

UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITÀ' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

**Micro-reti isolate per l'elettrificazione di paesi in via di
sviluppo: analisi tecno-economica di una micro-rete
situata in Africa sub-sahariana**

Relatore: Prof. Anna Stoppato

Laureando:

Lorenzo Bordignon

matricola 1132386

Anno Accademico 2017/2018

Indice

Introduzione	1
Capitolo 1 Situazione aree rurali	3
1.1 Accesso all'energia elettrica.....	3
1.2 Accesso diretto all'acqua potabile.....	4
1.3 Strutture ospedaliere in aree rurali	5
1.4 Agenda 2030	6
Capitolo 2 Micro-Reti: definizione e modelli di business	9
2.1 Classificazione.....	9
2.2 Smart-Grid.....	11
2.3 Benefici Smart Micro Grid.....	12
2.4 Stato attuale della ricerca sulle micro-reti	15
2.5 Modelli di business per micro reti.....	16
2.5.1 Modelli di business nel settore privato.....	19
2.5.2 Il sistema tariffario	18
Capitolo 3 Metodologia: software e componenti	23
3.1 Software	23
3.1.1 LoadProGen 2.0.....	23
3.1.2 HOMER Energy	24
3.2 Modellizzazione componenti	26
3.2.1 Modulo fotovoltaico (PV)	27
3.2.2 Generatore Diesel.....	37
3.2.3 Batterie di accumulo.....	40
3.2.4 Collettori Solari	50
3.3 Power Management System	56
Capitolo 4 Definizione della domanda energetica.....	59
4.1 Localizzazione.....	60
4.1.1 Potenziale energetico.....	62
4.2 Caso studio: villaggio rurale Africa sub-sahariana	64
4.2.1 Carichi primari	65
4.2.2 Carichi programmabili: impianto di potabilizzazione	69
4.2.3 Carichi termici.....	73
Capitolo 5 Configurazione e simulazione della micro-rete.....	75
5.1 Condizioni ambientali	75

5.2	Simulazione della rete in ambiente HOMER	80
5.2.1	Analisi tecnica	85
5.2.2	Analisi economica	97
5.3	Collettori solari	102
5.3.1	Analisi tecnica	102
5.3.2	Analisi economica	104
Capitolo 6	Analisi di sensitività e confronto tra differenti configurazioni di micro rete isolata	105
6.1	Analisi di sensitività	105
6.1.1	Prezzo del diesel	106
6.1.2	Radiazione solare globale	106
6.1.3	Tasso d'interesse reale	107
6.1.4	Carico annuale non soddisfatto	109
6.1.5	Aumento della domanda elettrica	111
6.2	Confronto tra diverse configurazioni di micro rete	115
6.2.1	Configurazione 1: PV + ESS	115
6.2.2	Configurazione 2: PV + Generatori Diesel	116
6.2.3	Configurazione 3: Generatori Diesel	117
Conclusioni	121
Appendice 1	Consumi villaggio caso studio	125
Appendice 2	Schema di flusso impianto AQUA LS	131
Appendice 3	Risultati Metodo B secondo UNI EN 15316-4-3	133

Indice delle figure

Figura 1.	Produzione mondiale di energia elettrica divisa per fonte	2
Figura 1.1.	Percentuale della popolazione con accesso diretto ad acqua potabile	5
Figura 1.2.	Gerarchia del fabbisogno d'acqua	5
Figura 2.1.	Schema di una Smart Grid con struttura a tre strati	12
Figura 3.1.	Funzionamento cella fotovoltaica	29
Figura 3.2.	Campo fotovoltaico.....	29
Figura 3.3.	Circuito equivalente di una cella fotovoltaica.....	30
Figura 3.4.	Caratteristica tensione-corrente di una cella solare.....	31
Figura 3.5.	Variazione curva caratteristica in funzione del livello di radiazione	31
Figura 3.6.	Variazione curva caratteristica in funzione della temperatura	32
Figura 3.7.	Schema generale di un impianto fotovoltaico e MPPT.....	36
Figura 3.8.	Modello di un pannello fotovoltaico con convertitore DC/DC con MPPT.....	36
Figura 3.9.	Classificazione dei motori primi	37
Figura 3.10.	Ciclo Diesel ideale	38
Figura 3.11.	Classificazione generatori elettrici.....	39
Figura 3.12.	Schema batterie ricaricabili.....	43
Figura 3.12.	Circuito elettrico equivalente, modello tipico batteria.....	44
Figura 3.13.	Two-Tank Kinetic Battery Model.....	47
Figura 3.14.	Curva di capacità batteria Surrette 4KS25P.....	49
Figura 3.15.	Perdita termica globale del collettore.....	51
Figura 3.16.	Schema collettore a tubi evacuati.....	54
Figura 4.1.	a) Percentuale della popolazione con accesso a acqua pulita; b) Percentuale della popolazione con accesso ad assistenza sanitaria di base; c) Percentuale della popolazione con accesso all'energia elettrica.....	61
Figura 4.2.	Radiazione solare globale Africa	62
Figura 4.3.	Ventosità Africa	63
Figura 4.4.	Profilo giorno lavorativo n=200 abitazioni	66
Figura 4.5.	Profilo giorno festivo n=200 abitazioni	66
Figura 4.6.	Profilo giornaliero struttura ospedaliera	67
Figura 4.7.	Profilo giornaliero illuminazione pubblica	67
Figura 4.8.	Profilo intero villaggio (giorno lavorativo).....	68
Figura 4.9.	Profilo intero villaggio (fine settimana).....	68

Figura 4.10. a) Province idrogeologiche dell’Africa sub-sahariana; b) Mappa delle riserve d’acqua per l’Africa	70
Figura 4.11. Impianto compatto AQUA LS	73
Figura 5.1. Mappa solare del Niger, GHI.....	77
Figura 5.2. Radiazione solare globale sul piano orizzontale e indice di limpidezza dell’atmosfera per la città di Agadez, Niger (16°58,5’N 7°59,2’E)	78
Figura 5.3. Grafico temperatura media mensile; Agadez, Niger (16°58,5’N 7°59,2’E).....	79
Figura 5.4. Tipo di falda e produttività del territorio del Niger.....	79
Figura 5.5. PV Output vs AC Load (data simulazione: 23/05)	80
Figura 5.6. Configurazione di micro rete proposta.....	81
Figura 5.7. Profilo dei carichi giornaliero (giorno lavorativo 23/05).....	86
Figura 5.8. Profilo dei carichi giornaliero (weekend 20/05)	86
Figura 5.9. Profilo dei carichi giornaliero in caso di abbassamento del livello dell’accumulo (3/09/17)	87
Figura 5.10. Potenza prodotta dall’impianto fotovoltaico in funzione di giorno e ora	88
Figura 5.11. Potenza prodotta dall’impianto fotovoltaico (arancio) e della radiazione solare (blu) durante l’anno	88
Figura 5.12. Temperatura di cella durante l’anno. Limite inferiore dato dalla temperatura ambiente..	89
Figura 5.13. Potenza prodotta dal generatore diesel in funzione di giorno e ora	91
Figura 5.14. Generazione elettrica giornaliera vs. carico elettrico (giorno simulazione 23/05).....	92
Figura 5.15. Prestazione del generatore diesel SDMO J77K	93
Figura 5.16. Stato di carica del sistema di accumulo in funzione di giorno e ora.....	94
Figura 5.17. Stato di carico medio mensile del sistema di accumulo.....	94
Figura 5.18. Periodo di carica (verde) e scarica (giallo) del sistema di accumulo	94
Figura 5.19. Periodo di funzionamento della modalità inverter e relativa potenza in uscita	96
Figura 5.20. Periodo di funzionamento della modalità raddrizzatore e relativa potenza in uscita.....	96
Figura 5.21. Composizione dei costi attualizzati divisi per componente	99
Figura 5.22. Composizione dei costi attualizzati divisi per tipo	99
Figura 5.23. Densità demografica e rete di trasmissione e distribuzione elettrica del Niger	102
Figura 6.1. Flusso di cassa attualizzato per costi operativi e costi di combustibile: a) Eurozona: - 1,04%; b) Cina: 1,18%.....	109
Figura 6.2. Potenza in uscita dall’inverter durante l’anno.: a) Capacity Shortage=5%; b) Capacity Shortage=10%.....	111
Figura 6.3. Profilo elettrico impresa.....	112
Figura 6.4. Profilo elettrico intero villaggio di un giorno lavorativo	112
Figura 6.5. Periodo di funzionamento del generatore con carico industriale, configurazione 1	113

Figura 6.6. Stato di carica del sistema di accumulo in funzione di giorno e ora.....	113
Figura 6.7. Stato di carico medio mensile del sistema di accumulo.....	114
Figura 6.8. Periodo di funzionamento del generatore con carico industriale, configurazione 2	115
Figura 6.9. Rappresentazione grafica di: a) Payback nominale; b) Payback scontato	119
Figura A.1. Schema di flusso AQUA LS	131

Indice delle tabelle

Tabella 1.1. Popolazione senza accesso a energia elettrica.....	7
Tabella 3.1. Caratteristiche batterie elettrochimiche.....	46
Tabella 3.2. Risultati confronto batteria al piombo acido e ioni di litio.....	46
Tabella 4.1. Tabella riassuntiva caratteristiche dei fondali africani	71
Tabella 5.1. GHI e Clearness Index medio mensile; Agadez, Niger (16°58,5'N 7°59,2'E)	77
Tabella 5.2. Temperatura media mensile; Agadez, Niger (16°58,5'N 7°59,2'E)	78
Tabella 5.3. Specifiche del modulo PV Kyocera Solar KU325-8BCA.....	83
Tabella 5.4. Specifiche batteria Surrette S-260	84
Tabella 5.5. Specifiche generatore diesel SDMO J77K	84
Tabella 5.6. Specifiche inverter Leonics MTP-615F	85
Tabella 5.7. Livelli di emissioni per il generatore considerato	92
Tabella 5.8. Emissioni prodotte annualmente dalla micro rete	92
Tabella 5.9. Comportamento del converter bi-direzionale (data simulazione: 04/09)	96
Tabella 5.10. Costo dei componenti	98
Tabella 5.11. Linee di interconnessione Nigeria-Niger.....	100
Tabella 3.12. Specifiche del collettore solare BAXI STS-150 2.0 SL	103
Tabella 5.13. Flussi di cassa per l'installazione dei collettori solari.....	104
Tabella 6.1. Analisi di sensitività: prezzo del diesel	106
Tabella 6.2. Analisi di sensitività: livello di radiazione solare globale.....	107
Tabella 6.3. Tasso di sconto e tasso d'inflazione considerati	107
Tabella 6.4. Analisi di sensitività: tasso di interesse reale	108
Tabella 6.5. Analisi di sensitività: interruzione del servizio	110
Tabella 6.6. Stato di carica medio mensile del sistema di accumulo per mancata fornitura energetica dello 0%, 5%, 10% su base annua.....	110
Tabella 6.7. Costi e caratteristiche della micro rete con carico industriale	113
Tabella 6.8. Payback nominale e payback scontato configurazioni studiate.....	118
Tabella 6.9. Tabella riassuntiva delle quattro configurazioni proposte.....	120
Tabella 6.10. Livello delle emissioni nelle diverse configurazioni	120
Tabella A.1. Carichi domestici abitazione tipo (giorno lavorativo)	125
Tabella A.2. Consumi domestici abitazione tipo (fine settimana)	126
Tabella A.3. Carichi giornalieri ospedale tipo.....	127
Tabella A.4. Carichi illuminazione pubblica.....	129
Tabella A.5. Fabbisogno e produzione di calore per ACS per un'abitazione.....	133
Tabella A.6. Fabbisogno e produzione di calore per ACS per la struttura ospedaliera.....	134

Sommario

L'accesso all'energia elettrica nei paesi poveri e in via di sviluppo rappresenta un fattore fondamentale per il miglioramento delle condizioni di vita delle popolazioni di questi territori. A causa degli elevati costi di estensione della rete elettrica nazionale, un'alternativa concreta è rappresentata dalla creazione di micro reti, sistemi di generazione e distribuzione di energia elettrica in scala ridotta, basate principalmente su fonti di energia rinnovabile. Oggetto di questa tesi è l'analisi tecno-economica di una micro rete, localizzata nello stato del Niger. È stato condotto uno studio preliminare sul potenziale energetico della regione, in particolare un'analisi sulle grandezze ambientali quali radiazione solare e temperatura. Sono stati assunti dei possibili carichi elettrici e termici comprendenti un complesso abitativo di 200 abitazioni, una struttura ospedaliera, un impianto di potabilizzazione delle acque, un sistema di illuminazione pubblica e creato un profilo giornaliero dei carichi con il software LoadProGen. Per la simulazione della rete è stato utilizzato il software HOMER Pro, dove si è optato per una micro rete ibrida composta da un impianto fotovoltaico (71 kW), generatore diesel (62 kW), sistema di accumulo basato su accumulatori al piombo-acido. Il costo totale del progetto, della durata di 25 anni, è stato stimato pari a circa 745 mila euro. Se considerata l'intera vita utile del progetto, dalle analisi di sensitività effettuate, in particolare sul prezzo del diesel e livello di radiazione solare e, considerando i costi di espansione della rete elettrica nazionale e l'attuale sistema elettrico nigerino, la configurazione proposta risulta essere la più conveniente dal punto di vista economico.

Introduzione

L'energia elettrica è una componente fondamentale del mondo moderno. Questa risorsa, inoltre, è diventata motore dello sviluppo economico e sociale di tutti i paesi ed ha portato, nelle nazioni più industrializzate, ad un livello di benessere mai raggiunto. In tutte le attività della società attuale, l'energia elettrica svolge un ruolo fondamentale: dalla semplice illuminazione, passando per la fornitura dei servizi di telecomunicazione, fino ad arrivare ai processi industriali più complessi. Nel 2016, però, solo l'86% della popolazione mondiale ha avuto accesso all'energia elettrica [1]. Bisogna considerare che la fornitura è garantita prevalentemente dallo sfruttamento di combustibili fossili come presentato in Fig. 1, che, oltre ad essere presenti nel nostro pianeta in quantità limitate, sono responsabili di fenomeni quali inquinamento atmosferico, piogge acide e riscaldamento globale. Per far fronte all'insorgere di questi fenomeni, 180 nazioni nel 2005 hanno aderito al Protocollo di Kyoto impegnandosi nella riduzione delle emissioni di gas serra e nel 2009 l'Unione Europea ha varato il 'pacchetto clima-energia 20-20-20' con l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra, aumentare il risparmio energetico e alzare la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili del 20%.

Nei paesi in via di sviluppo il problema è molto più grave. L'accesso all'energia elettrica, all'acqua potabile o alle più elementari forme di assistenza sanitaria non è garantito. Reperire combustibili fossili risulta spesso difficoltoso e i prezzi non sono accessibili. In questo contesto, una soluzione valida è rappresentata dall'introduzione di micro reti, sistemi di generazione e distribuzione su scala ridotta, alimentate da fonti rinnovabili, visto soprattutto l'alto potenziale energetico che presenta questo tipo di fonti in queste zone.

L'obiettivo che si propone questo lavoro è quello di progettare una micro rete localizzata in Africa sub-sahariana alimentata da pannelli fotovoltaici e generatore diesel, accoppiati ad un sistema di accumulo di energia. Si prenderà in considerazione un villaggio comprendente 200 abitazioni, una clinica ospedaliera e un sistema di depurazione delle acque. Il profilo dei carichi è stato generato utilizzando il software LoadProGen sviluppato dal Politecnico di Milano, mentre la simulazione della micro-rete è stata effettuata utilizzando HOMER Pro, software sviluppato dal National Renewable Energy Laboratory, USA.

Il seguente lavoro è composto da una prima panoramica relativa l'accesso all'energia elettrica in queste zone, con particolare attenzione alle aree rurali, il problema dell'acqua

potabile e una descrizione delle strutture ospedaliere qui presenti. Nel secondo capitolo si passerà alla descrizione delle micro reti, presentandone una classificazione con riferimento alla letteratura più attuale, approfondendo in particolare il tema dei modelli di business praticabili. Il terzo capitolo riguarderà la descrizione dei software utilizzati per lo sviluppo di questa tesi e la modellizzazione dei componenti impiegati per la costituzione della micro rete, in particolare LoadProGen per la generazione dei profili di domanda elettrica presentati nel quarto capitolo, nel quale sarà appunto presentato il caso studio oggetto di questa tesi e HOMER Pro per l'analisi tecno-economica del progetto, descritta nel quinto capitolo. Nel sesto ed ultimo capitolo saranno effettuate delle analisi di sensitività sulla configurazione di micro rete proposta, riguardanti sia variabili tecniche (livello della radiazione solare, possibilità di interruzione del servizio di fornitura elettrica) che economiche (prezzo del combustibile fossile, tasso d'interesse reale) e saranno confrontate differenti configurazioni al fine di dimostrare come la soluzione proposta sia la migliore sotto diversi aspetti.

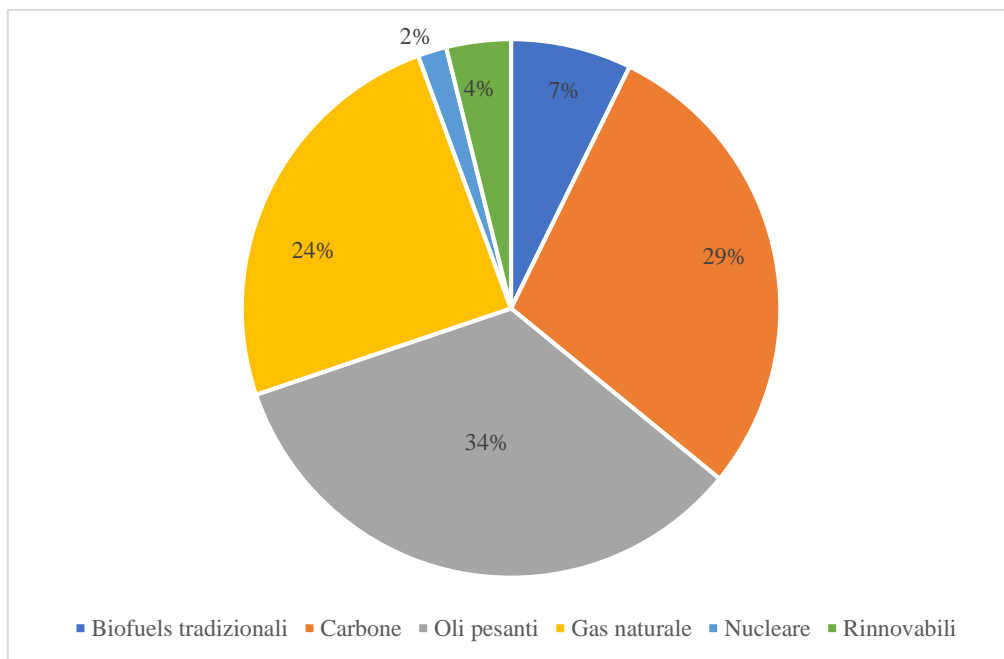


Figura 1. *Produzione mondiale di energia elettrica divisa per fonte [2]*

Capitolo 1

Situazione aree rurali

Le popolazioni che vivono nelle zone rurali dei paesi in via di sviluppo (Africa, Sud-Est asiatico, presentano condizioni di vita molto peggiori dei residenti nelle aree urbane. Spesso si assiste alla mancanza di qualsiasi tipo di servizio (illuminazione notturna, telecomunicazioni, ecc.), ma soprattutto vi è la carenza di qualsivoglia tipo di struttura sanitaria e di sistemi per l'approvvigionamento di acqua pulita. Secondo il nuovo rapporto FAO, *'The state of food and agriculture 2017'* [3], le aree rurali hanno un vasto potenziale di crescita economica legato alla produzione alimentare e ai settori ad essa connessi. Si sottolinea, inoltre, come a partire dagli anni '90, alle trasformazioni economiche delle economie rurali si deve il merito di aver aiutato centinaia di milioni di persone a risollevarsi da situazioni di povertà. Tuttavia, questo progresso è stato irregolare e la crescita demografica sta aggravando il problema. Si prevede che tra il 2015 e il 2030, la fascia di popolazione compresa tra i 15 e i 24 anni aumenterà di circa 100 milioni e quasi tutto questo aumento avverrà nelle zone rurali dell'Africa sub-sahariana. Sarà quindi di cruciale importanza programmare un intervento strategico sul piano politico ed economico a sostegno di queste aree per creare le condizioni adatte a rendere l'emigrazione più una scelta, che una necessità.

1.1 Accesso all'energia elettrica

L'espansione nella fornitura di energia elettrica non è stata omogenea in tutto il pianeta, facendo sì che venissero a crearsi aree con un basso tasso di elettrificazione. Nel 2016 quasi 1,1 miliardi di persone, concentrate soprattutto nelle aree rurali dei paesi in via di sviluppo, non avevano accesso all'energia elettrica [1]. Le aree rurali rappresentano una parte fondamentale dell'economia di una nazione grazie all'abbondanza di risorse naturali, alla possibilità di aprire attività legate all'agricoltura, allevamento e pesca e, ancora, possono essere un mercato di materie prime necessarie ai processi industriali. Come si può vedere

dalla Tabella 1 la maggior parte della popolazione che non ha accesso all'elettricità si concentra in Africa, in particolare nell'area sub-sahariana.

La mancanza di elettrificazione in queste aree è dovuta principalmente agli alti costi che deriverebbero dall'estensione della rete elettrica nazionale e, inoltre, il processo richiederebbe molto tempo e dovrebbe coinvolgere le istituzioni e i governi locali. È stato calcolato che il costo di estensione della rete elettrica nazionale, comprensivo di materiali e manodopera, per paesi come il Senegal o il Mali sia rispettivamente di 15.960 e 19.070 \$/km [4]. Preoccupante inoltre il caso della Nigeria dove il 10% della popolazione rurale e il 40% della popolazione dell'intero Paese che al momento risulta connessa alla rete elettrica nazionale [5] soffre di interruzioni frequenti della fornitura di energia elettrica, sovraccarichi e blackout totali della rete che possono durare settimane e addirittura mesi. Questi problemi hanno fatto sì che molte case si trasformassero in piccole stazioni di generazione, sfruttando per la maggior parte combustibili fossili con le conseguenze ambientali già citate in precedenza.

