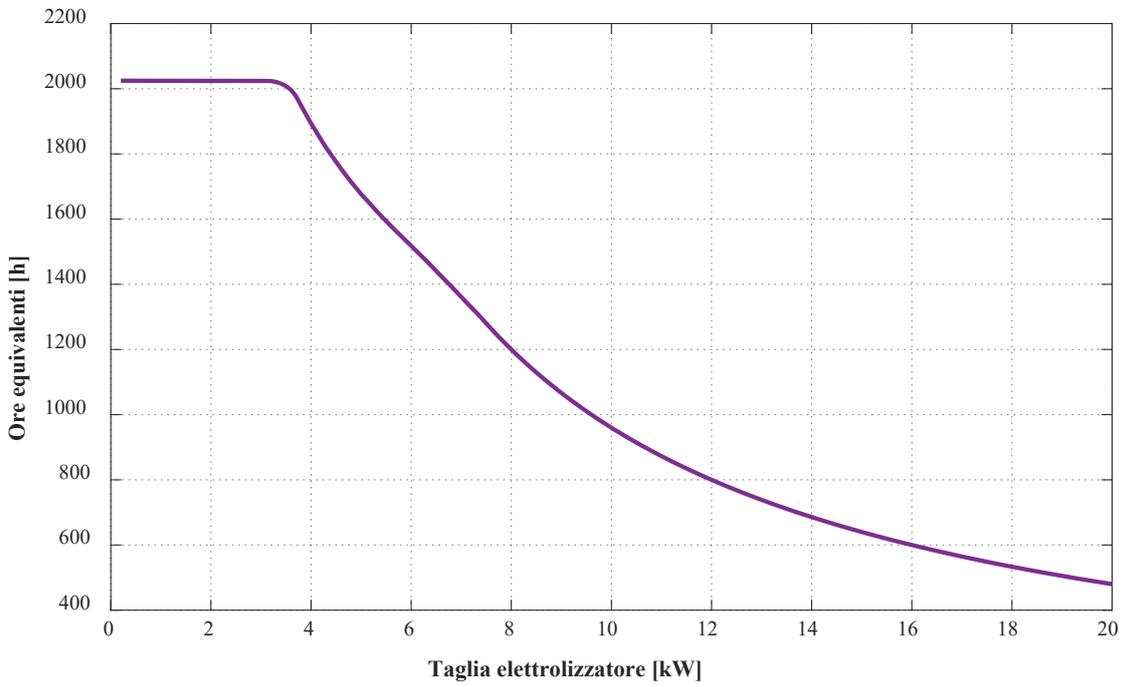
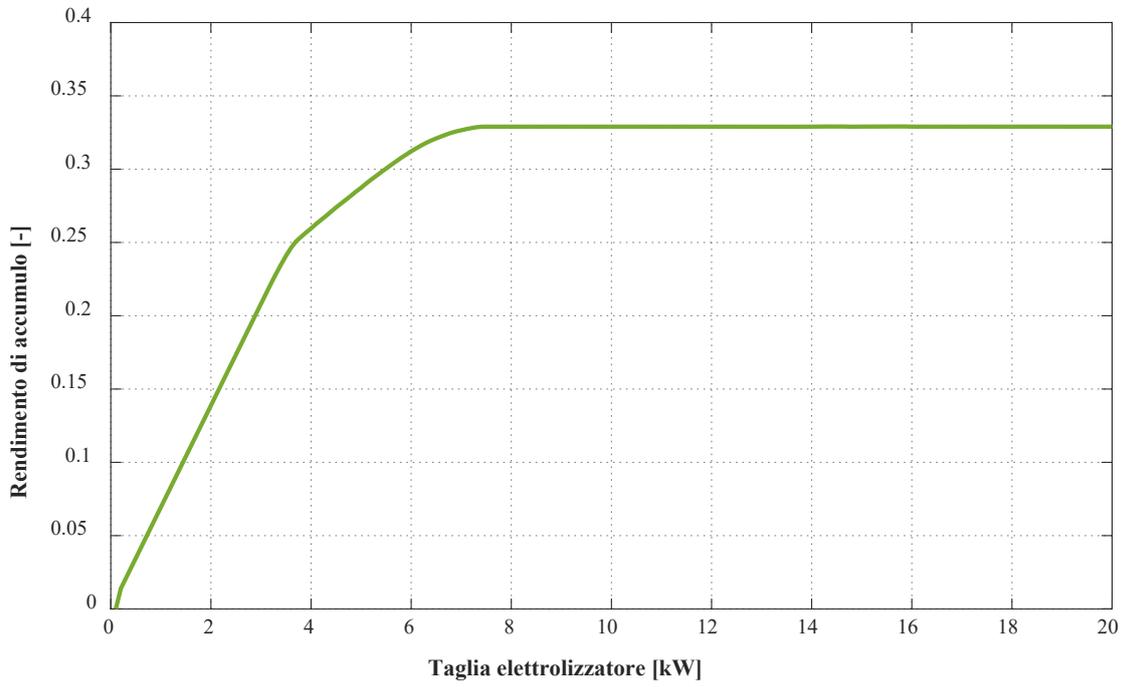
16.2.2 Funzionamento a carico costante – potenza elettrica