1.2 Accesso diretto all'acqua potabile

Nel 2015, 844 milioni di persone nel mondo non hanno diretto accesso all'acqua potabile [6]. Questo numero comprende tutte le persone costrette ad un tragitto di più di trenta minuti per reperire acqua pulita, che utilizzano sorgenti o fonti non protette o che si riforniscono da sorgenti di acqua superficiale come fiumi, canali o pozze. Su 10 Paesi dove meno del 50% della popolazione si rifornisce d'acqua da fonti sicure, 8 si trovano in Africa sub-sahariana come illustrato in Fig. 2. Il consumo di acqua contaminata è la prima causa di malattie che affliggono le popolazioni costrette a condizioni di vita al limite. Una scheda tecnica sui fabbisogni minimi di acqua in condizioni di emergenza è stata stilata dall'Organizzazione Mondiale della Sanità. Essa si basa principalmente su di uno studio fatto da diverse agenzie umanitarie che stabiliscono i consumi minimi d'acqua per le popolazioni afflitte da situazioni di emergenza [7]. Con il diminuire dell'emergenza e il miglioramento delle condizioni di vita, si diversificano gli utilizzi e crescono i consumi come illustrato in Fig. 1.

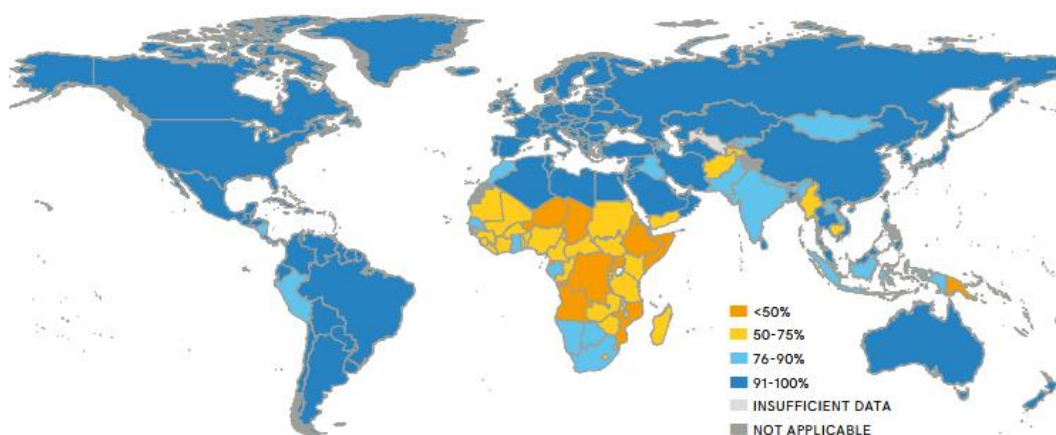


Figura 1.1. Percentuale della popolazione con accesso diretto ad acqua potabile [6]

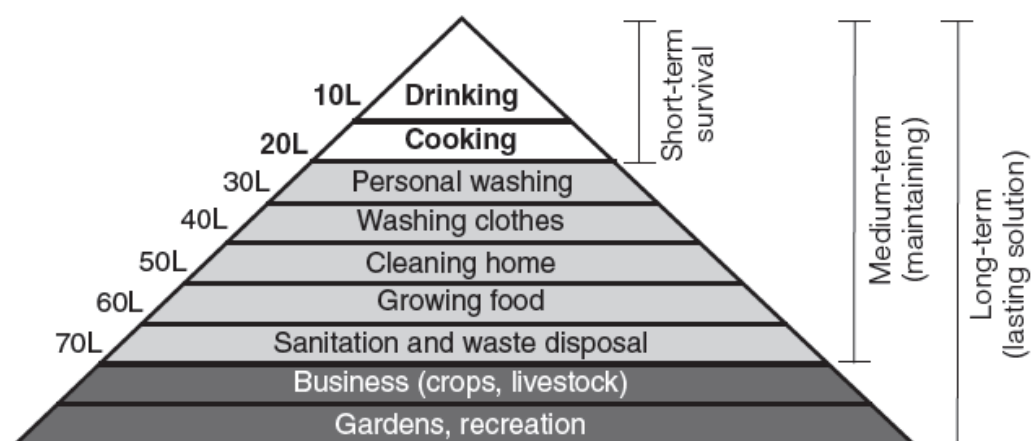


Figura 1.1. Gerarchia del fabbisogno d'acqua [7]

1.3 Strutture ospedaliere in aree rurali

Le strutture ospedaliere sono necessarie a garantire assistenza medica, servizi sanitari indispensabili e staff medico. Nelle zone rurali del mondo, in particolare, rappresentano l'ultimo anello di una fragile catena per il supporto alla vita. I bisogni sono immensi e le strutture sono spesso sotto finanziate e mal equipaggiate. Le strutture sanitarie possono essere catalogate in funzione delle dimensioni della struttura e dei servizi forniti. Al gradino più basso troviamo gli ambulatori composti da uno o due ambienti che però non sono attrezzati con uno staff a tempo pieno. I servizi che possono offrire sono molto ridotti, quali

il trattamento di malattie poco gravi o ferite leggere. Queste strutture sono attrezzate con una strumentazione base: luci, dispositivi di comunicazione e a volte refrigeratori per vaccini. Un gradino sopra gli ambulatori, troviamo le cliniche, strutture più grandi con un personale medico stabile e maggiori attrezzature. Possono trattare patologie e ferite più importanti e dispongono anche di letti per i pazienti più gravi. Il consumo elettrico giornaliero medio è compreso tra i 4 e i 10 kWh [8]. Infine si hanno i piccoli ospedali rurali, che possono contare su di uno staff di dottori, infermieri e manutentori permanenti e sono predisposti per operazioni chirurgiche, riabilitazione e radiologia. Il consumo medio giornaliero di queste strutture è compreso tra i 10 e i 20 kWh [8].

Vi è una stretta relazione tra energia e salute. Citando l'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS) *'energia e salute sono fattori interdipendenti che determinano il progresso dello sviluppo rurale'*. Purtroppo, la distribuzione di energia attraverso i mezzi tradizionali non è riuscita ad essere affidabile e conveniente nel soddisfare i seppur modesti bisogni di una clinica rurale. Le forniture di gas e kerosene sono spesso costose e poco affidabili e la qualità della luce che essi offrono è scarsa. Benzina e gasolio possono essere utilizzati per azionare generatori elettrici che però sono molto costosi e vengono usati solamente in casi di emergenza. D'altra parte, l'energia rinnovabile ricavabile dal Sole e dal vento è abbondante e disponibile quasi ovunque, anche se intermittente. L'OMS afferma che l'energia prodotta da queste fonti si è già dimostrata essere affidabile ed in grado di alimentare tutte le attrezzature mediche presenti in una struttura ospedaliera, ma, nonostante ciò, in molti siti viene ancora poco sfruttata.

1.4 Agenda 2030

In questo scenario, nel 2015 le Nazioni Unite hanno sottoscritto il programma denominato Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile [9]. Con questo documento, i 193 Paesi membri dell'ONU si sono impegnati alla realizzazione di 17 Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (Sustainable Development Goals, SDGs) tra cui: porre fine ad ogni forma di povertà estrema nel mondo, garantire a tutti la disponibilità e la gestione sostenibile dell'acqua e delle strutture igienico-sanitarie, assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni, promuovere azioni, a tutti i livelli, per combattere il cambiamento climatico. Quella che si presenta è forse la sfida più difficile mai lanciata

dall'uomo. Con approssimativamente 844 milioni di persone nel mondo che non hanno accesso all'acqua pulita, 400 milioni che mancano delle più elementari forme di assistenza sanitaria [10] e il già citato miliardo senza accesso all'energia elettrica fondamentale sarà il contributo degli investitori privati. L'UE ha già previsto nuovi fondi comunitari per attrarre investimenti, soprattutto nel continente africano, ma c'è la necessità di costruire partnership solide con la collaborazione delle banche, al fine di incentivare anche le start-up locali.

Tabella 1.1. *Popolazione senza accesso a energia elettrica [1]*

<i>Paese</i>	<i>2016</i>		<i>Scenario ipotetico 2030</i>	
	<i>[%]</i>	<i>[milioni]</i>	<i>[%]</i>	<i>[milioni]</i>
<i>Africa</i>	48	588	36	601
<i>India</i>	18	239	0	0
<i>Sud-Est asiatico</i>	10	65	<1	2
<i>Altri Paesi in via di sviluppo (Asia)</i>	27	135	9	52
<i>Centro-Sud America</i>	3	17	1	4
<i>Medio oriente</i>	7	17	5	14
<i>Mondo</i>	14	1061	8	674

Capitolo 2

Micro-Reti: definizione e modelli di business

Una micro rete (MG: Micro-Grid) può essere definita come un insieme di fonti distribuite di energia elettrica interconnesse a dei carichi elettrici e termici, affiancate da dispositivi di accumulo di energia (ESS: Energy System Storage), che opera in un sistema di distribuzione a bassa tensione. In una micro rete, affidabilità, sicurezza e qualità dell'energia trasmessa possono essere aumentate utilizzando dispositivi e interfacce elettroniche [11]. La struttura energetica di una micro rete può variare a seconda delle condizioni geografiche, della disponibilità di un certo tipo di risorsa e da condizioni socio-economiche come l'accessibilità o l'accettabilità del progetto. Ad esempio, in regioni dove non si possono sfruttare energie rinnovabili di alcun tipo, possono essere sviluppate micro-reti funzionanti a combustibili fossili, mentre in aree dove è presente un sostanziale apporto di energia solare si possono pensare reti basate completamente sulla generazione di energia tramite pannelli fotovoltaici. Proprio a causa dell'insorgenza di una maggior coscienza riguardo i temi di protezione ambientale, l'attuale generazione di micro-reti e quella futura sono decise a perseguire una significativa penetrazione di energia pulita e rinnovabile. Tutto ciò è inoltre supportato anche da ragioni prettamente economiche, in quanto il costo dei sistemi fotovoltaici e dei sistemi ESS sta diventando sempre più competitivo.

Tipicamente, una micro-rete è formata da sei componenti fondamentali: i generatori di energia, il sistema di accumulo, i carichi elettrici e termici, il sistema di gestione e controllo, il sistema di condizionamento della potenza e la rete di distribuzione, che verranno trattati nei capitoli successivi.

2.1 Classificazione

Le micro-reti possono funzionare in modalità autonoma (islanded mode o off-grid) o interconnesse alla rete elettrica principale (grid-connected). Nel primo caso, la rete può essere completamente isolata dalla rete elettrica principale per ragioni economiche o geografiche, o può decidere di disconnettersi da questa nel caso di guasto o per altre situazioni di emergenza.

Nel secondo caso, si ha il vantaggio di essere supportati in qualsiasi momento dalla rete principale per quanto riguarda problemi di fluttuazioni di frequenza e voltaggio e sbilanciamento di potenza [12] e consente una riduzione delle perdite di linea.

Le micro reti possono inoltre essere classificate, in base al tipo di struttura della rete in tre tipologie: AC (Alternate Current), DC (Direct Current), ibrida AC/DC [13].

- Micro-Reti AC

È la prima tipologia creata e le tecnologie che vi appartengono sono relativamente mature. Questo tipo di rete presenta solitamente generazione distribuita, carichi in AC e DC e dispositivi di accumulo energetico. I carichi DC e le fonti DC sono connessi alla rete AC attraverso converter AC/DC e DC/AC rispettivamente. Può operare in entrambe le modalità grid-connected o islanded mode. I vantaggi di questa rete sono rappresentati dal fatto che non si va a modificare la struttura originale di una rete AC e inoltre, le tecnologie di controllo e sicurezza sono mature e facilmente implementabili. Lo svantaggio è che sono necessari inverter e raddrizzatori per la connessione di fonti DC (PV: pannelli fotovoltaici) e carichi DC che causano una diminuzione dell'efficienza dell'intera rete.

- Micro-Reti DC

Questa tipologia si è affermata dopo la rapida crescita, negli ultimi 20 anni, di fonti e carichi DC nella rete di distribuzione. Sistemi solari fotovoltaici e celle a combustibile sono ampiamente utilizzati in questa tipologia di micro-reti. Ci sono diversi vantaggi in questa configurazione, come la facilità di connessione delle fonti DC alla rete con una conseguente riduzione delle perdite e dei costi e la semplicità di controllo della rete [14].

- Micro-Reti ibride AC/DC

Sebbene le reti DC presentino molti vantaggi, le reti AC domineranno il mercato ancora per i prossimi decenni a causa delle infrastrutture già esistenti. Uno scenario plausibile sarà quello di una rete ibrida AC/DC dove alle infrastrutture AC saranno aggiunti nuovi carichi, generatori e accumuli a corrente diretta. Questo tipo di rete è composta da due sotto-reti, una AC e una DC, a ciascuna delle quali sono connessi carichi, generatori e dispositivi di stoccaggio. Le due sotto-reti sono poi connesse per mezzo di un converter bidirezionale

AC/DC. Anche in questo caso la rete può operare nelle due modalità grid-connected e islanded mode.

2.2 Smart-Grid

Un ulteriore passo avanti in questo campo è rappresentato dalle Smart-Grid (SG). Questo termine si riferisce a una rete di potenza in grado di integrare tutti gli elementi connessi (generatori distribuiti, carichi, sistemi di accumulo, di protezione e controllo) attraverso un processo coordinato che assicura l'ottimizzazione di generazione, trasmissione e distribuzione in modo efficiente, sicuro ed economico. La sua caratteristica chiave è la completa automazione. Il controllo di ogni singolo dispositivo avviene per mezzo di software di gestione centralizzati che realizzano controlli continui grazie a strumenti di monitoraggio intelligenti, tenendo traccia di tutto il flusso elettrico del sistema.

Basicamente, le Smart-Grid sono sistemi con strutture a tre strati. Nel mezzo troviamo i dispositivi di comunicazione che garantiscono il collegamento tra strato inferiore, composto dalle infrastrutture della rete tradizionale ed i sensori che raccolgono dati su queste, e lo strato superiore, composto dai software che permettono l'aggregazione e l'analisi dei dati collezionati [5]. Una schematizzazione della struttura appena esposta è rappresentata in Fig. 2.1.

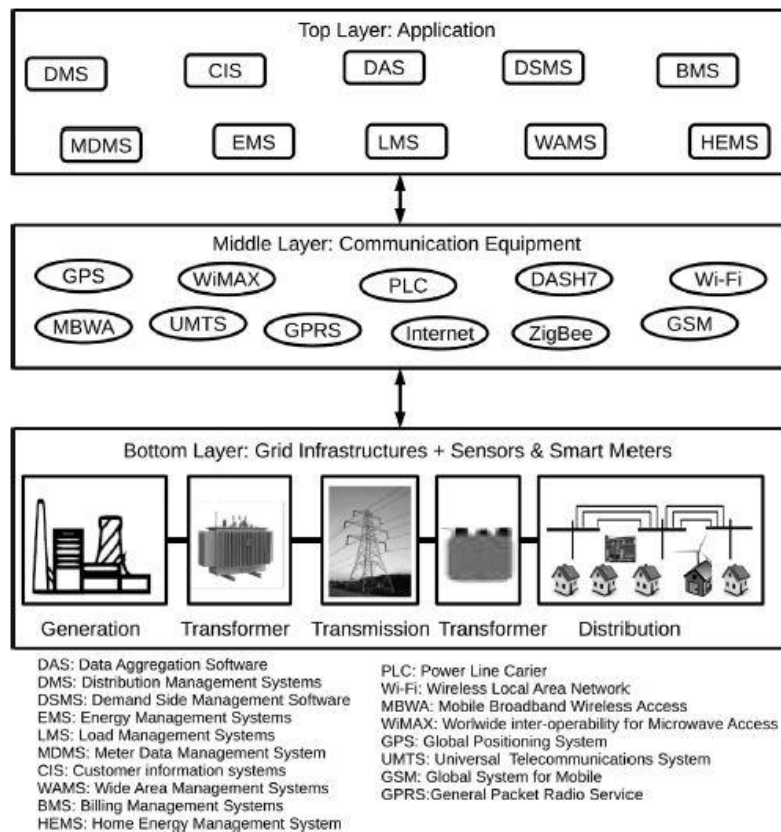


Figura 2.1. Schema di una Smart Grid con struttura a tre strati

2.3 Benefici Smart Micro Grid

L'introduzione delle micro reti offre la possibilità di affrontare concretamente i molti problemi che affliggono la fornitura di energia elettrica nei paesi in via di sviluppo, dalla generazione fino alla distribuzione al consumatore, includendo appunto la gestione e il controllo della fornitura elettrica nelle aree rurali. I benefici fondamentali che porta questa tecnologia sono di tipo economico, sociale ed ambientale oltre che sul piano prettamente tecnico ad una maggior affidabilità ed efficienza.

- Affidabilità

Una rete nazionale affidabile deve svolgere la sua funzione di distribuzione dell'energia elettrica agli utenti, quando la richiedono. Come illustrato in precedenza, spesso nei paesi con una rete poco sviluppata, questo non è garantito. L'implementazione di SM-G (Smart Micro-Grid) può contribuire a superare il problema, riducendo la frequenza e la durata delle

interruzioni di corrente ed il numero di disturbi nella rete dovuta la scarsa qualità della potenza trasmessa.

- **Efficienza**

Le SM-G sono una soluzione efficace per il superamento delle inefficienze della rete nazionale. L'utilizzo di questa tecnologia consentirà alla rete di auto-ripararsi con la capacità di operare continue autovalutazioni per rilevare, analizzare, rispondere e, se necessario, ripristinare componenti o sezioni della rete. L'efficienza sarà migliorata attraverso un buon coordinamento dell'energia e dei capitali investiti e una riduzione totale dell'energia consumata, dei picchi di domanda e delle perdite di energia.

- **Economia**

I miglioramenti di efficienza delle utenze ridurrà i tempi operativi, la manutenzione e il costo capitale portando a numerosi benefici economici per tutte le parti interessate. Uno studio condotto dalla Frankfurt School riporta LCOE (Levelised Cost of Energy) per mini/micro-reti basate su fonti rinnovabili compresi tra 0,34 US\$/kWh e 0,51 US\$/kWh, mentre per una micro-rete operante in modalità autonoma (islanded mode) basata completamente su fonti rinnovabili il prezzo attualizzato dell'energia risulta compreso tra 0,61 US\$/kWh e 0,92 US\$/kWh [15]. Si presume inoltre, che in queste aree l'attuale ruolo passivo dei consumatori che contribuiscono in minima parte alle operazioni della rete nazionale, cambi verso una posizione più attiva assumendo il ruolo di produttori/fornitori di energia elettrica attraverso la generazione decentralizzata sfruttando turbine eoliche e pannelli fotovoltaici.

- **Ambiente**

Le emissioni generate durante le differenti fasi di produzione, trasporto e distribuzione dell'energia elettrica dipendono dalle caratteristiche delle tecnologie considerate e dalla quantità di combustibili fossili usati. La scarsa qualità della fornitura elettrica nei paesi in via di sviluppo ha spinto molti ad affidarsi a generatori diesel. Questo, associato alla produzione elettrica nazionale basata soprattutto su combustibili fossili, sono i più grandi ostacoli alla riduzione di emissioni inquinanti.

Da questo punto di vista, l'utilizzo di SM-G con un'elevata penetrazione di fonti rinnovabili può portare alla produzione di energia elettrica pulita e ridurre l'impatto ambientale.

- Sicurezza

Le SM-G operano un monitoraggio continuo della rete per rilevare situazioni pericolose o a rischio, che possono ridurre l'affidabilità o la sicurezza di tutte le operazioni.

- Società

L'uso di micro reti con un'alta penetrazione di rinnovabili è un'opzione molto valida per l'elettrificazione delle aree rurali lontane dalla rete nazionale. Le SM-G possono fornire le basi ad investitori privati per partecipare a progetti di elettrificazione nelle aree remote. Le micro reti ibride, che combinano due o più differenti ma complementari fonti energetiche nello stesso sito, possono provvedere ad una fornitura costante di energia elettrica ad un costo accessibile per le comunità rurali. Molti studi sulla fornitura elettrica in zone remote si sono concentrati in questi ultimi anni. B.K Bala ha progettato e ottimizzato una micro rete ibrida composta da pannelli fotovoltaici e generatore diesel per l'isola di Sandwip, Bangladesh, concludendo come i costi più rilevanti siano dovuti a PV e batterie di accumulo e come uno sviluppo in questi settori possa essere fondamentale per queste aree [16]. G. Comodi et al. hanno studiato il caso di una micro-rete isolata dalla rete nazionale in Uganda, sostenendo l'importanza di un sistema di accumulo efficiente per diminuire i costi di produzione e il consumo di combustibili fossili [17]. B. Limeechokchai et al. hanno analizzato l'introduzione di pannelli fotovoltaici nelle micro-reti alimentate da generatori diesel in Thailandia utilizzando il software HOMER, con particolare attenzione all'isola di Koh Mak, constatando una riduzione nel costo dell'energia (COE) e del costo attuale netto del progetto (NPC) [18]. Anche M. Anwari et al. hanno analizzano le prestazioni di un sistema ibrido PV/diesel con HOMER, questa volta localizzato in Malesia dove i risultati non hanno evidenziati vantaggi evidenti per (COE) e (NPC) anche se è stata ridotta la dipendenza dal diesel e delle emissioni inquinanti [19]. Muyiwa S. A. et al. hanno studiato il caso di una micro-rete ibrida nel sud del Ghana proponendo sei configurazioni economicamente realizzabili [20]. Infine, D. Akinyele ha presentato un'analisi tecnico-economica di una nano rete con generazione di energia elettrica attraverso pannelli fotovoltaici, turbine eoliche e generatori diesel in Nigeria affermando l'importanza di un *Demand Response Program (DR)* per dimensionare correttamente i componenti del sistema e ridurre i picchi di domanda [21]. Da questi studi, l'idea di realizzare nella tesi proposta una soluzione di micro rete ibrida, in modo da ridurre i costi iniziali del progetto evitando un sovradimensionamento dell'impianto fotovoltaico.

2.4 Stato attuale della ricerca sulle micro reti

Negli ultimi anni il tema delle micro-reti è stato oggetto di particolari attenzioni per i motivi già citati come il riscaldamento globale e l'accesso all'energia nei paesi in via di sviluppo. La ricerca si è concentrata su diversi ambiti: progettazione e dimensionamento ottimale dei componenti, controllo e protezione della rete e sistemi di gestione della rete. In letteratura si possono trovare molteplici esempi di ciò. M. Jayachandran et al. hanno studiato i modelli matematici di una micro-rete ibrida composta da pannelli fotovoltaici, turbina eolica, generatore diesel e sistema ESS ottimizzando la taglia dei componenti con uno schema PSO (Particle Swarm Optimization) [22]. M. H. Amrollahi e al. hanno progettato una rete ibrida composta da pannelli fotovoltaici e turbina eolica con sistema ESS ed un innovativo *Demand Response Program* in grado di distribuire accuratamente i carichi durante la giornata e ridurre i picchi di domanda [21]. X. Zhu et al. hanno analizzato differenti tecniche di controllo applicabili ad una micro rete [13]. A. Bracale et al. hanno configurato e ottimizzato una micro-rete a corrente continua utilizzando un sistema predittivo a breve termine, proponendo infine un caso studio relativo a un complesso industriale in Italia [23]. Infine, Z. Cen et al. hanno configurato una micro-rete composta da pannelli fotovoltaici e sistema di accumulo, descrivendo inoltre il sistema di monitoraggio e raccolta dati (SCADA) [24]. I principali settori di sviluppo per le micro reti si concentrano sulle problematiche di modellizzazione e sviluppo dei mezzi e delle tecnologie necessarie per costruire un'infrastruttura sicura ed affidabile. Le aree di ricerca si dividono in tre aree funzionali:

- Creazione di modelli: sviluppo di modelli di componenti e strategie di controllo con la creazione di funzioni test per la rilevazione dei comportamenti principali in determinate dinamiche.
- Sviluppo delle tecnologie: sviluppo di sistemi affidabili di test e di misura, ampliamento delle bande di trasmissione e comunicazione, sviluppo di metodi di controllo delle fonti di generazione distribuita in particolare sull'elettronica di potenza per la conversione e lo stoccaggio dell'energia e per la gestione della potenza reattiva.
- Dimostrazione e valutazione: verifica delle prestazioni delle micro reti, archiviazione di dati di analisi e modellizzazioni, costruzione di processi e infrastrutture per i test e il supporto.

2.5 Modelli di business per micro reti

Esistono quattro differenti modelli operativi implementati con successo in differenti parti del mondo [25]. Questi modelli differiscono per il modo in cui i sistemi vengono impiegati e organizzati. Il successo o il fallimento dell'operazione di una micro rete dipende da molte variabili di tipo ambientale, geografico e socio-economico, ma anche dalle politiche energetiche attuate nel paese interessato.

I quattro principali modelli operativi sono:

- Gestione pubblica;
- Gestione privata;
- Gestione comunitaria;
- Gestione ibrida.

- Gestione pubblica

Questa modalità operativa presuppone che l'ente pubblico per la gestione dell'energia sia proprietario e gestore della micro rete. È quindi responsabile per l'installazione, la riparazione, la manutenzione e l'operazione della micro rete. Anche la riscossione delle tariffe è compito dell'azienda pubblica. Il progetto dovrà essere finanziato inizialmente dalla società elettrica nazionale e sovvenzionata dal governo centrale o da donatori privati. Per venire incontro agli obiettivi sociali, il servizio elettrico potrebbe caricare agli utenti di una micro rete prezzi simili a quelli applicati ai consumatori connessi alla rete nazionale. Se così fosse, quest'ultimi potrebbero sovvenzionare le tariffe pagate dai consumatori della micro rete.

Il vantaggio principale di questo tipo di gestione sta nel fatto che la responsabilità del progetto ricade interamente su un ente con la giusta esperienza e le capacità sia tecniche che finanziarie per gestire in modo appropriato il progetto. Diversi paesi come Tailandia, Tunisia e Marocco, impegnati in programmi di elettrificazione rurale, possono offrire esempi di come la gestione pubblica di micro reti possa essere un modello vincente.

D'altra parte, la liberalizzazione del mercato energetico che ha preso piede in molti paesi in via di sviluppo ha costretto gli enti pubblici a perseguire logiche di mercato che poco hanno a che fare con l'estendere l'accesso all'energia a zone remote del paese.

- Gestione privata

Il settore privato è responsabile per la costruzione, gestione e operazione della rete. I potenziali sponsor possono ottenere i fondi per il progetto da varie fonti tra cui prestiti commerciali o attingere al capitale proprio. Altre sovvenzioni possono venire dal settore pubblico o da donatori privati attraverso garanzie di prestito. Al momento, esiste un numero limitato di esempi nei quali l'intero finanziamento provenga da investimenti privati e la capacità installata media dei progetti risulta inferiore rispetto a quelli di proprietà pubblica. I miglioramenti della tecnologia, le innovazioni dal punto di vista del finanziamento e un supporto dedicato da parte di questi donatori e del governo nazionale hanno contribuito ad aumentare l'attenzione su questo tipo di gestione.

- Gestione comunitaria

La micro rete viene gestita da un gruppo di utilizzatori finali. La comunità locale è organizzata in una cooperativa che è governata a sua volta da regolamentazioni governative. L'evidenza suggerisce che la partecipazione della comunità contribuisce al successo della micro rete. Il finanziamento è basato principalmente sulle sovvenzioni e la comunità locale provvede con contributi in natura. Alcuni esempi di questi contributi sono la concessione di terreni per l'installazione dei componenti o lavoro non retribuito. Questo tipo di gestione porta diversi vantaggi alla popolazione locale quali: emancipazione e responsabilizzazione attraverso una gestione locale e, nel caso di connessione alla rete nazionale, un provento dall'applicazione delle tariffe feed-in.

Di solito, esiste una mancanza di competenze tecniche all'interno della comunità stessa, quindi pianificazione, configurazione e implementazione della rete vengono eseguite da terze parti. Un'ulteriore questione che viene sollevata da questa gestione è la possibile nascita di conflitti all'interno della comunità stessa dovuti all'utilizzo dell'energia prodotta, soprattutto nel caso in cui non esistano dispositivi atti a misurare il consumo di ogni utilizzatore. Accorgimenti tecnici, economici e sociali devono essere presi in considerazione nello sviluppo di questo modello, partendo dalla composizione del comitato di gestione della rete che può essere soggetto a fenomeni di corruzione. Per rendere sostenibili questi progetti, è importante imporre tariffe che coprano almeno i costi di operazione, mantenimento e ammortamento. Infine, risulta indispensabile trovare ed istruire i soggetti necessari alla gestione della rete nel territorio locale, senza i quali l'intero progetto risulta insostenibile.

- Gestione ibrida

Questo modello combina i differenti aspetti di quelli descritti in precedenza. Entità diverse possono essere coinvolte nell'investimento e nell'operazione della micro rete. Esiste una divisione dei ruoli e delle responsabilità attraverso l'istituzione di *joint venture* o altre condizioni contrattuali. La generazione e la distribuzione della corrente elettrica può essere divisa tra le compagnie governative e le società private o le piccole comunità nella forma di piccoli produttori di potenza (SPP) o piccoli distributori di potenza (SPD).

Alcuni esempi di questo modello ibrido sono:

- *Partnership tra settore pubblico-privato*: il settore pubblico costruisce e gestisce la rete mentre una società privata è responsabile della manutenzione del sistema.
- *Renewable Energy Service Company (RESCO)*: I componenti dell'impianto sono di proprietà dello stato, mentre le attività di operazione e manutenzione sono responsabilità della RESCO. Anche la riscossione delle tariffe è compito della società di servizi energetici.
- *Concessione*: al concessionario sono garantite delle condizioni vantaggiose per fornire energia elettrica alle aree rurali. Queste concessioni possono essere date in forma di monopoli geografici o tariffe preferenziali.
- *Power purchase agreements*: i componenti di generazione e distribuzione sono di proprietà e controllati da entità differenti ed è firmato un accordo energetico per la fornitura di energia elettrica.

2.5.1 *Modelli di business nel settore privato*

Modelli di business scalabili per sviluppatori privati di micro reti rimangono una sfida, ma esistono tuttavia strategie imprenditoriali che possono aiutare gli operatori a raggiungere dimensioni considerevoli. Tutti questi modelli sono stati sviluppati tenendo presente i bassi ricavi ottenibili dai consumatori a fronte dei costi di operazione e manutenzione.

- *Franchise*

I costi di gestione sono a carico dell'azienda 'madre' con un costo minimo per le aziende affiliate. Se il numero di queste aumenta, il costo marginale che deriva da un'ulteriore azienda affiliata diventa relativamente basso, a causa dell'economia di scala.

- *Anchor, businesses, and consumers: 'ABC' model*

In questo modello, l'obiettivo dell'operatore è quello di sviluppare siti con caratteristiche predefinite. Viene individuato un consumatore 'ancora', che possa rappresentare un carico stabile come un'antenna per telecomunicazioni, industrie di processo, stazioni di servizio o impianti minerari che possano garantire un flusso di cassa stabile. Ricavi stabili possono avere un impatto positivo sulla sostenibilità della micro rete e privilegiare l'accesso al credito. Imprese locali e centri abitati sono una fonte aggiuntiva di entrate che possono contribuire ad aumentare i ricavi dovuti alle fonti citate in precedenza. Uno studio del 2014 [26] evidenzia come questo modello abbia un grande potenziale di applicazione nell'Africa sub-sahariana. Nel territorio sono infatti presenti oltre 150 mila antenne per le telecomunicazioni e poiché si sta assistendo ad un'espansione della copertura mobile nel continente, questo numero subirà sicuramente un notevole incremento. Uno dei limiti di questo tipo di modello sta nel fatto che la fornitura di energia elettrica risulta possibile solo in caso di un eccesso di energia disponibile tenendo conto dei consumi del carico 'ancora', identificato in questo modello come il carico primario. In questo modo, questo approccio difficilmente può venire incontro alle esigenze della comunità interessata ed avere quindi un impatto positivo sulla vita delle persone.

- *Clustering approach*

Mini reti non interconnesse forniscono energia elettrica a villaggi situati vicini l'un l'altro. Queste vengono poi raggruppate come parte di un'unica unità operativa per ottimizzare i costi generali. Questo tipo di approccio è stato implementato anche in micro reti installate dall'azienda pubblica per ridurre i costi di transazione e anche gli istituti finanziari incoraggiano gli operatori a raggruppare più mini reti in un sistema più ampio. Sebbene questo modello ottimizzi i costi operativi, la gestione di un sistema di questo tipo richiede delle buone capacità sia dal punto di vista tecnico che manageriale e la mancanza di capitale umano adeguatamente istruito in Africa sub-sahariana potrebbe essere un ostacolo al successo di questo modello.

2.5.2 *Il sistema tariffario*

Diverse sono le barriere che si interpongono per una distribuzione importante delle micro reti basate su fonti rinnovabili: alti investimenti iniziali, alte tariffe (se confrontate con la rete

nazionale), difficoltà di investimento e finanziamento, mancanza di una legislatura chiara e di un supporto da parte delle istituzioni governative e limiti dal punto di vista gestionale. Le tariffe devono essere innanzitutto accessibili ai consumatori, ma anche adeguate a garantire un flusso di cassa, utile a coprire i costi correnti e altre passività, generare un profitto e recuperare l'investimento iniziale per rendere il sistema competitivo. Delle tariffe regolate accuratamente assicurano che l'energia elettrica sia accessibile al consumatore delle zone rurali e, sotto un controllo governativo che mira all'equità e allo sviluppo del territorio, possono essere poste pari a quelle caricate ad un'utenza collegata alla rete nazionale. In questo scenario, i costi strutturali della micro rete dovranno essere coperti da sovvenzioni statali, in modo che il progetto rimanga economicamente competitivo.

È inoltre importante garantire che questi pagamenti, sia in forma di sovvenzioni che di incentivi, rispondano in modo adeguato alle necessità dell'operatore della micro rete e vengano erogati in maniera tempestiva. Sono presenti diversi metodi di regolazione delle tariffe per le micro reti e variano da paese a paese. In Brasile, il regolatore della rete (Agencia Nacional de Energia Elétrica) ha la responsabilità di stabilire le tariffe sia per le utenze collegate alla rete, sia per le reti isolate, servite da concessionari. In Cina e India, nel caso di micro reti costituite dal governo, è compito delle comunità locali, attraverso i comitati cittadini, stabilire le tariffe. In Tanzania, esiste sia un aspetto comunitario che un'approvazione regolamentare di tipo governativo per stabilire il livello delle tariffe. Le tariffe al dettaglio sono determinate dagli sviluppatori del progetto dopo l'approvazione da parte della comunità e, quindi, l'ente regolatore della rete autorizza l'opera. Esiste infine una sostanziale differenza tra le tariffe di micro reti finanziate con fondi pubblici e quelle costituite da investitori privati. Questo perché l'investitore privato dipende per una certa misura dal finanziamento di banche e investitori, che solitamente richiedono un ritorno maggiore di quello accettato dall'ente pubblico. Questo significa che micro reti costituite con fondi privati risultano economicamente vantaggiose soprattutto in aree dove i consumatori hanno una maggior disponibilità economica e quindi riescono a coprire i costi del progetto.

Per i costruttori di micro reti, esistono tre canali di finanziamento: incentivi finanziari e sussidi, finanziamento da istituti di credito o investitori privati e tariffe al consumatore. Una micro rete, per essere commercializzabile, deve generare flussi di cassa entranti tali da coprire gli investimenti e i costi di operazione e manutenzione. I principali costi associati ad una micro rete sono dovuti a: sviluppo del progetto, investimenti per componenti di generazioni e distribuzione, gestione, operazione e manutenzione. I flussi di cassa entranti comprendono:

tassa di collegamento alla rete, vendita di energia elettrica e sovvenzioni. In funzione delle esigenze dei consumatori, differenti strategie tariffarie possono essere applicate:

- *Energy based tariff*: tariffe basate sull'energia consumata in kWh;
- *Power based tariff*: tariffe basate sul consumo di potenza previsto in Watt;
- *Fee-for service tariff*: sono previsti degli oneri per il servizio fornito. Il costo del servizio può essere calcolato assumendo il costo di combustibili alternativi come diesel o kerosene che sono stati evitati.

Dagli studi di settore, risulta che per micro reti localizzate in aree rurali riuscire ad ottenere dei ricavi sia più difficoltoso rispetto alle stesse situate in zone urbane, in quanto la domanda elettrica e la capacità di sostenere le spese energetiche sono minori. È quindi necessario che l'organizzazione del sistema, dalla configurazione della rete fino alla regolazione delle tariffe, siano accessibili a consumatori a basso reddito. Per ridurre la complessità e le barriere che derivano dall'implementazione di questa tecnologia, è fondamentale l'intervento di decisori politici che possano fornire un quadro normativo adeguato per sviluppare strutture tariffarie appropriate e creare percorsi preferenziali per l'ottenimento di licenze e permessi.

Capitolo 3

Metodologia: software e componenti

Nel seguente paragrafo saranno descritti i software utilizzati per la modellizzazione della micro rete ed i componenti di generazione ed accumulo utilizzati. Per ogni componente sarà fornita una descrizione e come il software opera per il dimensionamento dello stesso.

3.1 Software

Per la modellizzazione della micro rete sono stati utilizzati due software. Per la generazione dei profili giornalieri dei carichi elettrici è stato utilizzato LoadProGen mentre per la progettazione della micro rete, HOMER Pro.

3.1.1 *LoadProGen 2.0*

LoadProGen (Load Profile Generator [27]) è un software implementato in Matlab, sviluppato dal gruppo UNESCO Chair in Energy for Sustainable Development of Politecnico di Milano, per la stima dei profili di carico giornalieri di aree non elettrificate. L'obiettivo di questo strumento è fornire dei profili di carico giornalieri come dati di input per programmi di simulazione di sistemi off-grid per l'elettrificazione di zone rurali.

Il calcolo dei profili si basa su una serie di dati, specifica per ogni dispositivo considerato e sono:

- Potenza nominale dell'applicazione, P ;
- Ciclo minimo di funzionamento dell'applicazione, d ;
- Tempo totale di funzionamento, durante un giorno, per ogni tipo di applicazione considerata, h ;
- Finestra di funzionamento;
- Incertezza associata al tempo totale di funzionamento, R_h ;
- Incertezza associata alla finestra di funzionamento, R_w ;
- Presenza o no di uno specifico ciclo di funzionamento per l'applicazione considerata.

Le applicazioni sono raggruppate in classi. Di ogni classe va specificato il nome e il numero, e all'interno di ogni classe va definito il nome e il numero di ogni applicazione considerata. I dati di input possono essere ipotizzati o rilevati direttamente sul campo.

Per la generazione dei profili di carico vanno poi specificati:

- Numero di profili generati;
- Tempo di campionamento.

È possibile scegliere tra quattro diversi tempi di campionamento: 1 secondo, 1 minuto, 15 minuti, 1 ora. Questo significa che il profilo di carico che si genera è composto rispettivamente da 86.400, 1.440, 96 e 24 valori. Un profilo con una più alta densità di valori (1 secondo, 1 minuto) è indispensabile quando si vogliono valutare rapide reazioni dei componenti del sistema come generatori e sistemi di accumulo; i profili con una minor densità (15 minuti, 1 ora) possono essere utili quando si elaborano sistemi più complessi e si considera solo l'andamento generale dei profili.

L'algoritmo utilizzato per il calcolo dei profili di carico si basa su un approccio bottom-up e un campionamento stocastico degli istanti di accensione degli apparecchi, istituendo una correlazione tra fattore di carico, fattore di contemporaneità e numero di utenti. Stocastico perché permette, dato un set di dati di input, di calcolare differenti curve di carico che soddisfano tutte i vincoli imposti; bottom-up perché il modello calcola il consumo energetico individuale di ogni classe e poi estrapola questi risultati per rappresentare l'intero sistema (villaggio, città, regione) considerato.

3.1.2 *HOMER Pro*

Le analisi e le simulazioni verranno effettuate utilizzando il software HOMER Pro (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources [28]) sviluppato dal National Renewable Energy (NREL), USA. HOMER Pro è un potente strumento di simulazione, che tiene in considerazione fattori di sostenibilità, come l'efficienza del sistema, dati metereologici, costi del combustibile, costi operativi e di manutenzione. Nel processo di simulazione, HOMER Pro bilancia domanda e fornitura energetica, calcolando la fattibilità di ogni configurazione e ottimizzando il modello, al fine di ottenere il minor costo dell'energia elettrica generata. La soluzione ottimizzata è quella che soddisfa i vincoli tecnici imposti al minor costo totale attualizzato (NPC: Net Present Cost). HOMER Pro può inoltre svolgere un'analisi di sensibilità che può aiutare ad analizzare gli effetti di incertezze (tasso di interesse, costo del combustibile, ecc.) o di cambiamenti nelle

variabili d'ingresso (costo dei componenti, durata dell'investimento, ecc.). HOMER è considerato il software più utilizzato per la modellazione di reti elettriche ibride. Molti ricercatori lo utilizzano per studiare la fattibilità di progetti che prevedono la penetrazione di fonti rinnovabili come pannelli fotovoltaici e turbine eoliche in sistemi di generazione convenzionali come citato nel paragrafo precedente.

HOMER Pro consente di selezionare:

- tre diversi tipi di carico: carico elettrico, carico termico, carico di idrogeno;
- quattro tipi di generatori elettrici: pannelli fotovoltaici, turbine eoliche, turbine idrauliche e motori funzionanti a combustibili fossili;
- due tipi di generatori di idrogeno: reformer ed elettrolizzatore;
- un generatore di calore (Boiler);
- due tipi di accumulo: elettrico e a idrogeno;
- un converter.

I carichi necessitano come dati di input i valori orari di potenza termica/elettrica [kW] o di portata in caso di produzione di idrogeno [kg/h] divisi per mese. Per ogni componente di generazione e stoccaggio, HOMER Pro consente di assegnare come valore di input la taglia e/o il numero di componenti, i costi di investimento e manutenzione, il tipo di combustibile utilizzato e in alcuni casi, fornisce un catalogo con diversi modelli tra cui scegliere. Bisogna quindi introdurre i dati meteorologici quali radiazione giornaliera [kWh/m²giorno], temperatura [°C], velocità del vento [m/s] necessari a valutare l'energia prodotta da fonti rinnovabili. Questi dati possono essere inseriti manualmente o scaricati direttamente dal database di HOMER Pro. Inoltre, un converter è indispensabile nel caso in cui sistemi a corrente diretta servano carichi a corrente alternata e vice-versa. In questo caso, un converter può funzionare da inverter (DC-AC), raddrizzatore (AC-DC) o in maniera bi-direzionale. Infine, il sistema può essere progettato per operare in entrambe le configurazioni grid-connected e off-grid. Una volta inseriti tutti i componenti e forniti tutti i dati di input richiesti, tra cui i fattori economici quali tasso di interesse annuo, durata del progetto e penalità su interruzioni del servizio, si può avviare la simulazione. Per ogni time step, HOMER Pro confronta la domanda termica ed elettrica con l'energia che il sistema può fornire e calcola i flussi di energia entranti ed uscenti da ogni componente. Per sistemi che includono accumuli o generatori alimentati da combustibile, il software decide come far operare i generatori e quando caricare o scaricare le batterie. HOMER Pro svolge questi bilanci di energia per ogni configurazione presa in considerazione. Determina

quindi se il progetto è fattibile, cioè soddisfa la domanda energetica sotto le condizioni specificate e stima i costi di installazione e operazione del sistema.