massima (Caso 4b)





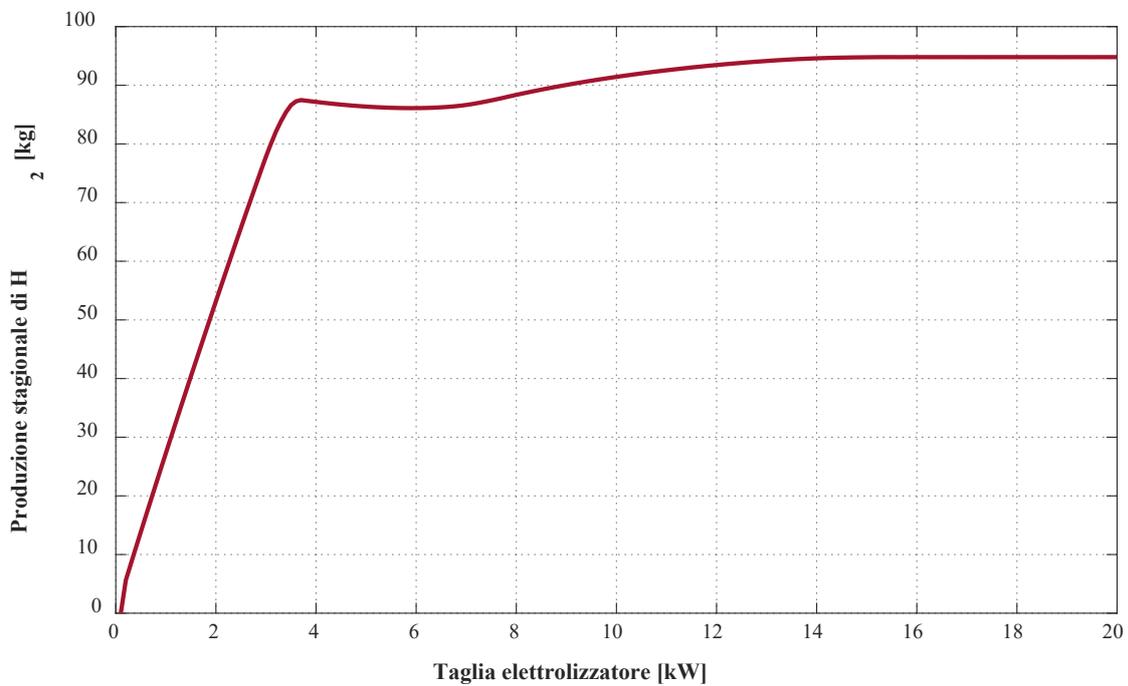
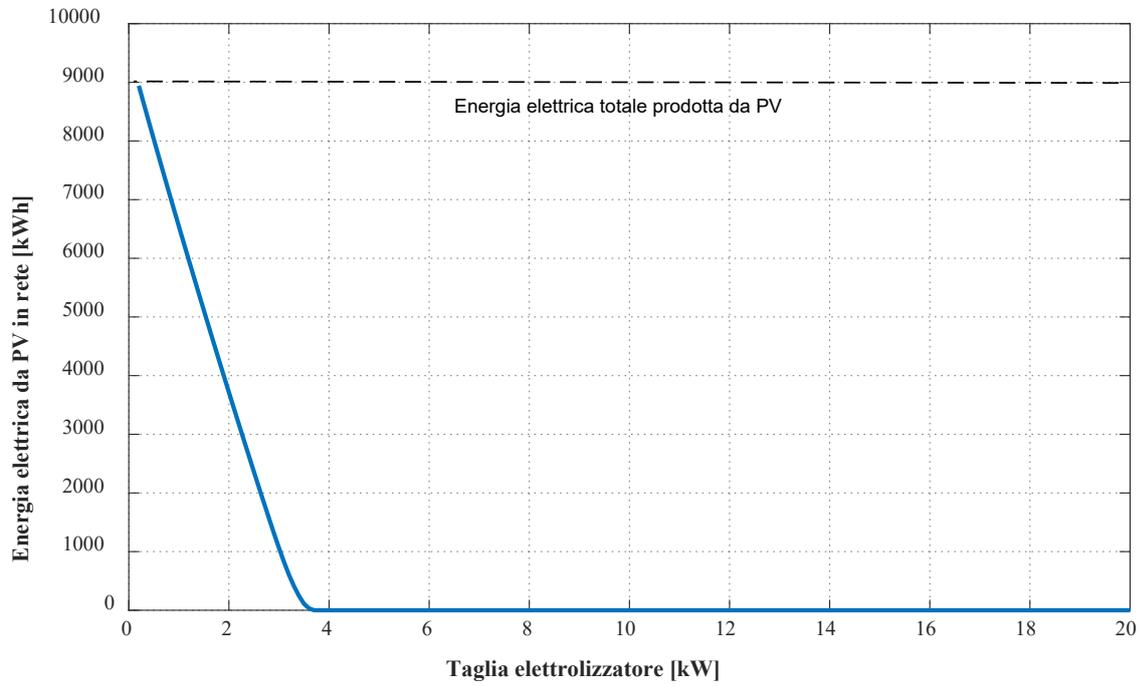
16.2.3 Funzionamento a carico