3.2 Modellizzazione componenti

Il mix di generazione di una micro rete è stabilito in funzione delle risorse a disposizione nel sito esaminato. Vista la necessità di garantire una significativa penetrazione di energia pulita e rinnovabile in questo tipo di impianti sarà fondamentale stabilire il valore di grandezze quali la radiazione solare, ventosità, presenza di corsi d'acqua e/o biomasse.

- **Radiazione solare**

È l'energia radiante emessa dal Sole, generata a partire dalle reazioni termonucleari di fusione che avvengono nel suo nucleo e producono radiazioni elettromagnetiche nell'intervallo di lunghezze d'onda compreso tra 0,2 e 3 μm (spettro solare). Tutte le forme di utilizzazione diretta dell'energia solare hanno, come presupposto, la captazione della radiazione in arrivo dal Sole. I flussi di energia incidenti su superfici incidenti variamente inclinate ed orientate sono funzione di una serie di fattori quali i flussi di radiazione disponibili fuori dall'atmosfera, le caratteristiche di assorbimento e dispersione dell'atmosfera e i parametri geometrici delle superfici captanti rispetto al Sole. La radiazione che giunge su una superficie orizzontale è composta da una componente diretta, associata all'irraggiamento diretto sulla superficie, da una componente diffusa che arriva dal cielo in ogni direzione e da una radiazione riflessa dal terreno e dall'ambiente circostante una data superficie.

- **Ventosità**

Rappresenta la distribuzione nel tempo della velocità del vento a quota fissata in un determinato sito. È di enorme importanza per l'industria eolica poter descrivere in termini statistici questo fattore per ottimizzare le turbine e minimizzare così i costi di generazione. La distribuzione temporale della ventosità viene di solito descritta usando la funzione di distribuzione statistica di Weibull. Questa distribuzione statistica varia da luogo a luogo, in funzione delle condizioni climatiche locali, la quota considerata, la conformazione del sito e le caratteristiche della superficie. Proprio perché la ventosità di un sito è funzione di molteplici fattori, in prima approssimazione si può ricorrere all'uso di atlanti eolici e dati

storici, ma per un'analisi più accurata bisogna far affidamento a dati rilevati in situ durante il periodo di almeno un anno, mediante anemometri.

- Corsi d'acqua

In caso di fiumi o laghi è possibile trasformare l'energia potenziale gravitazionale posseduta da una certa massa d'acqua ad una quota superiore rispetto al livello di restituzione delle acque derivate in energia cinetica. L'acqua di lago o di un bacino artificiale viene convogliata a valle attraverso condutture forzate e grazie ad un sistema turbina-alternatore l'energia idraulica viene convertita in energia elettrica.

- Biomassa

Si tratta di sostanze di origine vegetale e residui zootecnici, quindi caratterizzati da una matrice di tipo organico e prodotti da organismi viventi. Una volta individuato il sito di installazione della micro rete è importante valutare la disponibilità di biomassa di tipo legnoso per dimensionare una caldaia o un impianto termodinamico sottoposto.

L'obiettivo di questa tesi è quello di proporre un modello di micro-rete di vasta applicazione, che possa essere implementato in diverse località con caratteristiche simili, concentrandosi in particolare nelle zone dell'Africa sub-sahariana. Si è già mostrato infatti, come siano proprio queste aree le più carenti dal punto di vista di accesso all'energia elettrica. Si è quindi deciso di optare per un design che valorizzi il grande potenziale energetico fornito dal Sole in queste zone e non utilizzare aerogeneratori in quanto fortemente dipendenti dalla conformazione del territorio. La micro rete progettata è così composta da tre componenti principali: moduli fotovoltaici, un generatore diesel ed un sistema di accumulo energetico. Come già dichiarato nel paragrafo precedente, è stato utilizzato il software HOMER Pro per la simulazione dell'impianto. Nei paragrafi successivi si descrivono i componenti e il loro funzionamento. Si passerà poi a studiare come opera il software HOMER tenendo conto degli input tecnici ed economici dati.

3.2.1 Modulo fotovoltaico (PV)

La tecnologia fotovoltaica sfrutta l'effetto fotovoltaico, per mezzo del quale alcuni semiconduttori opportunamente drogati generano elettricità se esposti alla radiazione solare. Un impianto fotovoltaico è essenzialmente costituito da un generatore (pannelli fotovoltaici), da una struttura di sostegno, da un sistema di controllo e condizionamento della potenza, da tutte le apparecchiature di manovra e protezione e dai cavi di collegamento.

- Teoria cella fotovoltaica

Il componente elementare del generatore è la cella fotovoltaica, in cui avviene la conversione della radiazione solare in corrente elettrica. La cella è costituita da un materiale semiconduttore, generalmente silicio. Ogni atomo di silicio dispone di quattro elettroni nell'orbitale più esterno (elettroni di valenza), attraverso i quali forma quattro legami covalenti con altri quattro atomi di silicio creando un reticolo cristallino molto stabile. Fornendo agli elettroni di valenza una certa quantità di energia (energy gap) sotto forma di radiazione solare essi sono in grado di saltare dalla banda di valenza alla banda di conduzione, lasciando uno spazio vuoto nel reticolo, detto lacuna. Il risultato di questo fenomeno è un movimento disordinato di cariche di segno opposto che, in condizioni normali, porta a una continua ricombinazione di elettroni e lacune che genera calore. Per limitare questi fenomeni e produrre un effetto utile, è necessaria la presenza di un campo elettrico che sia in grado di stabilire una direzione preferenziale al flusso degli elettroni. Si può ottenere un campo permanente sovrapponendo due strati di silicio 'drogati' rispettivamente con atomi di fosforo (zona con elettroni in eccesso) e boro (zona con lacune in difetto). Si viene quindi a creare una giunzione detta $p-n$ che genera un movimento di elettroni verso la zona p , che risulta quindi carica negativamente, mentre la zona n risulta carica positivamente. Il risultato è un campo magnetico di bassa entità, ma stabile all'interno del semiconduttore. Quando la cella di silicio viene esposta alla radiazione solare, gli elettroni di valenza, assorbendo i fotoni, acquistano l'energia necessaria per saltare verso la banda di conduzione e migrare verso la zona n . La cella è caratterizzata dalla presenza su entrambe le superfici di contatti metallici con funzione di accogliere il flusso di elettroni e convogliarli all'estremità superiore della cella stessa. Se la cella viene collegata ad un carico elettrico può avvenire la circolazione di corrente.

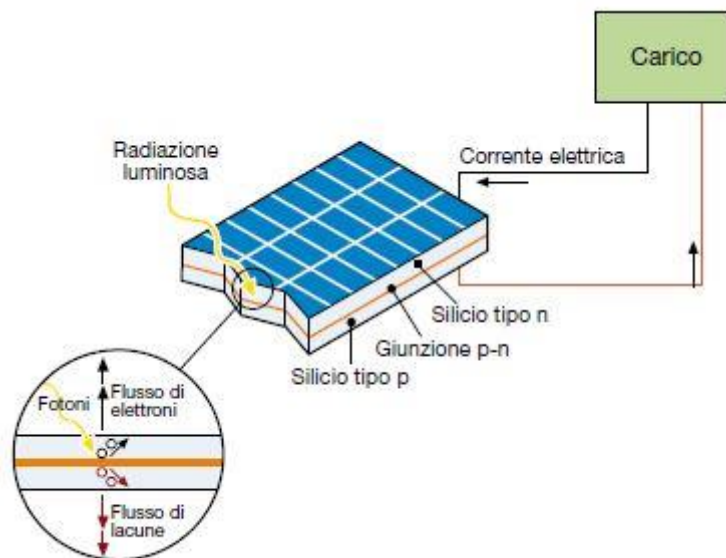


Figura 3.1. Funzionamento cella fotovoltaica [29]

L'insieme di più celle fotovoltaiche collegate in serie costituisce un modulo fotovoltaico e più moduli collegati tra loro meccanicamente ed elettricamente formano un pannello. A loro volta, la connessione di pannelli in serie viene definita stringa e più stringhe collegate in parallelo costituiscono il campo fotovoltaico.

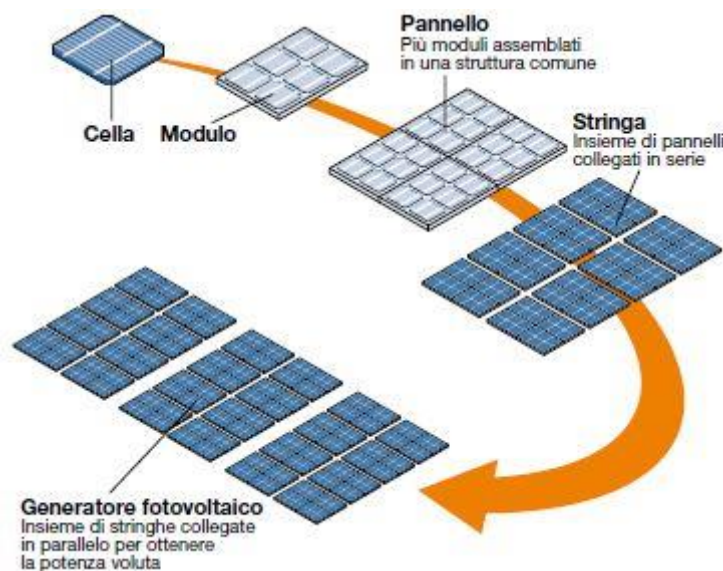


Figura 3.2. Campo fotovoltaico [29]

Per rappresentare la caratteristica elettrica della cella fotovoltaica si può utilizzare il modello a singolo diodo, rappresentato in Fig. 3.3.

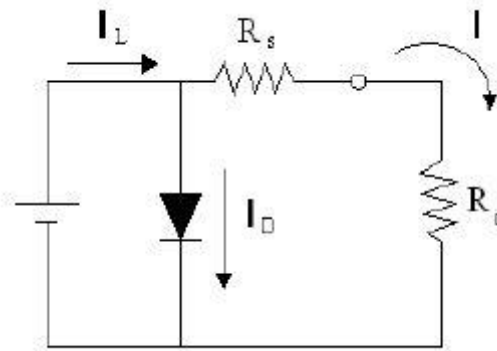


Figura 3.3. Circuito equivalente di una cella fotovoltaica

La generazione di corrente I_L per effetto della radiazione luminosa è rappresentata da un generatore di corrente in parallelo con un diodo che rappresenta la giunzione $p-n$. La corrente risultante I è quindi uguale alla differenza tra corrente generata dalla luce I_L e corrente del diodo I_D :

$$I = I_L - I_D = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{kT}\right) - 1 \right] \quad (3.1)$$

Nel circuito equivalente R_c simboleggia la resistenza di carico mentre R_s tiene conto della resistenza ohmica nei contatti di metallo, nel materiale semiconduttore e delle perdite elettriche nel collegamento metallo-semiconduttore. Tenendo conto della resistenza R_s , detta resistenza serie, l'espressione di I diventa:

$$I = I_L - I_D = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{kT}\right) - 1 \right] \quad (3.2)$$

In Fig. 3.4 è riportata la caratteristica $I-V$ per un determinato valore di irraggiamento di una cella al silicio. La corrente di corto circuito I_{sc} è la massima corrente generata dalla luce, infatti in condizioni di cortocircuito, il diodo non assorbe corrente ($I_L=I$). A vuoto invece, si ha la massima tensione V_{oc} ai capi della cella, corrispondente a quella tensione per cui la corrente risultante in uscita è nulla. La condizione di lavoro ottimale della cella è rappresentata dal punto della curva in corrispondenza del quale il prodotto di corrente e tensione risulta massimo, cioè $P_M = I_M \cdot V_M$.

Variando le condizioni di irraggiamento solare e di temperatura variano rispettivamente la corrente di corto circuito e la tensione a vuoto come illustrato in Fig. 3.5 e Fig. 3.6.

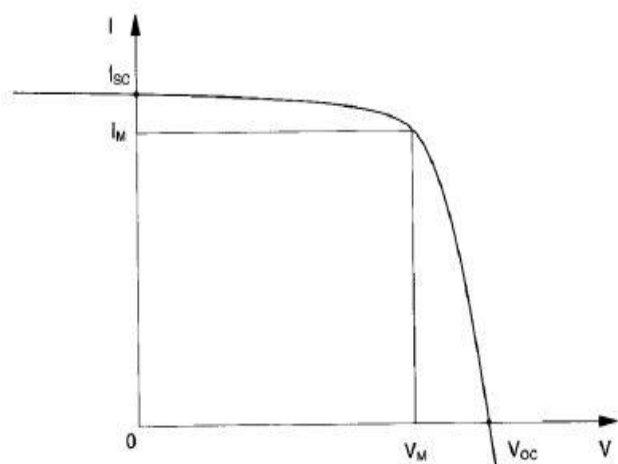


Figura 3.4. *Caratteristica tensione-corrente di una cella solare*

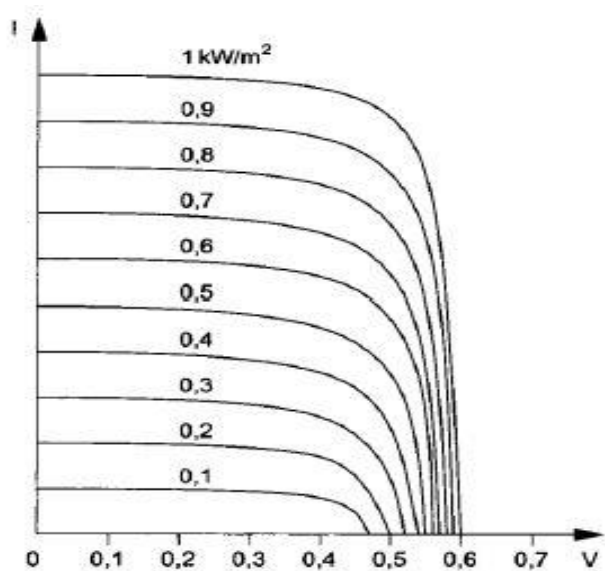


Figura 3.5. *Variatione curva caratteristica in funzione del livello di radiazione*

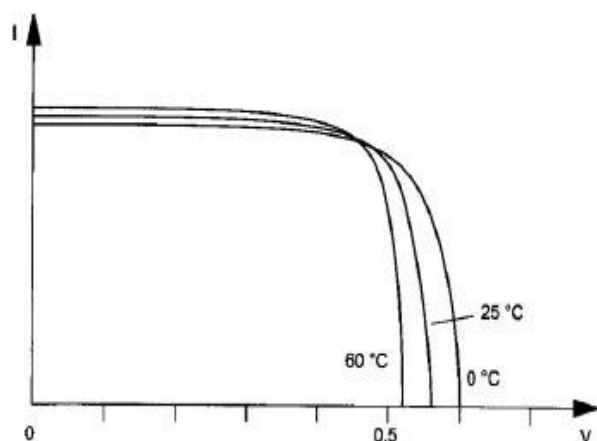


Figura 3.6. *Variazione curva caratteristica in funzione della temperatura*

Il rendimento di conversione è definito come il rapporto tra la massima potenza elettrica generata dalla cella e quella della radiazione solare incidente sulla cella stessa:

$$\eta_c = \frac{V_M I_M}{P_i} \quad (3.3)$$

Per poter confrontare diversi modelli di pannelli fotovoltaici, si definisce l'efficienza nominale della cella misurata in condizioni standard di riferimento (STC) come:

$$\eta = \frac{P_{STC}}{G_{T,STC} A} \quad (3.4)$$

dove P_{STC} è la massima potenza in W_p producibile dalla cella in condizioni standard, $G_{T,STC}$ indica l'irraggiamento in condizioni standard e A rappresenta l'area della cella. Le condizioni di riferimento standard sono: irraggiamento pari a 1000 W/m^2 , temperatura di 25 °C e irradiazione monocromatica di riferimento per applicazioni terrestri (AM1,5).

- Tipologie di pannelli fotovoltaici

Esistono due tipologie principali di pannelli fotovoltaici: in silicio cristallino e a film sottile.

- Pannelli in silicio cristallino

Sono attualmente i più utilizzati e si suddividono in due categorie: monocristallino e policristallino. Come suggerisce il nome, il primo tipo è prodotto da un cristallo singolo di silicio ad elevata purezza. Il vantaggio principale di queste celle è il rendimento elevato (14-17%), cui si associa una durata elevata e il mantenimento delle caratteristiche nel tempo. Il secondo tipo, invece, è caratterizzato da celle composte dall'unione di più cristalli, con forma

ed orientazioni differenti. Il rendimento è inferiore rispetto al caso precedente (12-14%), ma anche il costo. La vita utile è comunque elevata ed anche il mantenimento delle prestazioni nel tempo.

- Pannelli a film sottile

Sono composti da materiale semiconduttore depositato, generalmente come miscela di gas, su supporti come vetro, polimeri, alluminio che danno consistenza fisica alla miscela. Lo strato del film semiconduttore è di pochi micron pertanto il risparmio di materiale è notevole e la possibilità di avere un supporto flessibile amplifica il campo di applicazione delle celle a film sottile. I materiali utilizzati sono:

- Silicio amorfo (rendimento 5-6%)
- CdTeS (tellurio di cadmio-solfuro di cadmio, 10-11%)
- GaAs (arseniuro di gallio)
- CIS, CIGS, CIGSS (leghe a base di diseleniuro doppio di rame e iridio).

- Modello HOMER Pro

HOMER Pro utilizza la seguente equazione per il calcolo della potenza prodotta da un sistema fotovoltaico:

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{\overline{G_T}}{\overline{G_{T,STC}}} \right) [1 + \alpha_P (T_c - T_{c,STC})] \quad (3.5)$$

dove:

Y_{PV} : è la capacità stimata del sistema fotovoltaico, cioè la sua potenza prodotta sotto le condizioni di test standard [kW]. Questo fattore tiene già in considerazione sia l'area sia l'efficienza del modulo, per questo motivo quest'ultimi non vanno specificati.

f_{PV} : è il fattore di declassamento [%]. Si utilizza questo fattore per tenere in conto che le reali condizioni di utilizzo dell'impianto divergono da quelle standard. Questo coefficiente considera fattori come il deposito di polvere o sabbia sul pannello, perdite di cablaggio, ombreggiamento e invecchiamento.

$\overline{G_T}$: rappresenta la radiazione solare incidente sul pannello nello step temporale considerato [kW/m²].

$G_{T,STC}$: rappresenta la radiazione solare incidente alle condizioni standard di riferimento [1 kW/m²].

α_p : coefficiente di temperatura [%/°C].

T_c : temperatura di cella allo step temporale considerato [°C].

$T_{c,STC}$: temperatura di cella nelle condizioni standard di riferimento [25 °C].

Per ogni ora dell'anno, HOMER Pro calcola la radiazione globale incidente sul modulo fotovoltaico utilizzando il modello di Duffie e Beckmann. Questo modello prende in considerazione: la radiazione globale solare incidente su una superficie orizzontale, l'orientazione del modulo, la sua posizione geografica, il giorno e l'ora durante l'anno. L'orientazione può essere fissata o può variare scegliendo uno tra diversi schemi di tracciato (tracking schemes).

La temperatura di cella T_c rappresenta la temperatura della superficie del modulo fotovoltaico. Se si decide di valutare gli effetti della temperatura sull'impianto fotovoltaico, HOMER Pro calcola la temperatura di cella in ogni step temporale, necessaria per il calcolo della potenza in uscita.

Ricaviamo T_c definendo innanzitutto il bilancio energetico di un modulo fotovoltaico, utilizzando anche in questo caso il modello di Duffie e Beckman:

$$\tau\alpha G_T = \eta_c G_T + U_L(T_c - T_a) \quad (3.6)$$

dove:

τ : trasmittanza solare, frazione della radiazione solare che è trasmessa attraverso la superficie [%]

α : assorbanza solare, porzione di energia solare che viene assorbita dalla superficie [%]

U_L : coefficiente di scambio termico con l'ambiente [kW/m² °C].

Esplicitando la temperatura di cella, si ottiene:

$$T_c = T_a + G_T \left(\frac{\tau\alpha}{U_L} \right) \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha} \right) \quad (3.7)$$

Poiché risulta difficoltoso misurare il rapporto $\left(\frac{\tau\alpha}{U_L}\right)$ i costruttori preferiscono riportare la temperatura nominale di lavoro della cella fotovoltaica (NOCT), che viene definita come la temperatura di una cella sottoposta ad una radiazione incidente di $0,8 \text{ kW/m}^2$, con temperatura ambiente pari a 20°C , durante un funzionamento a vuoto (η_c). Si può quindi scrivere:

$$\frac{\tau\alpha}{U_L} = \frac{T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{T,NOCT}} \quad (3.8)$$

dove:

$T_{c,NOCT}$: temperatura nominale di lavoro della cella [$^\circ\text{C}$]

$T_{a,NOCT}$: temperatura ambiente alla quale viene definito il NOCT, uguale a 20°C

$G_{T,NOCT}$: radiazione solare alla quale viene definito il NOCT, uguale a $0,8 \text{ kW/m}^2$.

Se si assume il rapporto $\left(\frac{\tau\alpha}{U_L}\right)$ costante, la temperatura di cella è definita dall'equazione:

$$T_c = T_a + G_T \left(\frac{T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{T,NOCT}} \right) \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha} \right) \quad (3.9)$$

HOMER Pro assume per il prodotto $(\tau\alpha)$ un valore pari a 0,9, come suggerito dal modello di Duffie e Beckman. Inoltre, HOMER Pro assume che il modulo fotovoltaico lavori sempre al punto di massima potenza, come se fosse controllato da un dispositivo MPPT, quindi si assume che l'efficienza di conversione coincida con quella di massima potenza:

$$\eta_c = \eta_{mp} \quad (3.10)$$

Ma η_{mp} dipende linearmente della temperatura di cella secondo la relazione:

$$\eta_{mp} = \eta_{mp,STC} [1 + \alpha_p (T_c - T_{c,STC})] \quad (3.11)$$

con

$\eta_{mp,STC}$: efficienza di conversione di massima potenza nelle condizioni standard di riferimento

- Maximum Power Point Tracking

Infine, vi è la necessità di adeguare generatore e carico attraverso l'individuazione istante per istante della coppia di valori I e V del generatore che permetta di lavorare alla massima potenza. A questo scopo, viene utilizzato un converter DC/DC o DC/AC. I dispositivi MPPT (Maximum

Power Point Tracking, Fig. 3.7) individuano il punto di massima potenza sulla curva caratteristica del generatore provocando ad intervalli regolari delle piccole variazioni nei parametri di conversione (duty cycle). Il codice è quindi in grado di stabilire per confronto se il modulo fotovoltaico stia lavorando in condizioni di massima potenza oppure no. A seconda del responso agisce ancora sul circuito per portare l'impianto in tale condizione ottimale.

Il sistema formato dalla schiera fotovoltaica con convertitore DC/DC con MPPT può essere modellizzato come un generatore di corrente ideale che varia la corrente erogata i_{pv} in base alla temperatura e alla radianza (Fig. 3.8):

$$i_{pv} = \frac{P_{mppt}}{u_{dc}} \quad (3.12)$$

Dove u_{dc} rappresenta la tensione continua in ingresso all'inverter.

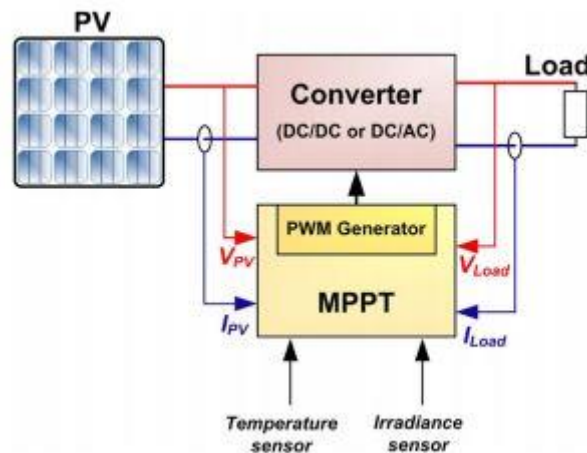


Figura 3.7. Schema generale di un impianto fotovoltaico e MPPT [30]

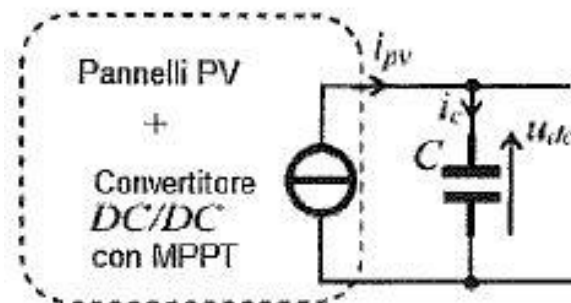


Figura 3.8. Modello di un pannello fotovoltaico con convertitore DC/DC con MPPT

3.2.2 Generatore diesel

Un generatore diesel è una macchina costituita da un motore termico accoppiato ad un generatore elettrico o alternatore. Il motore a combustione interna è una macchina volumetrica che si compone principalmente di un cilindro all'interno del quale scorre un pistone in moto alterno. Il movimento alternativo del pistone fa variare il volume della camera di combustione. Tramite un giunto, il pistone è collegato al complesso biella-manovella-albero che trasforma il moto alternativo in moto rotatorio. Nei motori a combustione interna si utilizzano quattro tipi principali di combustibile: diesel, gas naturale, GPL e benzina. La scelta del tipo di motore da utilizzare per il gruppo elettrogeno è influenzata da una serie di fattori. Il primo, in ordine di importanza, è dato dalla potenza che il gruppo elettrogeno deve generare: ogni tipologia di motore copre una certa gamma di potenza come mostra il diagramma in Fig. 3.9.

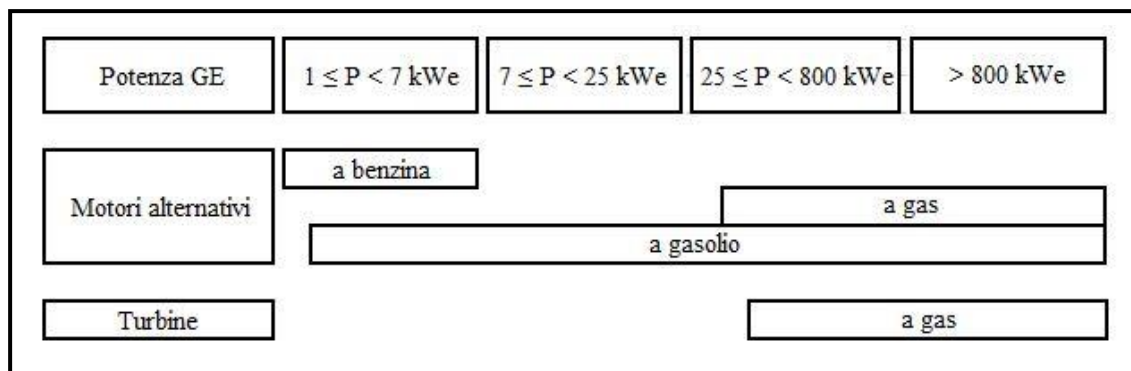


Figura 3.9. Classificazione dei motori primi [30]

Poiché in questo lavoro si prevede l'installazione di un motore diesel per la generazione di energia elettrica si analizza di seguito più in dettaglio questa tecnologia.

- Teoria generatore diesel

Il ciclo Diesel è un ciclo termodinamico che prevede l'accensione della miscela attraverso un processo di compressione. Esso prevede quattro trasformazioni come mostrato nel grafico in Fig. 3.10:

- Trasformazione di compressione adiabatica (1-2);
- Trasformazione di espansione isobara (2-3);
- Trasformazione di espansione adiabatica (3-4);
- Trasformazione isocora (4-1) con diminuzione della temperatura.

L'introduzione e l'espulsione dei gas è realizzata mediante valvole azionate da un albero a camme che ruota a velocità dimezzata rispetto all'albero motore, poiché ogni valvola si apre ogni due giri. A differenza dei motori a benzina, non presenta candele poiché l'accensione avviene per compressione del combustibile. Questo richiede però un rapporto di compressione, ovvero il rapporto tra il volume massimo e quello minimo della camera di scoppio, maggiore.

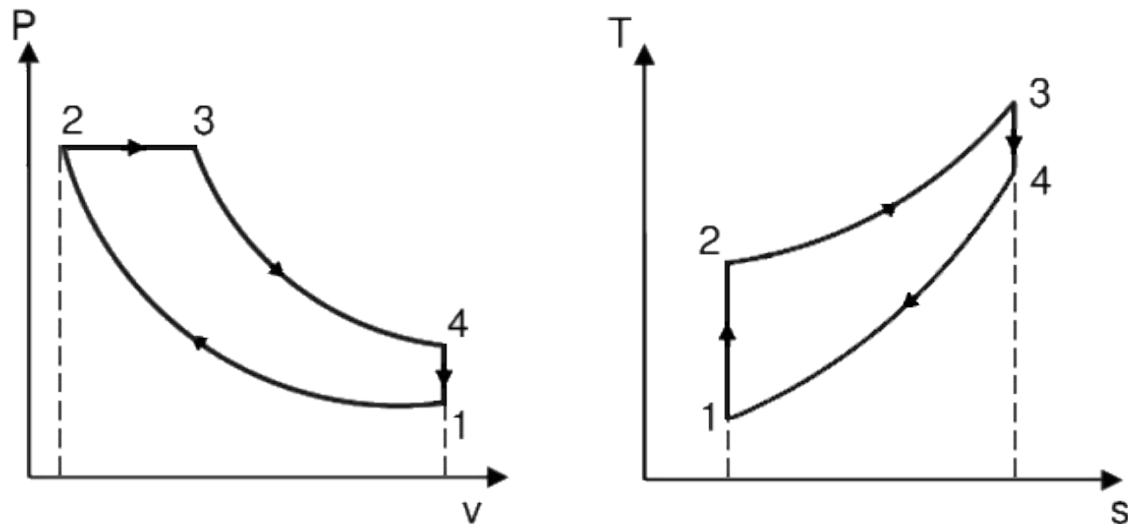


Figura 3.10. *Ciclo Diesel ideale*

L'energia termica trasformata in energia meccanica viene quindi convertita in energia elettrica per mezzo dell'alternatore.

- Tipologie generatori diesel

Per motori diesel di taglia compresa tra i 7 e i 25 kWe si distinguono due tipologie di motori: a 1500 giri/min e a 3000 giri/min. Questi ultimi sono utilizzati quando si devono contenere le dimensioni ed il peso del gruppo elettrogeno, ma sono soggetti ad una maggiore usura ed hanno una maggiore rumorosità. I motori sono generalmente equivalenti nella loro costruzione: pluricilindrici con disposizione in linea, normalmente ad aspirazione naturale, raffreddati ad aria o acqua, dotati di avviamento elettrico, regolatore automatico del numero di giri e di presa di moto con volano per l'accoppiamento con il generatore.

Per motori diesel di taglia superiore sono presenti esclusivamente motori funzionanti a 1500 giri/min. In questo caso si distinguono tre tipologie di macchine in funzione del tipo di aspirazione che può essere naturale, sovralimentata, sovralimentata ed interrefrigerata.

I gruppi elettrogeni possono essere allestiti con generatori a corrente continua o con generatori in corrente alternata tipo asincrono o sincrono in media o in bassa tensione. Anche per i generatori, si può effettuare una classificazione per gamme di potenza.

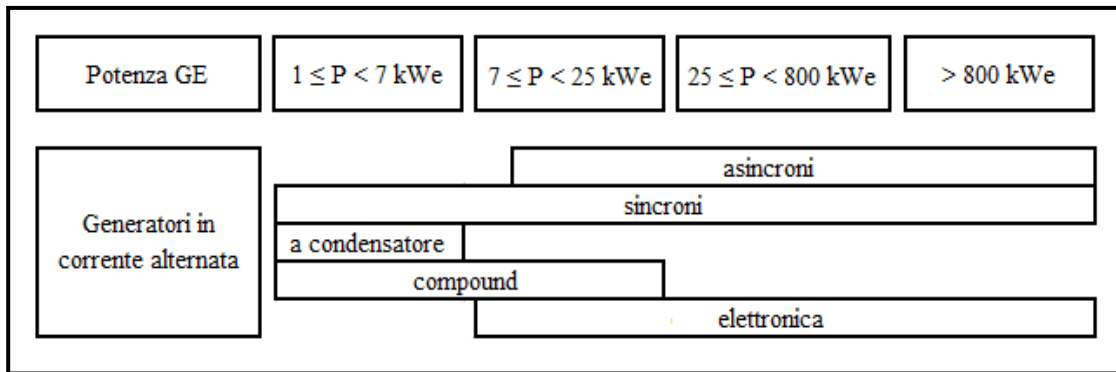


Figura 3.11. Classificazione generatori elettrici [31]

Le tipologie di generatore di maggior rilievo sono:

- Generatori asincroni

Trovano impiego quando è previsto il loro funzionamento in parallelo con la rete. Nel funzionamento ad isola, il generatore asincrono deve ricevere dall'esterno energia reattiva mediante batterie di condensatori, che possono però generare fenomeni di risonanza.

- Generatori sincroni

Sono utilizzati esclusivamente generatori del tipo a poli salienti. La loro struttura è praticamente la stessa a partire da qualche kVA ai MVA, varia però il tipo di eccitazione e di regolazione.

- Modello HOMER Pro

HOMER mette a disposizione una libreria con differenti tipi di combustibile e le loro proprietà fisiche come densità, potere calorifico inferiore, contenuto di carbonio e zolfo. Un generatore di questo tipo utilizza il combustibile per produrre energia elettrica e/o energia termica. Le caratteristiche principali sono: potenza elettrica massima e minima fornita, durata di vita in ore operative, tipo di combustibile utilizzato e la curva di combustibile, che mette in relazione la quantità di combustibile utilizzato con la potenza elettrica prodotta. L'equazione che descrive la curva di combustibile è:

$$F = F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen} \quad (3.12)$$

dove:

F_0 : intercetta della curva di combustibile [unità/hr/kW]

F_1 : pendenza della curva di combustibile [unità/hr/kW]

Y_{gen} : taglia del generatore [kW]

P_{gen} : potenza prodotta dal generatore [kW]

Si definisce l'efficienza elettrica del generatore come il rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia chimica del combustibile immesso nell'impianto:

$$\eta_{gen} = \frac{3,6 P_{gen}}{\dot{m}_{fuel} LHV_{fuel}} \quad (3.13)$$

dove:

\dot{m}_{fuel} : portata massica del combustibile [kg/h]

LHV_{fuel} : potere calorifico inferiore del combustibile [MJ/kg]

$$1 kWh = 3,6 MJ$$

Combustibile: Diesel

- $LHV_{fuel} = 43.2$ MJ/kg
- Densità = 820 kg/m³
- Contenuto di carbonio = 88%
- Contenuto di zolfo = 0,33%

3.2.3 Sistema di accumulo elettrico

Un sistema di accumulo è un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete.

A causa dell'alta penetrazione di fonti rinnovabili che si vuole ottenere per questo progetto, un sistema di accumulo energetico risulta indispensabile. Infatti, nel sistema di micro rete isolata che si vuole studiare, un sistema di accumulo svolge un ruolo chiave per mitigare le fluttuazioni di potenza a breve termine e risolvere i problemi legati all'imprevedibilità delle fonti

rinnovabili. Esistono differenti metodologie di accumulo, ad esempio elettrochimico, meccanico ed elettrico ciascuna più adatta ad una specifica applicazione. Per micro reti situate in zone rurali, durabilità e prestazioni non sono i fattori prioritari, ma costo e disponibilità sul sito giocano un ruolo rilevante nella decisione finale [31]. Per questo motivo, le batterie al piombo-acido sono considerate la scelta più appropriata poiché, essendo state oggetto per molti anni di sviluppo, hanno visto un calo dei prezzi ed una diffusione globale.

- Teoria batterie elettrochimiche

La loro invenzione è stata accreditata ad Alessandro Volta nel 1799 e permettono di trasformare l'energia chimica generata da reazioni elettrochimiche in energia elettrica. Queste avvengono tra due elettrodi immersi in un elettrolita. Quando un carico viene connesso ai terminali della pila, un flusso di elettroni passa da un elettrodo all'altro attraverso un circuito elettrico esterno. Una batteria è composta da più pile, connesse in serie o in parallelo o in entrambe le disposizioni. Ogni cella (Fig. 3.11) consiste in:

- Un anodo (elettrodo negativo) che si ossida durante la reazione elettrochimica;
- Un catodo (elettrodo positivo) che si riduce durante la reazione;
- Un elettrolita che funge da mezzo di passaggio per gli elettroni tra anodo e catodo;
- Un separatore poroso tra gli elettrodi per garantire l'isolamento elettrico.

Si definiscono di seguito i parametri fondamentali che definiscono un accumulatore.

- Capacità

Indica la quantità di [Ah] che una cella può fornire ad una determinata temperatura e rappresenta in un certo senso la quantità di energia che è possibile immagazzinare in un accumulatore. Per definire la capacità di una batteria è necessario specificare la tensione nominale ai morsetti e il tempo in cui questa riesce a fornire una certa quantità di [Ah]. Quest'ultimo fattore si può indicare con l'equazione:

$$C(t) = \int_0^t I(t) dt \quad (3.14)$$

Con t, tempo di scarica fissato in ore.

- Energia specifica e densità di energia

L'energia specifica indica la quantità di energia che un accumulatore può erogare per unità di massa in [Wh/kg]. La densità specifica è invece riferita all'unità di volume, espressa in [Wh/dm³].

- Stato di carica (SOC)

Rappresenta la percentuale di carica della batteria in un determinato istante, dato appunto dal rapporto della capacità rimanente alla batteria e la capacità nominale:

$$SOC = \frac{Ah_{rimanenti}}{Ah_{nominali}} \quad (3.15)$$

Lo SOC rappresenta un indicatore della carica elettrica accumulata nella batteria. Il suo valore è compreso tra $0 < SOC < 1$. Il comportamento di questo indicatore è descritto dalle relazioni seguenti [33]:

$$SOC(t) = \frac{1}{C(t_i)} \int_{t_0}^{t_i} \eta_c I_{bat}(\tau) d\tau + SOC(t_0) \quad (3.16)$$

$$C(t) = \frac{C_n C_t}{(1 + A_{cap} \left(\frac{|I_{bat}(t)|}{I_n}\right)^{B_{cap}} (1 + \alpha_c \Delta T(t) + \beta_c \Delta T(t)^2))} \quad (3.17)$$

$$I_n = \frac{C_n}{n} \quad (3.18)$$

dove:

$C(t)$: capacità della batteria nell'istante temporale t [Ah]

$\eta_{batt,c}$: efficienza di carica della batteria

$I_{bat}(t)$: corrente entrante nella batteria nell'istante t

C_n : capacità nominale della batteria per un tempo specificato di n ore

C_t, A_{cap}, B_{cap} : costanti del modello

ΔT : variazione di temperatura dalla temperatura di riferimento (25°C)

I_n : corrente di scarica corrispondente alla capacità nominale

α_c, β_c : coefficienti funzione della temperatura.

Un altro parametro che viene indicato è la profondità di scarica (DoD), in formule:

$$DoD = 1 - SoC \quad (3.19)$$

- Rendimenti

Esistono tre tipi di rendimento: rendimento in tensione, in corrente ed energetico. Essi rappresentano rispettivamente il rapporto tra tensione, corrente ed energia tra una carica ed una scarica consecutive sotto specifiche condizioni di stato di carica iniziale e finale, correnti di carica e scarica e temperatura. In formule:

$$\eta_{batt,I} = \frac{\int_0^{t_d} I_d(t) dt}{\int_0^{t_c} I_c(t) dt} \quad (3.20)$$

$$\eta_{batt,V} = \frac{V_d}{V_c} \quad (3.21)$$

$$\eta_{batt,e} = \frac{\int_0^{t_d} I_d(t) V_d(t) dt}{\int_0^{t_c} I_c(t) V_c(t) dt} \quad (3.22)$$

Indicando con il pedice d la scarica (discharge) e con il pedice c la carica (charge).

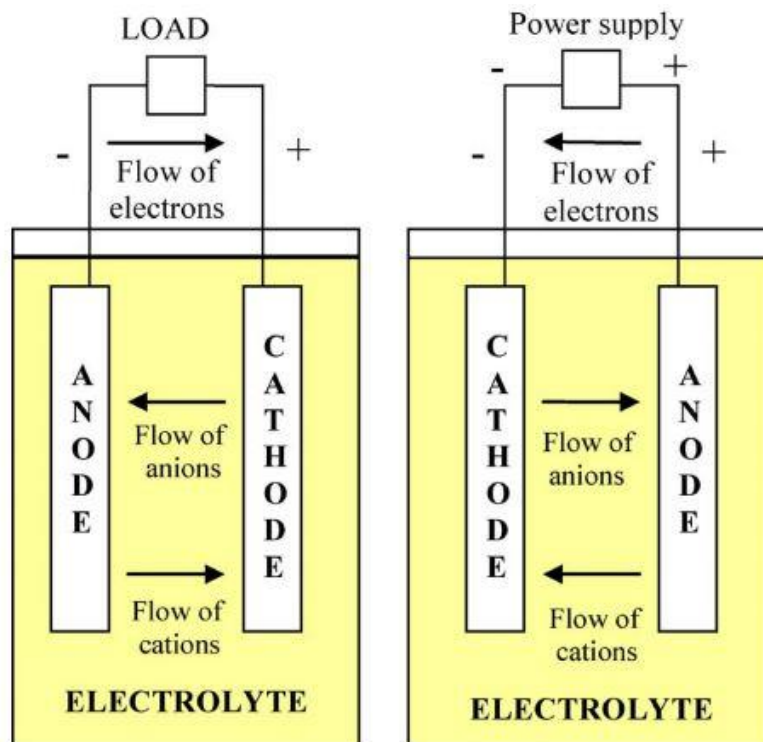


Figura 3.12. Schema batterie ricaricabili [32]

L'analisi teorica delle caratteristiche di funzionamento dei sistemi di accumulo con batterie elettrochimiche è abbastanza complessa per i molteplici fenomeni non lineari che intervengono durante le operazioni di carica e scarica. Un modello tipico di batteria è rappresentato dal

circuito equivalente in Fig. 3.12. Questo circuito è costituito da un generatore di tensione E_b e da una resistenza interna R_i . Questo modello include inoltre le variabili principali del sistema: stato di carica della batteria (SOC), corrente che attraversa la batteria I_{bat} , temperatura T e numero di celle in serie n_b . Il circuito può essere rappresentato dalla relazione:

$$V_{bat}(t) = n_b E_b(t) + n_b I_{bat}(t) R_i \begin{cases} E_b = f(SOC) \\ R_i = f(I_{bat}, SOC, T) \end{cases} \quad (3.23)$$

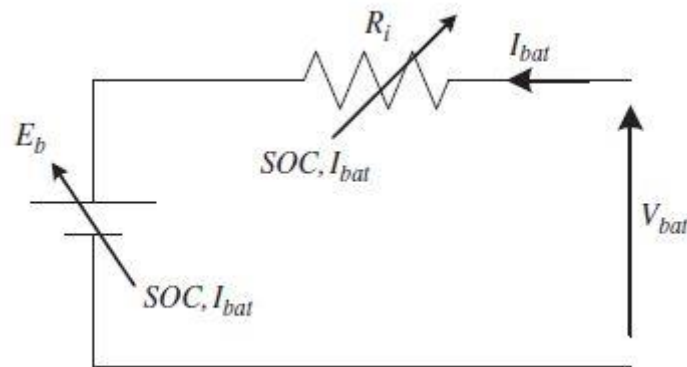


Figura 3.12. Circuito elettrico equivalente, modello tipico batteria [34]

Il generatore di tensione E_b rappresenta la tensione in circuito aperto tra i terminali della batteria. Questo valore è dovuto all'energia accumulata nella batteria per le reazioni elettrochimiche. R_i rappresenta le perdite nella batteria. Il valore della resistenza include gli effetti del punto di lavoro individuato da (I, SOC, T) e dello stato di usura della batteria.