costante – efficienza massima (Caso 4c)

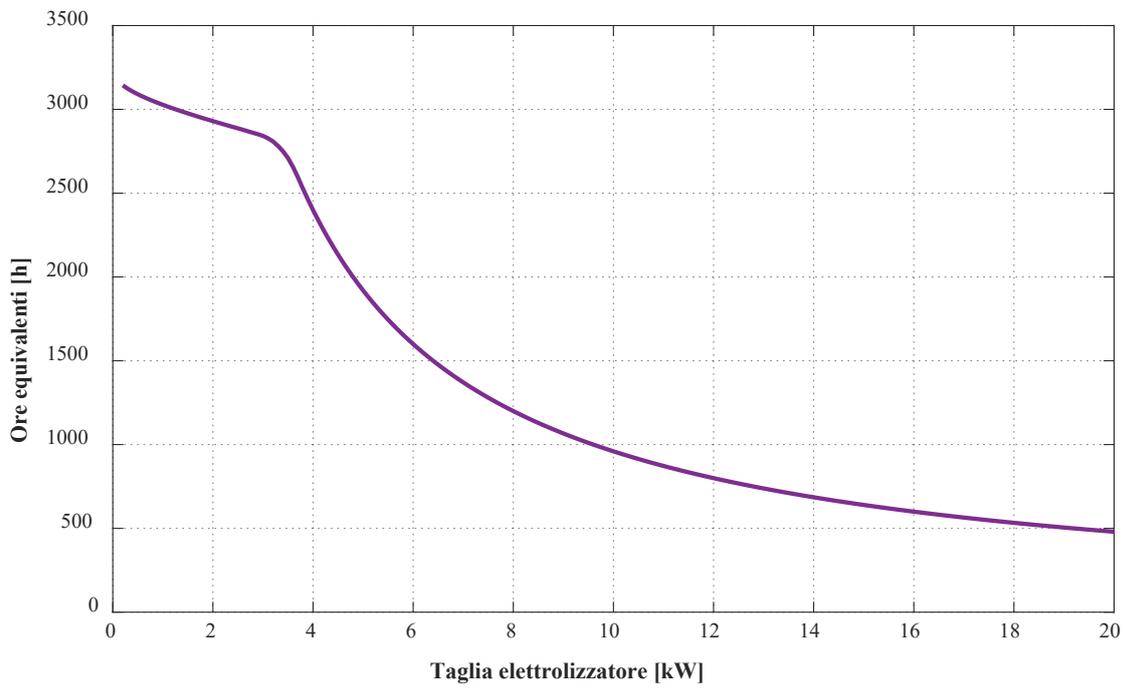
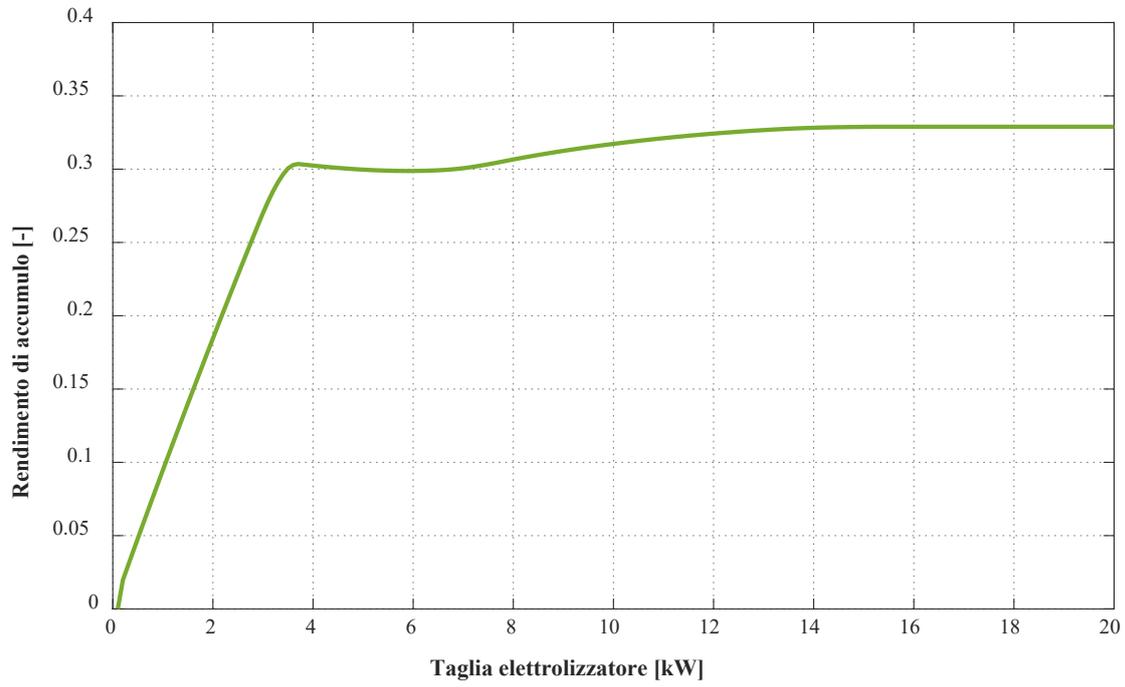




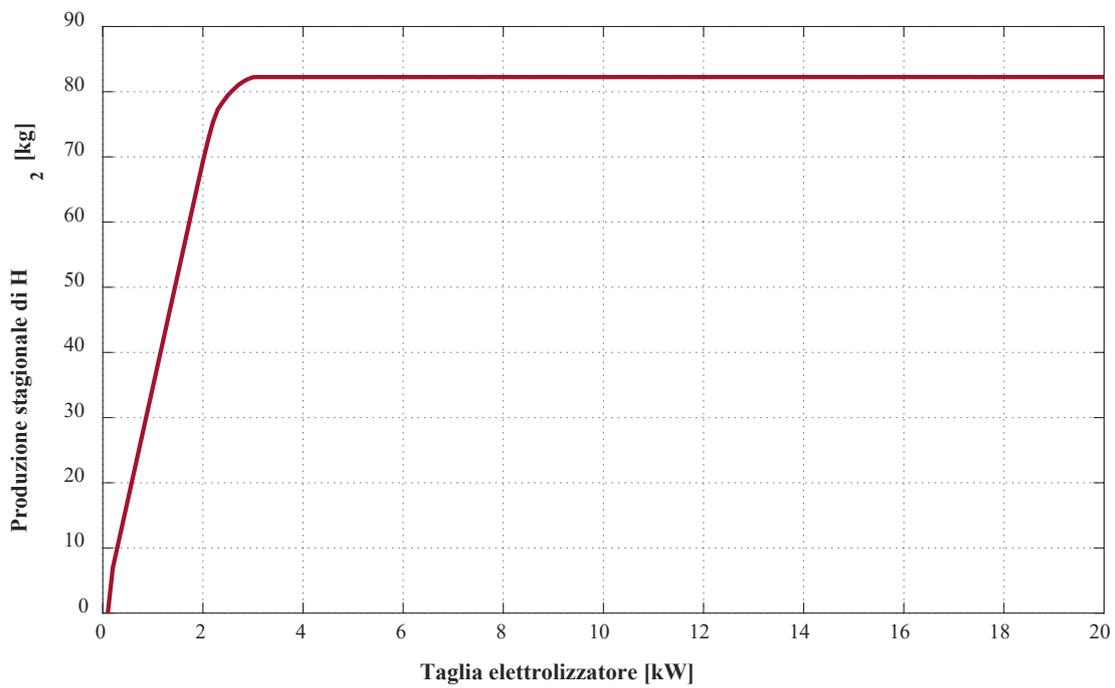
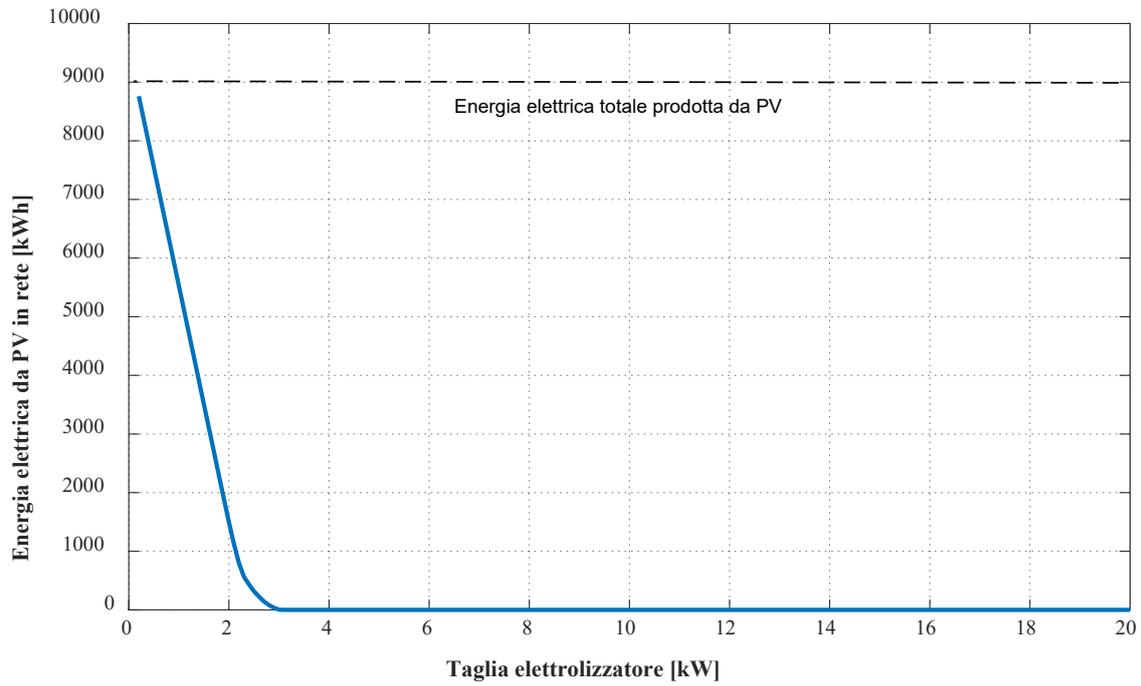
16.3 Design con batteria di capacità pari a 46 kWh (Caso 5)