- Tipologie di batterie elettrochimiche

Esistono tre tipi principali di batterie di accumulo che sono ampiamente utilizzate al giorno d'oggi: batterie al piombo-acido, batterie al nickel, batterie al litio. Si descrivono ora alcune caratteristiche di queste tre diverse tipologie.

- Batterie al piombo-acido

Presentano alte efficienze energetiche (75%), sono facili da installare e richiedono un basso livello di manutenzione e bassi costi di investimento. Inoltre, hanno un tasso di auto-scarica basso (circa 2% della capacità nominale al mese a 25 °C) che le rendono ideali per applicazioni a lungo termine. Il fattore limitante di questo tipo di batterie è il ridotto ciclo di vita, compreso tra i 500 e 800 cicli di carica/scarica (profondità di scarica dell'80%). Fattori

che influenzano la durata operativa della batteria sono la temperatura e la profondità di scarica.

- Batterie al nickel

Sono principalmente del tipo nickel-cadmio (NiCd), idruro di nickel metallico (NiMH) e nickel-zinco (NiZn). La vita utile della prima tipologia citata è superiore a quella delle batterie al piombo ed è compresa tra i 1500 e i 2000 cicli di lavoro (profondità di scarica 80%), mentre per le altre due ci si attesta intorno ai valori delle batterie al piombo, se non inferiori. Le batterie al nickel presentano però diversi svantaggi rispetto a quest'ultime. Infatti, solo quelle del tipo NiCd sono disponibili in commercio per applicazioni di accumulo energetico tramite rinnovabili. Inoltre, possono costare fino a dieci volte in più rispetto a quelle al piombo, presentano efficienze energetiche inferiori, che possono variare dal 60% al 70% in funzione della tecnologia utilizzata per la costruzione ed infine hanno tassi di auto-scarica che possono andare dal 5% al 25% della capacità nominale al mese.

- Batterie al litio

Le batterie al litio si dividono principalmente in due tipi: a ioni di litio e a celle litio-ione-polimero. Il loro vantaggio rispetto alle batterie descritte in precedenza sono la maggior densità energetica ed efficienza con valori fino al 95%, in funzione delle condizioni operative, e il minor tasso di auto-scarica. Le batterie agli ioni di litio hanno una durata di vita di circa 500 cicli (profondità di scarica del 100%) legata con legge logaritmica alla profondità di scarica. Inoltre, sono fragili ed hanno bisogno di un circuito di protezione che limiti la tensione massima durante il processo di carica e prevenga un calo eccessivo della stessa durante la scarica. Le celle litio-ione-polimero, invece, presentano una vita utile di 600 cicli e risultano più leggere e sicure di quelle appena citate [32]. In Tab. 3.1 si presenta un riassunto di quanto appena citato.

In quanto applicazione come sistema di accumulo energetico nei paesi in via di sviluppo, in particolare in Africa sub-sahariana, le batterie al piombo rappresentano l'opzione più valida. In uno studio condotto da Hojckova et al. per la Regional Academy on the United Nations (RAUN) [26] vengono confrontate le tecnologie di batterie al litio e al piombo secondo diversi indicatori. Questi interessano aspetti tecnologici, socio-economici e ambientali ed a ciascuna tecnologia viene assegnato un punteggio indicato in Tab. 3.2.

Tabella 3.1. Caratteristiche batterie elettrochimiche [34]

Coppia elettrochimica	Stadio di sviluppo	Energia specifica		Efficienza di conversione	Rischi sicurezza	Costo
		Wh/kg	Wh/dm³			
<i>Piombo acido</i>	Industriale consolidato	30	80	75%	Accettati	Medio basso
<i>NiCd</i>	Industriale consolidato	50	60	60%	Accettati	Medio
<i>NiMH</i>	Industriale consolidato	60	65	70%	Accettati	Alto
<i>NiZn</i>	Preindustriale	70	70	60%	Accettati	Medio
<i>Li-Ion</i>	Industriale piccole taglie	150	200	90%	Instabilità termica	Molto alto
<i>Li-Ion-Polimeri</i>	Industriale piccole taglie	130	180	90%	limitati	Molto alto

Tabella 3.2. Risultati confronto batteria al piombo acido e ioni di litio [35]

Critero	Batteria al piombo acido	Batteria agli ioni di litio
<i>Indicatori tecnologici</i>	7	8
<i>Efficienza energetica</i>	2	3
<i>Capacità di accumulo</i>	2	3
<i>Sicurezza</i>	3	2
<i>Indicatori socio-economici</i>	9	6
<i>Empowerment</i>	3	3
<i>Coinvolgimento</i>	3	2
<i>Accessibilità</i>	3	1
<i>Indicatori ambientali</i>	6	5
<i>Pericolo</i>	1	2
<i>Conservazione</i>	3	2
<i>Prevenzione</i>	2	1
<i>Risultati</i>	22	19

Dallo studio di evince come gli accumulatori al piombo-acido siano migliori dal punto di vista socio-economico e ambientale, mentre le batterie agli ioni di litio offrano dei vantaggi dal punto di vista prestazionale. La differenza più grande si ha sul piano socio-economico, visti gli alti costi delle batterie al litio e il maggior controllo alle quali devono essere sottoposte. Dai dati raccolti, entrambe le tipologie di batterie possono essere utilizzate come sistema di accumulo per micro reti isolate in zone rurali. Fattori come maturità tecnologica, accessibilità e possibilità

di riciclo trovano però nelle batterie al piombo l'opzione migliore al momento disponibile sul mercato. In un futuro prossimo, le batterie al litio potrebbero imporsi come tecnologia di riferimento, una volta risolti i problemi di accessibilità e riciclo.

- Modello HOMER Pro

HOMER modella una batteria come un dispositivo capace di accumulare un certo quantitativo di corrente diretta con una efficienza di round-trip fissata, con vincoli che riguardano la velocità di carica e scarica, la profondità di scarica e l'energia totale che può essere immagazzinata prima che si renda necessaria la sostituzione. HOMER assume che le proprietà della batteria rimangano immutate durante tutta la vita del componente e che non siano quindi affette da fattori esterni come la temperatura.

Per determinare la quantità di energia che può essere assorbita e rilasciata dalla batteria in ogni istante, HOMER utilizza il 'Kinetic Battery Model' [36]. Il Kinetic Battery Model è un modello basato su due 'serbatoi': il primo contiene 'l'energia disponibile' Q_1 , cioè l'energia che è pronta alla conversione a corrente continua, il secondo contiene 'l'energia vincolata' Q_2 , cioè l'energia che è chimicamente legata e non immediatamente disponibile. Una schematizzazione del seguente modello è illustrato in Fig. 3.14. Per descrivere questo sistema vengono utilizzati tre parametri: la capacità massima di accumulo Q_{max} che descrive la massima quantità di energia che i due serbatoi possono accumulare, il rapporto di capacità c , rapporto tra energia disponibile e capacità massima di accumulo, la costante k che rappresenta una misura della velocità di conversione di energia vincolata in energia disponibile e vice versa. HOMER determina questi parametri dalla curva di capacità della batteria, rapporto tra la capacità di scarica della batteria e la corrente di scarica. L'energia totale accumulata nel componente è:

$$Q = Q_1 + Q_2 \quad (3.24)$$

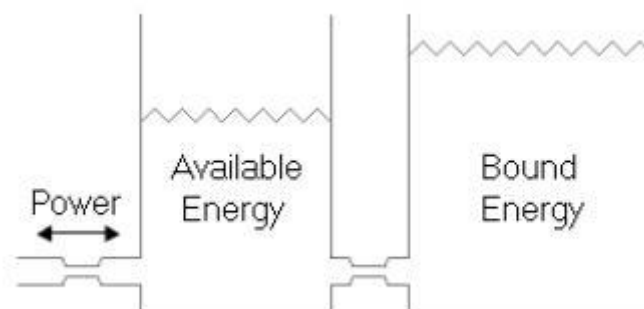


Figura 3.13. Two-Tank Kinetic Battery Model [36]

Utilizzando le equazioni differenziali, si può dimostrare che la potenza massima che la batteria è in grado di assorbire in un periodo di tempo fissato è data da:

$$P_{batt,max,kbm} = \frac{kQ_1 e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (3.25)$$

Una seconda limitazione è legata al tasso di carica massimo della batteria, α_c [A/Ah]. La potenza di carica dell'accumulo corrispondente al tasso di carica massimo è data dalla seguente equazione:

$$P_{batt,max,mcr} = \frac{(1 - e^{-\alpha_c \Delta t})(Q_{max} - Q)}{\Delta t} \quad (3.26)$$

La terza limitazione è relativa alla massima corrente di carica del dispositivo. La massima potenza di carica corrispondente alla massima corrente di carica è data dalla seguente equazione:

$$P_{batt,max,mcc} = \frac{N_{batt} I_{max} V_{nom}}{1000} \quad (3.27)$$

dove:

N_{batt} : numero di batterie nel sistema di accumulo

I_{max} : massima corrente di carica dell'accumulo [A]

V_{nom} : tensione nominale dell'accumulo [V].

HOMER Pro fissa la potenza di carica massima uguale al minore di questi tre valori:

$$P_{batt,max} = \frac{\text{MIN}(P_{batt,max,mcc}, P_{batt,max,mcr}, P_{batt,max,kbm})}{\eta_{batt,c}} \quad (3.28)$$

dove:

$\eta_{batt,c} = \sqrt{\eta_{batt,rt}}$: efficienza di carica della batteria

$\eta_{batt,rt}$: efficienza di round-trip, che HOMER fissa al 80%, è l'efficienza del percorso DC-accumulo-DC.

Allo stesso modo, l'energia massima che la batteria può scaricare durante un periodo di tempo fissato si può esprimere come:

$$P_{batt,dmax,kbm} = \frac{kcQ_{max} + kQ_1 e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (3.29)$$

La potenza di scarica massima del sistema di accumulo risulta quindi:

$$P_{batt,dmax} = \eta_{batt,d} \cdot P_{batt,dmax,kbm} \quad (3.30)$$

dove:

$$\eta_{batt,d} = \sqrt{\eta_{batt,rt}} : \text{efficienza di scarica della batteria.}$$

Il 'Kinetic Battery Model' è in grado di spiegare la forma di una tipica curva di capacità di una batteria, rappresentata in Fig. 3.14. Ad alti tassi di scarica, il serbatoio di energia disponibile si svuota molto velocemente, e poca dell'energia vincolata può essere convertita in energia disponibile. A più bassi tassi di scarica, più energia vincolata può essere convertita in energia disponibile. HOMER opera un'interpolazione della curva di scarica della batteria e calcola i tre parametri fondamentali per questo modello.

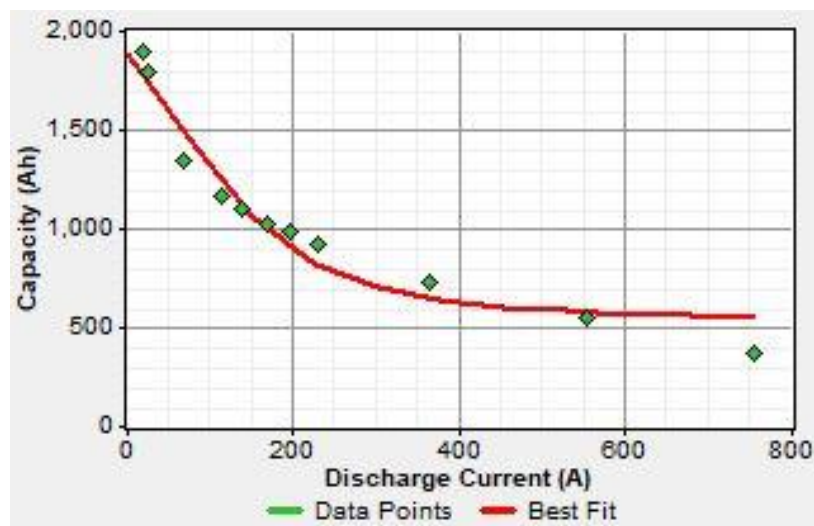


Figura 3.14. Curva di capacità batteria Surrrette 4KS25P

Modellizzare la batteria con un sistema a due serbatoi invece che uno, ha due effetti principali. In primo luogo, la batteria non si può caricare o scaricare completamente tutta in una volta: una carica completa richiede un tempo di carica infinito ad una corrente di carica che tende asintoticamente a zero. In secondo luogo, la capacità della batteria di caricarsi e scaricarsi

dipende non solo dallo stato di carica corrente, ma anche dalla sua storia recente di carica e scarica: una batteria caricata rapidamente all'80% è capace di un più alto tasso di scarica rispetto alla stessa batteria scaricata rapidamente fino all'80% poiché avrà un livello di energia disponibile più alto. HOMER effettua un controllo orario dei livelli di energia nei due serbatoi e tiene conto di entrambi questi effetti. Infine, HOMER calcola la durata di vita del sistema di accumulo in anni come:

$$R_{batt} = \min\left(\frac{N_{batt}Q_{lifetime}}{Q_{thrpt}}, R_{batt,f}\right) \quad (3.31)$$

dove:

$Q_{lifetime}$: energia che passa attraverso la batteria durante tutta la sua vita utile

Q_{thrpt} : energia totale che passa attraverso il sistema di accumulo in un anno

$R_{batt,f}$: la vita massima dell'accumulatore a prescindere dal flusso.

3.2.4 Collettori Solari

I collettori solari termici permettono di convertire la radiazione solare in energia termica, che è possibile sfruttare per la produzione di acqua calda, per il riscaldamento degli ambienti o per il raffrescamento solare. Le tre principali tipologie di collettori solari sono:

- Collettori piani vetrati;
 - Collettori a tubi evacuati;
 - Collettori piani non vetrati.
- Collettore piano vetrato

I componenti fondamentali di un collettore piano vetrato sono:

- Telaio;
- Rivestimento selettivo: consente di massimizzare il calore assorbito e, nello stesso tempo, rendere minime le emissioni di calore per riscaldamento della superficie. Queste caratteristiche sono indicate con i termini assorbimento ed emissione. L'attuale generazione di collettori solari presenta un assorbimento del 95% e una emissione del 5%.

- Copertura trasparente in vetro: costituisce il materiale ideale per la realizzazione della copertura dei collettori in quanto sostanzialmente trasparente alla radiazione solare e opaco alla radiazione infrarossa emessa dalla piastra (un vetro a basso tenore di ferro consente di esaltare la trasparenza alle basse lunghezze d'onda).
- Piastra assorbente che scaldandosi emette calore per radiazione nel campo dell'infrarosso. Le configurazioni più utilizzate sono 'a serpentina' e 'a tubi paralleli'.
- Tubi, entro cui scorre il fluido termovettore.
- Fluido termovettore: il fluido verso il quale avviene la cessione di energia da parte della radiazione solare deve avere buone proprietà termiche, deve garantire una protezione antigelo, non deve essere corrosivo, deve essere resistente alle alte temperature. Il fluido che rappresenta un buon compromesso tra le proprietà elencate è una miscela di acqua e glicole contenente inibitori contro la corrosione.
- Isolante.

Non tutta l'energia solare incidente sulla superficie del collettore può essere convertita in energia termica ed essere resa disponibile all'utenza. Queste perdite dipendono essenzialmente da:

- Temperatura della piastra assorbente;
- Proprietà ottiche della piastra e delle coperture trasparenti;
- Condizioni ambientali;
- Isolamento laterale e posteriore.

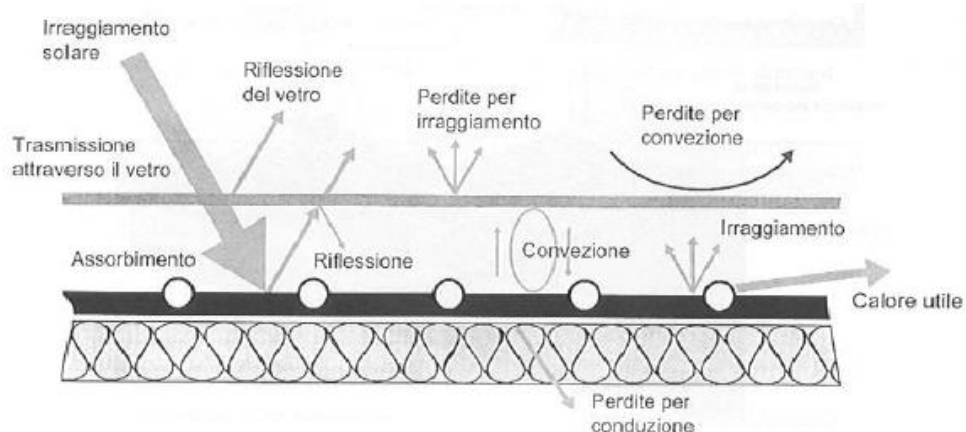


Figura 3.15. Perdita termica globale del collettore

Il bilancio termico di un collettore solare piano è dato dall'espressione:

$$q_u = q_a - q_d = (\tau\alpha)I_\beta - U_L(T_{mp} - T_a) \quad (3.32)$$

dove:

q_u : flusso termico utile

q_a : flusso termico assorbito

q_d : flusso termico disperso

$(\tau\alpha)$: valore efficacie trasmissività-assorbimento. Ha valore molto vicino al prodotto tra coefficiente di trasmissione della copertura e coefficiente di assorbimento della piastra. È un termine legato alle proprietà ottiche del collettore.

I_β : irradianza solare sulla superficie inclinata del collettore [W/m²]

U_L : coef. di perdita termica globale del collettore piano [W/(m²K)]

T_{mp} : temperatura media della piastra [°C]

T_a : temperatura ambiente [°C].

La norma europea sui collettori solari (EN 12975-2006) utilizza la temperatura media aritmetica tra ingresso ed uscita del fluido termovettore nel collettore $T_m = (T_{if} + T_{uf})/2$ per esprimere in forma analitica il rendimento dei collettori solari. Si ricorda che i dati di prova secondo EN 12975-2006 sono espressi dall'equazione:

$$\eta = \eta_0 - \frac{a_1(T_m - T_a)}{E_e} - \frac{a_2(T_m - T_a)^2}{E_e} \quad (3.33)$$

dove:

η_0 : efficienza a temperatura ridotta nulla ($T_m = T_a$)

a_1 : coefficiente lineare di perdita di calore [W/(m²K)]

a_2 : coefficiente quadratico di perdita di calore [W/(m²K²)]

T_m : temperatura media del fluido termovettore nella piastra [°C]

T_a : temperatura ambiente [°C]

E_e : irraggiamento solare globale sul collettore [W/m^2].

Le condizioni di prova prescritte dalla EN 12975-2006 sono le seguenti:

- Irraggiamento solare globale sul piano del collettore maggiore di $700 (\pm 50) \text{ W}/\text{m}^2$;
- Frazione diffusa dell'irraggiamento globale minore del 30%;
- Angolo di incidenza della radiazione diretta minore di 20° ;
- Velocità dell'aria compresa tra 2 e 4 m/s.

Informazioni sulle prestazioni del collettore ad angoli di incidenza diversi si possono ottenere dal *Modificatore dell'angolo di incidenza*:

$$K_{\tau\alpha} = \frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n} \quad (3.34)$$

Un'espressione generale per il modificatore dell'angolo di incidenza è stata suggerita da Souka e Safwat [37]:

$$K_{\tau\alpha} = 1 - b_0 \left(\frac{1}{\cos\theta} - 1 \right) \quad (3.35)$$

dove:

b_0 : coef. del modificatore dell'angolo di incidenza. I produttori di collettori solari sono soliti riportare questo dato per angolo di incidenza pari a 50° .

- Collettori a tubi evacuati

La caratteristica fondamentale di questa tipologia di collettore solare sta nel fatto di creare il vuoto tra la piastra assorbente e la copertura di vetro. In questo modo vengono inibiti i meccanismi di scambio termico per convezione e conduzione e limitate di conseguenza le dispersioni di calore verso l'ambiente esterno. I collettori solari di questo tipo sono costituiti dall'assemblaggio di un certo numero di tubi sottovuoto in vetro, ciascuno dei quali contenente la piastra assorbente e i canali entro cui scorre il fluido termovettore. Inoltre, per ottimizzare la raccolta di energia, i collettori possono essere dotati di superfici riflettenti, collocate nella zona posteriore. Una schematizzazione di quanto appena illustrato è presentata in Fig 3.16.