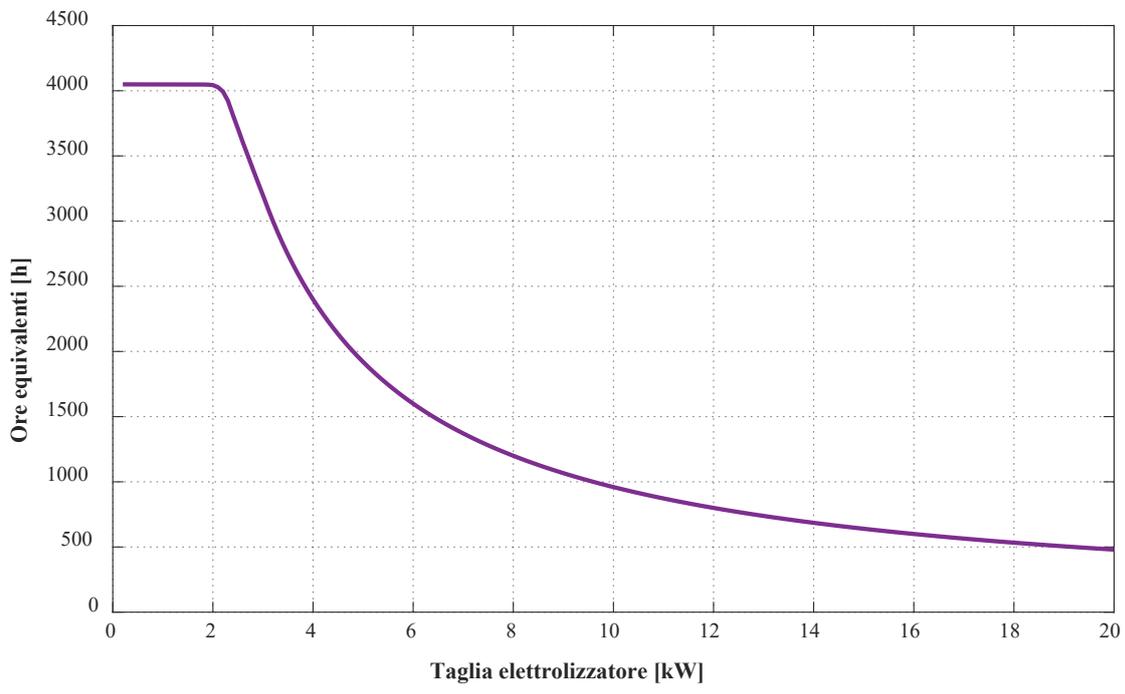
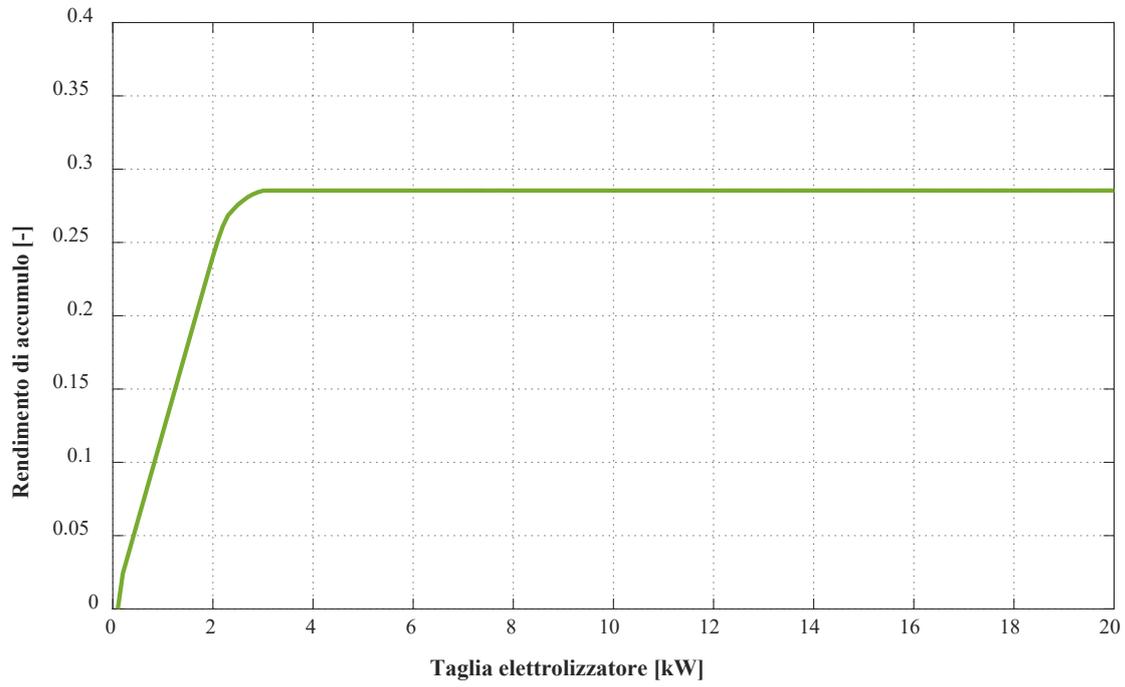
16.3.1 Funzionamento a carico variabile (Caso 5a)





16.3.2 Funzionamento a carico costante – potenza elettrica massima (Caso 5b)





16.3.3 Funzionamento a carico costante – efficienza massima (Caso 5c)