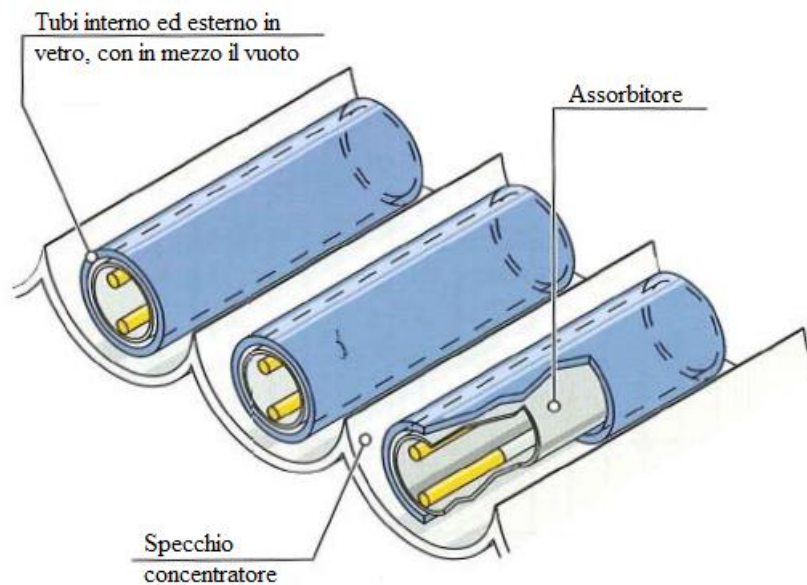


Figura 3.16. Schema collettore a tubi evacuati

- Collettori piani scoperti

Questo tipo di collettore solare non presenta la copertura vetrata. Ciò causa maggiori perdite di calore se la differenza di temperatura tra il liquido termovettore e l'ambiente è molto elevata. Sono indirizzati esclusivamente ad un utilizzo nella stagione estiva per applicazioni a bassa temperatura, per questo motivo si prestano molto bene per il riscaldamento dell'acqua per piscine scoperte.

Metodo B secondo UNI EN 15316-4-3

Come per il metodo della Carta-f, questa norma definisce il procedimento di calcolo per il dimensionamento di un impianto solare. Più in dettaglio, fornisce un mezzo per stimare la frazione di carico termico totale f che sarà soddisfatta da energia solare. Questo metodo è stato ricavato dalla correlazione di centinaia di simulazioni eseguite su una vasta gamma di valori dei parametri di progetto. Si è giunti quindi alla definizione di una relazione, funzione di due parametri adimensionali, X e Y :

$$f = 1,029Y - 0,065X - 0,245Y^2 + 0,0018X^2 + 0,0215Y^3 \quad (3.36)$$

dove:

$$X = \frac{\text{Dispersioni termiche del collettore}}{\text{Carico termico totale mensile}}$$

$$Y = \frac{\text{Energia assorbita dal collettore}}{\text{Carico termico totale mensile}}$$

In formule:

$$X = \frac{A_{ap,tot} \cdot U_{loop} \cdot \eta_{loop} \cdot \Delta T \cdot f_{st} \cdot t_m}{Q_{i,sol,us,m} \cdot 1000} \quad (3.37)$$

dove:

$A_{ap,tot}$: area di apertura totale dei collettori solari [m²]

U_{loop} : coefficiente di dispersione termica del circuito collettori

$$U_{loop} = a_1 + a_2 \cdot 40 + \frac{U_{loop,p}}{(A_{ap,tot})} \quad (3.38)$$

a_1 : coefficiente lineare di perdita termica del collettore

a_2 : coefficiente quadratico di perdita termica del collettore

$U_{loop,p}$: coefficiente di perdita di calore del circuito idronico del collettore

$$U_{loop,p} = 5 + 0,5A_{apertura,tot} \quad (3.39)$$

η_{loop} : efficienza del circuito del collettore

ΔT : differenza tra la temperatura di riferimento T_{ref} e la temperatura media esterna $T_{e,avg}$ della località considerata. T_{ref} , per la produzione di ACS, si ricava dalla relazione:

$$T_{ref} = 11,6 + 1,18T_w + 3,86T_{cw} - 1,32T_{e,avg} \quad (3.40)$$

T_w : temperatura desiderata per l'ACS [°C]

T_{cw} : temperatura acqua fredda da rete [°C]

$f_{st} = (V_{ref}/V_{sol})^{0,25}$: coefficiente correttivo del volume di accumulo solare

t_m : durata del mese considerato [h]

$Q_{i,sol,us,m}$: fabbisogno termico mensile [kWh]. Nel caso specifico di produzione di ACS, il carico termico può essere calcolato dalla seguente relazione:

$$Q_{W,sol,us,m} = \frac{\dot{V}\rho c_p (T_m - T_f) \cdot gg \cdot L}{3600} \quad (3.41)$$

$\dot{V}\rho$: portata giornaliera di acqua [kg/giorno]

c_p : calore specifico dell'acqua, $4,186 J/(kg K)$

gg : numero giorni nel mese di riferimento

L : coefficiente di dispersione della rete

$$Y = \frac{A_{ap,tot} \cdot IAM \cdot \eta_0 \cdot \eta_{loop} \cdot I_m \cdot t_m}{Q_{i,sot,us,m} \cdot 1000} \quad (3.42)$$

dove:

IAM (50°): modificatore dell'angolo di incidenza

η_0 : rendimento ottico del collettore dato da catalogo

I_m : irradianza solare media mensile [W/m^2].

3.3 Power Management System

Rappresenta il sistema di controllo e di gestione che provvede al dispacciamento dell'energia elettrica prodotta, ottimizzando sia generazione che utilizzazione. È costituito da una piattaforma hardware e software che fornisce una funzione di monitoraggio e gli strumenti per la gestione e l'ottimizzazione della produzione e del consumo di energia. Il dispositivo deve avere il controllo non solo delle fonti di generazione ma anche dei dispositivi di accumulo e dei carichi elettrici.

Si tratta di una struttura a più livelli: un server centrale agisce e comunica con più sistemi di controllo locale, che controllano le singole sorgenti di produzione e i gruppi di utilizzatori. Le principali azioni del PMS nei confronti della micro rete sono:

- Misure di potenza e raccolta dati;
- Raccolta e immagazzinamento dati storici;
- Controllo dei sistemi di produzione locale di energia, gestione dei sistemi di accumulo e controllo dei carichi;
- Analisi della tariffa energetica, previsioni del carico e bilanciamento preventivo del sistema;
- Controllo del fattore di potenza;
- Gestione delle situazioni di emergenza e di guasto esterno ed interno.

Il sistema di misura può comprendere il rilevamento dei disturbi nella rete, rilevando il THD (Total Harmonic Distorsion) e gli altri parametri che caratterizzano la *power quality*. Il PMS deve analizzare questi parametri ed eventualmente attivare delle azioni per migliorare la qualità dell'energia.

Il controllo sulla produzione di energia permette di ottimizzare le operazioni di generazione di energia elettrica dei diversi componenti di cui è composto il sistema, minimizzandone i costi. Il PMS bilancia in ogni istante l'energia prodotta e quella prelevata dalla rete, gestendo in modo opportuno le priorità dei carichi (primari piuttosto che programmabili) con l'obiettivo di ridurre i picchi di domanda.

Il sistema di controllo deve riconoscere le situazioni di emergenza. Quando il sistema fisicamente non è in grado di rispettare le soglie imposte dal PMS per la normale gestione, si verifica una situazione di emergenza, coinvolgendo l'operatore che deve prendere la decisione corretta. Il PMS deve inoltre essere in grado di rilevare un guasto della rete principale e provvedere di conseguenza alla gestione dei flussi di energia nel funzionamento 'ad isola' in modo tale da non superare le capacità di produzione interna.

Gli obiettivi principali che i sistemi di controllo devono perseguire nella modalità disconnessa dalla rete, che rappresenta appunto la modalità di rete che sarà presentata nei prossimi capitoli, sono:

- Ripartizione dei flussi di potenza dipendenti dal carico della rete alla unità di generazione;
- Bilancio energetico tra domanda e generazione;
- Mantenimento di tensione e frequenza il più possibile vicino ai valori nominali in ogni punto del sistema al variare del carico.

In una rete di trasmissione dell'energia elettrica, per mantenere la frequenza costante e pari al valore di riferimento, vengono regolati i flussi di potenza attiva erogati dagli alternatori, in modo che venga mantenuto il bilancio energetico con la richiesta dei carichi. Per mantenere l'ampiezza della tensione costante su tutta la rete, sono regolati i flussi di potenza reattiva nelle centrali.

- Regolazione micro rete

In una micro rete la regolazione del funzionamento e il mantenimento della stabilità sono affidati agli inverter d'interfaccia e al controllo dei generatori distribuiti. Per il mantenimento

della tensione e della frequenza a valori fissati, si possono utilizzare inverter operanti in configurazioni differenti:

- Inverter a tensione impressa o VSI (Voltage Source Inverter). Questo tipo di inverter deve mantenere la tensione e la frequenza ai valori fissati. Funziona quindi da nodo di saldo per la micro rete, modificando la corrente in uscita al variare del carico e, per mezzo di un anello di regolazione interno in corrente, si garantisce il bilancio di potenza richiesta dal carico.
- Inverter regolati in corrente o CSI (Current Source Inverter). Sono inverter operanti a corrente impressa che erogano potenza attiva e reattiva secondo i set-point stabiliti. Questa configurazione è possibile solo in caso di connessione con la rete principale o con un sistema di comunicazione che definisca i set-point nel funzionamento ad isola.
- Inverter regolati secondo caratteristica di *droop*. Sono inverter che non fissano un valore di tensione e frequenza costante, ma variabile in funzione della potenza attiva e reattiva erogata dal convertitore. In questo caso l'obiettivo è ripartire la potenza attiva e reattiva tra le unità di generazione distribuita migliorando prestazioni e la stabilità del sistema.

Capitolo 4

Definizione della domanda energetica

Per dimensionare correttamente l'impianto e progettare accuratamente la micro-rete è necessario definire la domanda energetica della comunità o dell'area interessata. In questa trattazione si studieranno i carichi elettrici necessari ad alimentare 200 abitazioni, una struttura ospedaliera, un impianto per la potabilizzazione dell'acque ed un sistema di illuminazione pubblica.

Definire con precisione la domanda energetica è un passo fondamentale. Gli impianti isolati dalla rete elettrica nazionale con una forte penetrazioni di fonti rinnovabili, come quello che si vuole progettare in questa tesi, non sono adatti a rispondere a picchi di domanda improvvisi o concentrati in uno specifico periodo della giornata. Sarà dunque importante avere una curva di domanda più omogenea possibile al fine di non sovradimensionare i componenti di generazione e far lievitare i costi. Si possono classificare i carichi energetici in tre categorie: carichi primari, programmabili e termici.

- Carichi primari

Rappresentano tutti quei carichi che devono essere serviti nel preciso istante in cui sono richiesti. Fanno parte di questa categoria tutti gli elettrodomestici, le luci e i processi industriali per i quali il consumo di energia non è programmabile nel tempo.

Per definire il carico primario, HOMER richiede di inserire la quantità di potenza richiesta in [kW] per ogni ora del giorno. A questo punto, si può applicare il profilo calcolato su 24 ore, all'intero anno o si può specificare un profilo differente in funzione del mese considerato o distinguere tra giorno lavorativo e fine settimana. HOMER inoltre applica un fattore di casualità in modo che ogni profilo risulti unico. Se la domanda di energia richiesta eccede quella fornita, viene registrata per l'ora in cui ciò avviene la presenza di un carico non soddisfatto.

- Carichi programmabili

Rappresentano quei carichi che richiedono una certa quantità di energia in un intervallo di tempo definito, ma il momento esatto della fornitura non è importante. L'energia viene

quindi fornita quando disponibile. Tipicamente i carichi vengono classificati come 'programmabili' quando sono accoppiati ad un accumulo. Fanno parte di questa categoria le pompe per l'acqua, utilizzate negli impianti di potabilizzazione, macchine del ghiaccio o i sistemi di accumulo. La flessibilità che garantisce questa tipologia di carico permette di sfruttare l'energia in eccesso prodotta dal sistema nei momenti richiesta energetica ridotta e quindi di omogeneizzare il profilo di carico, evitando la presenza di picchi e quindi di sovradimensionare i componenti del sistema di generazione.

HOMER permette di inserire il carico programmabile medio mensile in [kWh/giorno] che rappresenta la quantità di energia necessaria a mantenere costante il livello nel serbatoio di stoccaggio, che sia il caso di un serbatoio d'acqua o di un dispositivo di accumulo. In ordine di priorità, i carichi programmabili si trovano al secondo posto, dietro ai carichi primari ma davanti al sistema di accumulo elettrico. È possibile però che un carico programmabile venga considerato come un carico primario nel momento in cui il livello nel serbatoio di stoccaggio scenda a zero.

- Carichi termici

Il carico termico rappresenta la domanda di energia termica. Il calore può essere necessario per il riscaldamento degli ambienti, dell'acqua o per alcuni processi industriali. Il carico termico può essere soddisfatto utilizzando caldaie o collettori solari, recuperando il calore da un generatore, sfruttando un surplus di energia elettrica.

Allo stesso modo del carico primario, HOMER richiede di inserire la potenza richiesta in [kW] per ogni ora del giorno. Ad ogni mese, può essere associato un carico termico differente, distinguendo anche in questo caso tra giorno lavorativo e fine settimana ed un fattore di casualità. In HOMER però non consente di utilizzare i collettori solari e per questo motivo, il dimensionamento dell'impianto solare verrà svolto a parte.

4.1 Localizzazione

L'obiettivo di questo lavoro di tesi è di creare un modello di micro rete applicabile a differenti realtà presenti nelle aree rurali non elettrificate e che possa rispondere alle necessità delle popolazioni in queste zone. Come già precisato nel primo capitolo, mancanza di acqua pulita e di assistenza sanitaria sono due tra i problemi principali che affliggono queste aree e se si vanno

ad incrociare i dati di livello di elettrificazione, disponibilità di acqua pulita e assistenza sanitaria, i valori più bassi li troviamo nelle regioni dell’Africa sub-sahariana (Fig. 4.1).

- Africa sub-sahariana

Con questo termine si indicano i territori del continente africano situati a sud del deserto del Sahara. La morfologia di questi territori è varia e comprende savane, foreste tropicali, deserti e catene montuose. La popolazione supera il miliardo di abitanti, di cui il 62% risiede in aree rurali. Quest’area comprende 48 nazioni, tra cui il Sudafrica, che da solo rappresenta il 60% dell’economia della regione, ed alcuni tra i paesi più poveri al mondo, come Repubblica democratica del Congo e Zimbabwe.

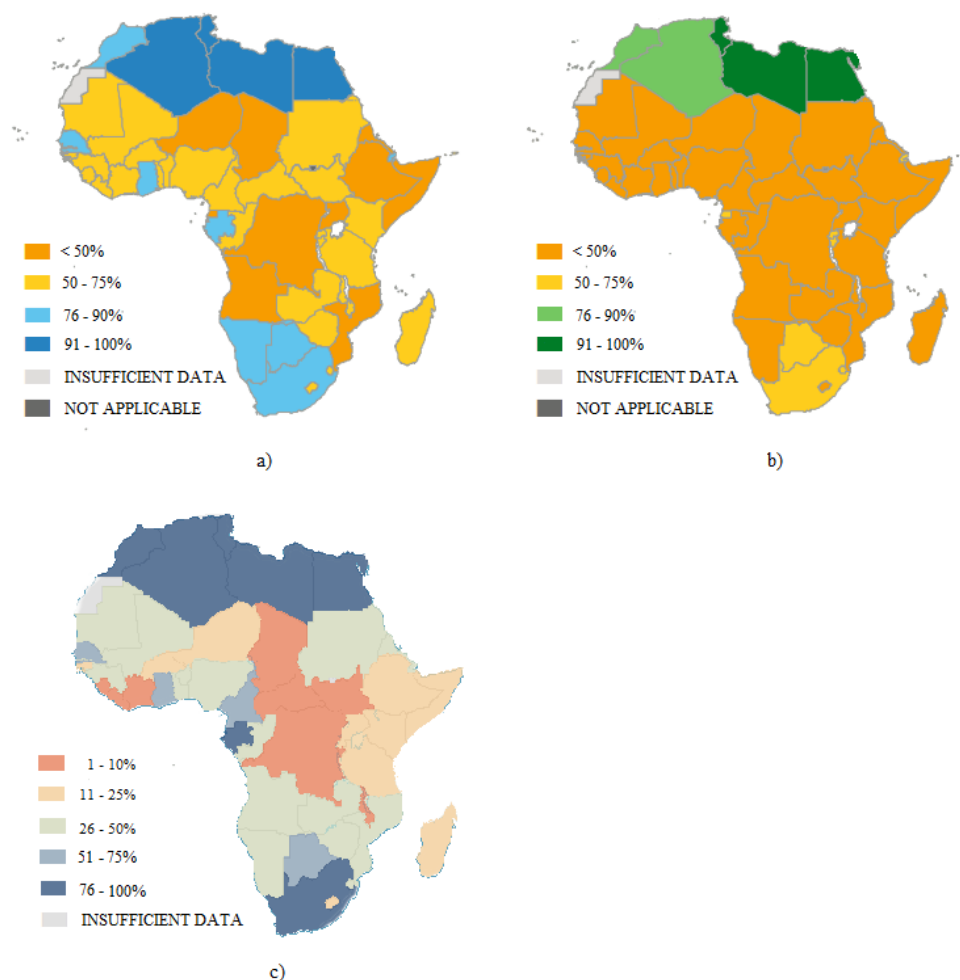


Figura 4.1. a) Percentuale della popolazione con accesso a acqua pulita; b) Percentuale della popolazione con accesso ad assistenza sanitaria di base; c) Percentuale della popolazione con accesso all’energia elettrica [6], [40].

4.1.1 Potenziale energetico

Si procede ora con l'analisi del potenziale energetico in questa regione. Come è stato descritto nel capitolo precedente, si analizzano le grandezze quali radiazione solare, ventosità, presenza di corsi d'acqua e biomasse, necessarie alla generazione di energia elettrica pulita.

- Radiazione solare

Gran parte del continente africano gode di livelli di irradiazione solare molto elevati che si attestano in media attorno ai 2000 kWh per metro quadrato all'anno, con una media di 320 giorni all'anno di giornate assolate. Le regioni che presentano livelli di irradiazione solare maggiori sono quelle lungo il deserto del Sahara e quelle della zona australe, con valori che raggiungono i 2500 kWh/m². Africa centrale e occidentale godono invece di condizioni meno favorevoli, con valori compresi tra i 1500 e i 1800 kWh/m². In Fig. 4.2 si presenta un atlante solare del continente africano.

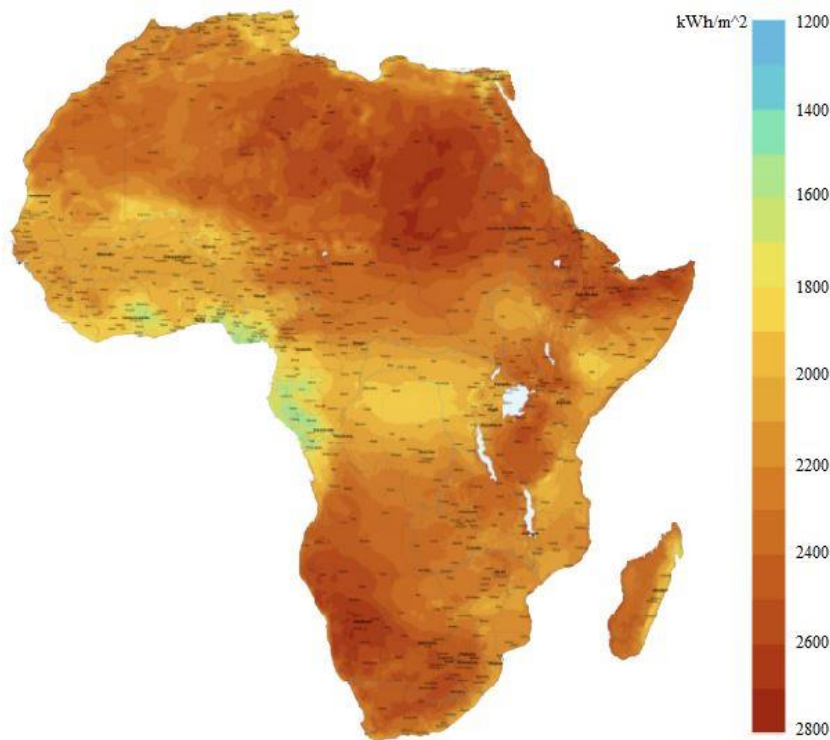


Figura 4.2. Radiazione solare globale Africa [41]

- Ventosità

Il potenziale calcolabile in Africa sub-sahariana è di circa 1300 GW; buoni livelli si potrebbero ottenere nel Corno d’Africa, nel Kenya orientale, in alcune zone dell’Africa occidentale e centrale a ridosso del Sahara, e localmente in Africa australe. Se ci si concentra invece nell’eolico offshore, lo spettro si allarga a Madagascar, Mozambico, Tanzania, Angola e Sudafrica. Le tecnologie legate all’eolico possono essere molto competitive, purtroppo i Paesi in cui il potenziale energetico risulta abbastanza elevato hanno mercati domestici troppo piccoli e reti di distribuzione carenti. È infatti problematico introdurre in un sistema energetico già limitato, una fonte di generazione elettrica particolarmente variabile e possibile causa di ulteriore instabilità. Un atlante eolico dell’intero continente è presentato in Fig. 4.3. Data la disomogeneità di questa risorsa sul territorio e la necessità di effettuare misurazioni precise in situ, prima dell’installazione del generatore eolico, si è deciso di non implementare la tecnologia eolica per la progettazione della micro-rete in questione.

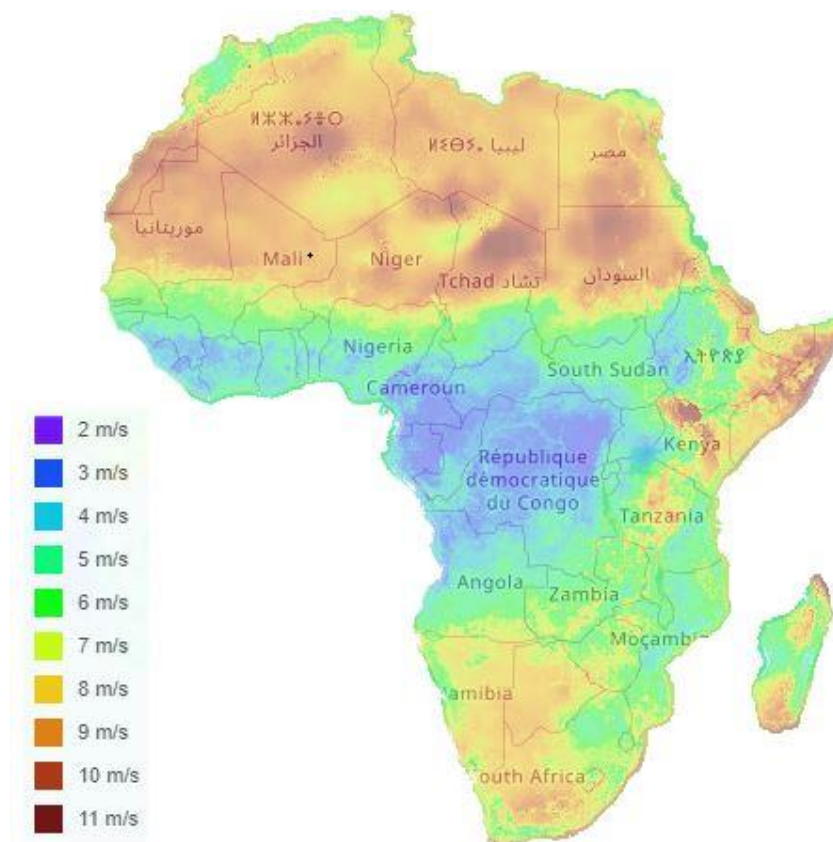


Figura 4.3. Ventosità Africa [38]

- Corsi d'acqua

L'energia idroelettrica è la fonte rinnovabile più utilizzata attualmente in Africa. Il potenziale annuo stimato per l'intero continente è pari a 1200 TWh ma di questo solo il 10% è stato finora sfruttato. I Paesi dove l'idroelettrico ha enormi spazi di crescita si trovano in Africa centrale e orientale, in particolare in Camerun, Congo, Repubblica democratica del Congo, Etiopia, Mozambico. Per citare alcune realtà, molte speranze sono riposte nel fiume Congo e nei progetti ad esso collegati, ma diverse problematiche minano la fattibilità delle opere. In Etiopia, le dighe lungo il corso del fiume Omo e la grande diga in fase di costruzione lungo il Nilo Blu porteranno ad un incremento della produzione elettrica. Infine, molti Paesi dell'Africa australe presentano potenzialità ancora da offrire, specialmente quelli che condividono il bacino dello Zambesi. L'ostacolo principale allo sviluppo di grandi progetti sono le ridotte risorse economiche di questi Paesi e il basso livello di interconnessione regionale che limita la distribuzione di volumi consistenti di elettricità.

- Biomassa

Nel 2010, il totale di biomassa da foreste in Africa sub-sahariana era di 130 miliardi di tonnellate. Gli stock di biomassa forestale non sono distribuiti in maniera uniforme nel continente e sono già in fase decrescente. Si prevede però, che l'uso di biomassa per in cucina e per riscaldamento nella regione continuerà ancora per diverso tempo. Minimo sarà l'apporto di biogas, biocarburanti e pellet, mentre a dominare saranno legname e rifiuti. Infine, oltre alle risorse forestali, i residui agricoli rappresentano una porzione significativa della biomassa disponibile.

4.2 Caso studio: villaggio rurale Africa sub-sahariana

Il caso studio preso in esame simula la fornitura di energia elettrica ad un villaggio comprensivo di 200 abitazioni, un ospedale, un impianto di potabilizzazione delle acque ed un sistema per l'illuminazione pubblica. L'ospedale, come si vedrà in seguito, potrà sembrare di dimensioni eccessive per queste zone. Il fatto è che un investimento di questo tipo risulta giustificato solo nel caso in cui riesca a soddisfare un bacino di utenza adeguato. La densità abitativa di questi territori è ridotta e le popolazioni tendono ad agglomerarsi in centri con una popolazione di

almeno 1000 abitanti. È da queste aree che, a mio parere, deve cominciare la costruzione di una rete elettrica decentralizzata ed efficiente.

Nei seguenti paragrafi si procederà quindi alla definizione dettagliata dei carichi elettrici e termici che verranno presi in esame, approfondendo in particolare il tema della potabilizzazione delle acque.

4.2.1 Carichi primari

- Consumi domestici

Si è deciso di considerare una comunità di 1000 persone distribuite in 200 abitazioni considerando 5 persone per nucleo abitativo. Ogni abitazione è provvista di luci al LED per l'illuminazione degli ambienti, alcuni elettrodomestici come televisore, computer e ventilatori e per la metà delle abitazioni anche di un frigo per la conservazione degli alimenti. Le taglie e le caratteristiche di utilizzo di tutti gli apparecchi sono illustrate in Appendice 1, Tab. A.1 e A.2. Nella tabella sono indicate nell'ordine la taglia dell'applicazione, il numero, il ciclo minimo e il tempo di funzionamento, le incertezze legate ai fattori precedenti e le finestre di attività degli apparecchi. Si è optato per un tempo di campionamento pari a 1 minuto, in modo da generare un profilo dei carichi tale da rilevare le rapide reazioni dei componenti del sistema. La finestra temporale di utilizzo va quindi dal valore 1 al valore 1440. In questa analisi si è deciso di distinguere tra giorni lavorativi e fine settimana. Non vi è invece differenza tra i diversi mesi dell'anno perché è stata analizzata una giornata tipo senza prendere in considerazione la presenza di impianti di riscaldamento o raffrescamento.

Per i giorni lavorativi, le finestre di funzionamento degli apparecchi sono concentrate tra le 6.00 e 8.00 del mattino, intervallo in cui gli occupanti si preparano per uscire per scuola o lavoro, tra le 12.00 e le 13.00, intervallo di pranzo, infine, tra le 16.00 e le 23.00, orario in cui i componenti del nucleo familiare rientrano in casa e usufruiscono di tutti gli elettrodomestici. Utilizzando il software LoadProGen, si definisce il profilo di carico delle 200 abitazioni considerate, come mostra la Fig. 4.4.

Nel fine settimana, i carichi sono maggiormente distribuiti lungo la giornata. Si assume che la famiglia si alzi verso le 8.00 e utilizzi gli elettrodomestici per un tempo maggiore rispetto al caso precedente. Il profilo dei carichi di un giorno festivo è mostrato in Fig. 4.5. Il consumo

annuale medio giornaliero per le abitazioni risulta pari a 350,73 kWh/giorno con picchi di potenza pari a 47,63 kW.

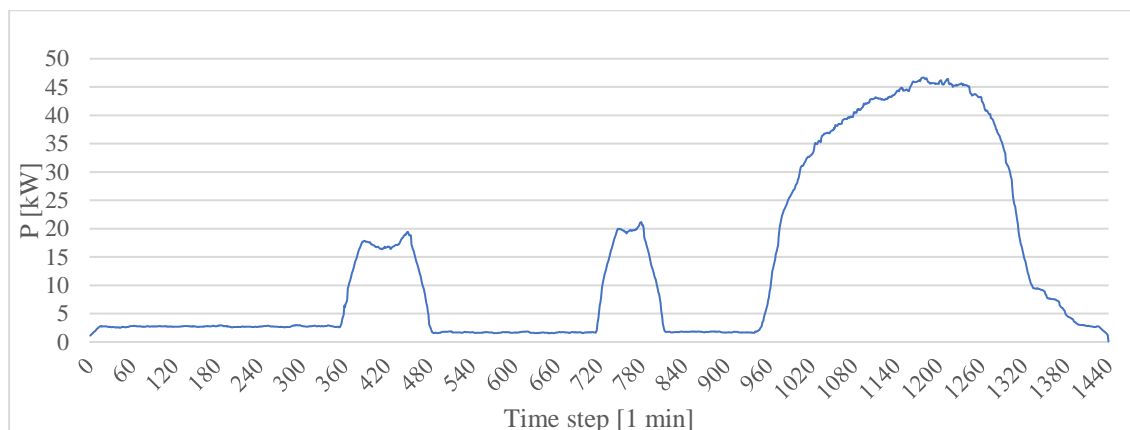


Figura 4.4. Profilo giorno lavorativo n=200 abitazioni

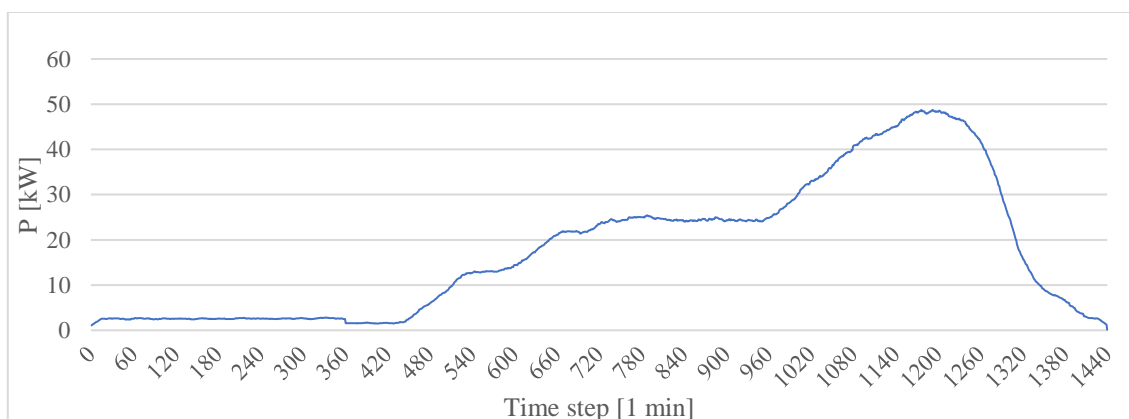


Figura 4.5. Profilo giorno festivo n=200 abitazioni

- Consumi struttura ospedaliera

La struttura ospedaliera rientra nella classe degli ospedali rurali. Sono presenti una sala d'aspetto, un laboratorio per le analisi, un ambulatorio, due sale operatorie ed un reparto di degenza con 40 posti letto. Tutte le apparecchiature utilizzate sono catalogate in Appendice 1. Dei carichi elettrici fanno parte: l'impianto di illuminazione e ventilazione, le apparecchiature per le analisi in laboratori ed altri strumenti medici. L'orario di lavoro dello staff medico va dalle 8.00 alle 17.30 ed è proprio in questo intervallo di tempo che si assumono i consumi maggiori. Rimane comunque garantito un livello minimo di assistenza per cui illuminazione e apparecchi necessari ad effettuare interventi di emergenza sono disponibili per tutta la durata del giorno. In Fig. 4.6 si mostra il profilo generato. Il consumo annuale medio giornaliero della struttura è pari a 35,09 kWh/day con picchi di 4,39 kW.

- Illuminazione pubblica

Si prevede l'installazione di 60 lampioni LED per l'illuminazione pubblica nelle ore notturne, in particolare operativi dalle 19.00 alle 6.00. Il consumo annuale medio giornaliero del sistema è pari a 26,4 kWh/day con potenza di picco costante nelle ore di utilizzo e pari a 2,4 kW mentre il profilo giornaliero è rappresentato in Fig. 4.7.

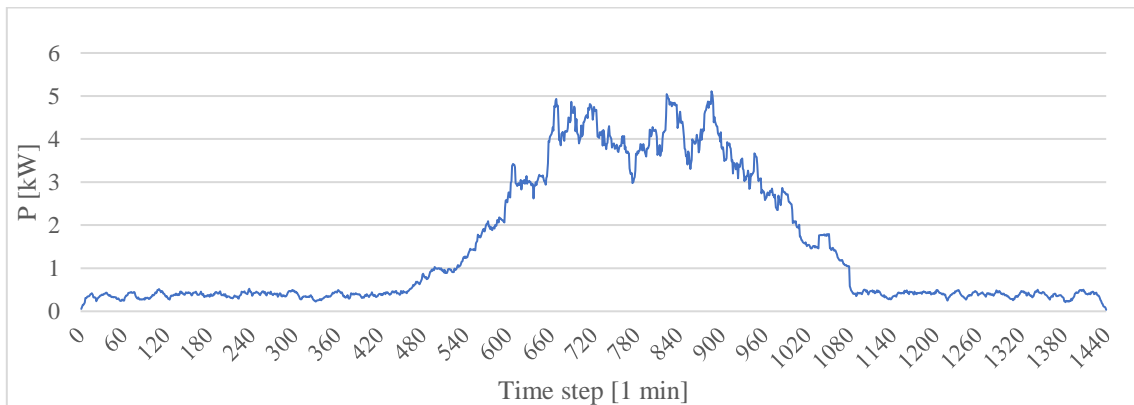


Figura 4.6. Profilo giornaliero struttura ospedaliera

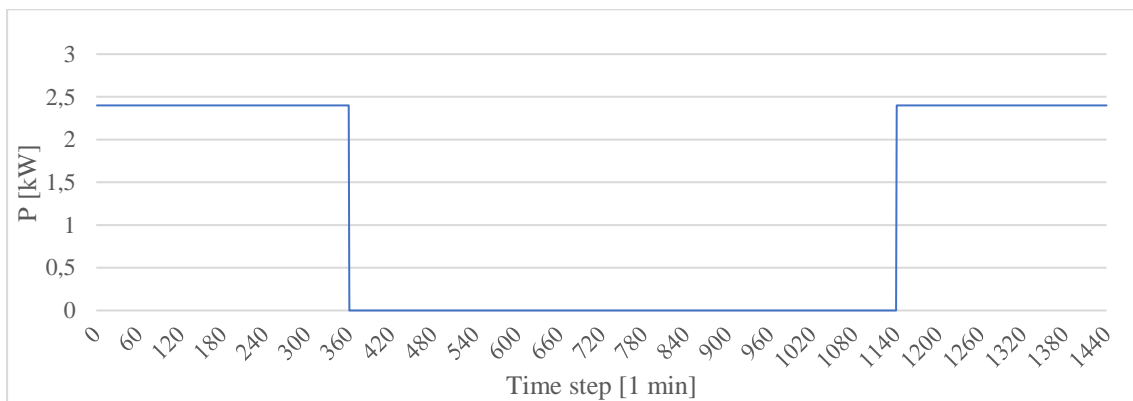


Figura 4.7. Profilo giornaliero illuminazione pubblica

Una tabella riassuntiva di quanto appena detto è presentata di seguito:

Classe	Consumo giornaliero	Potenza di picco
	[kWh/giorno]	[kW]
<i>Abitazioni</i>	350,7	47,6
<i>Struttura ospedaliera</i>	35,1	4,4
<i>Illuminazione pubblica</i>	26,4	2,4

- Intero villaggio

Combinando questi profili di carico, possiamo determinare la curva di carico dell'intero villaggio, al netto dell'impianto di potabilizzazione delle acque, che essendo un carico programmabile, verrà trattato nel paragrafo successivo. Si propongono di seguito (Fig. e Fig.) i due profili rispettivamente per i giorni feriali e per il fine settimana.

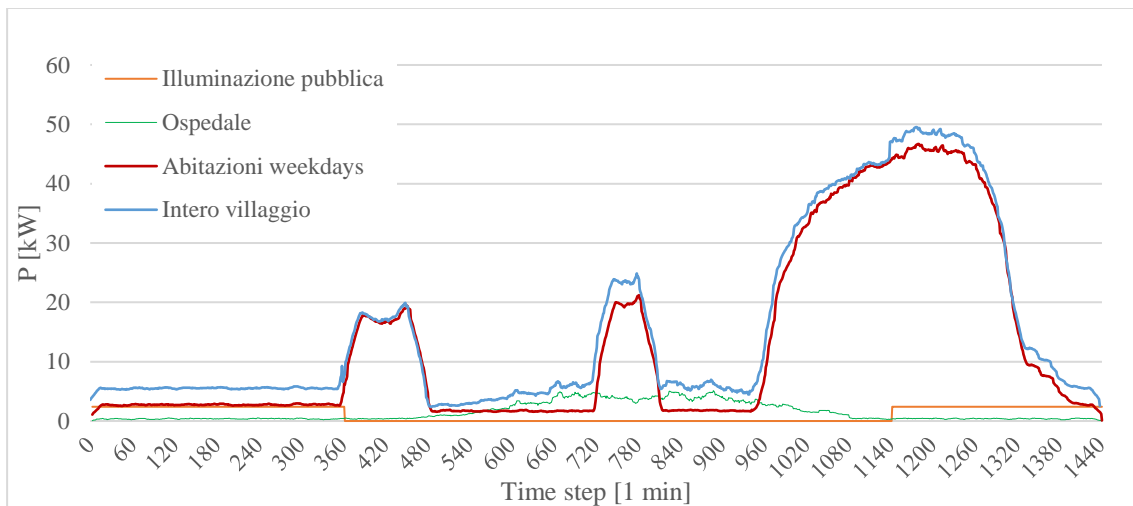


Figura 4.8. *Profilo intero villaggio (giorno lavorativo)*

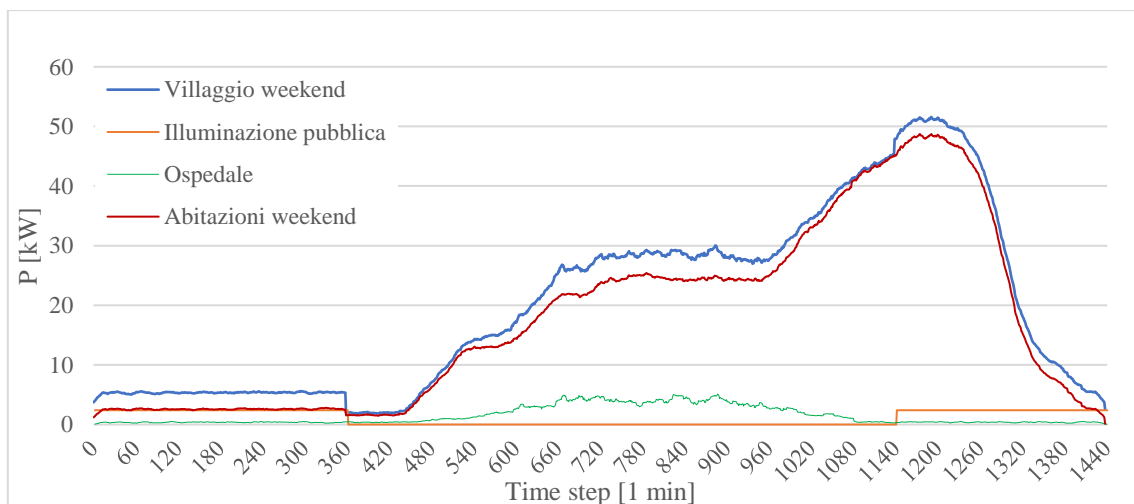


Figura 4.9. *Profilo intero villaggio (fine settimana)*

Come si poteva già intuire, il carico principale è costituito dalle abitazioni ed il picco della domanda energetica si registra nelle ore serali della giornata. Il consumo annuale medio giornaliero dovuto ai carichi primari è pari a 417,8 kWh/giorno con picchi di potenza di 52,8 kW. Se analizziamo più in dettaglio il profilo di carico dei giorni lavorativi, osserviamo dei

picchi alternati da intervalli di richiesta ridotta. È proprio qui che potrebbe operare l'impianto di potabilizzazione.

4.2.2 *Carichi programmabili: impianto di potabilizzazione*

Approssimativamente, il 75% della popolazione africana sfrutta le acque presenti nel sottosuolo per il rifornimento idrico. MacDonald et al. [39] stimano un volume totale delle riserve presenti nel sottosuolo pari a 0,66 milioni di km³, con un intervallo di incertezza compreso tra 0,36 e 1,75 MLNkm³. Uno sfruttamento intensivo di queste riserve non è però possibile poiché numerosi sono i problemi di accessibilità e rinnovo di queste riserve. Infatti, i pozzi con rese superiori ai 5 l/s risultano concentrati solo nei territori con substrati di tipo sedimentario, mentre pozzi con rese tra 0,1 e 0,3 l/s sono presenti in maniera più omogenea nel territorio e possiedono un ciclo di rinnovo tale da consentire l'estrazione di acqua durante tutto l'anno. Questo fatto rappresenta un'opportunità interessante per lo sviluppo delle aree rurali che necessitano di portate relativamente basse rispetto alle zone urbane. In Fig. 4.10 sono rappresentate le province idrogeologiche così definite da MacDonald [40] e le riserve d'acqua nel sottosuolo africano [41]. Sono descritti quattro tipi substrati rocciosi:

- **Basamento cristallino**

Occupano il 40% del territorio sub-sahariano, ma le sue riserve idriche sono funzione delle condizioni atmosferiche. Falde acquifere significative si sviluppano solo in concomitanza di precipitazioni, a causa delle fratture nello strato roccioso.

- **Rocce Vulcaniche**

Occupano il 6% delle terre dell'area e sono confinate soprattutto a est del continente. La porosità delle rocce dovuta alla loro origine vulcanica e gli spazi vuoti dovuti alle bolle presenti nella lava solidificata rendono disponibili riserve d'acqua importanti.

- **Rocce sedimentarie consolidate**

Questo tipo di roccia occupa il 32% dei territori del continente africano. La composizione, principalmente arenaria, è ottimale per la formazione di falde acquifere con alte rese nei punti di frattura e le riserve possono essere raggiunte con relativa facilità. Esempi di questo tipo si possono trovare nelle zone del Karroo e Kalahari in Africa del sud, nel bacino Somalo in Africa dell'est e nella depressione del Benue in Africa dell'ovest.

- Sedimenti non consolidati

Questo tipo di rocce copre circa il 22% del territorio e forma alcune tra le falde acquifere più produttive dell'intera Africa sub-sahariana. Spesso si trovano in corrispondenza di valli fluviali e per questo sono vicine alla superficie. Esempi si possono trovare nel Ciad, Zaire, Mozambico, Nigeria e Somalia.

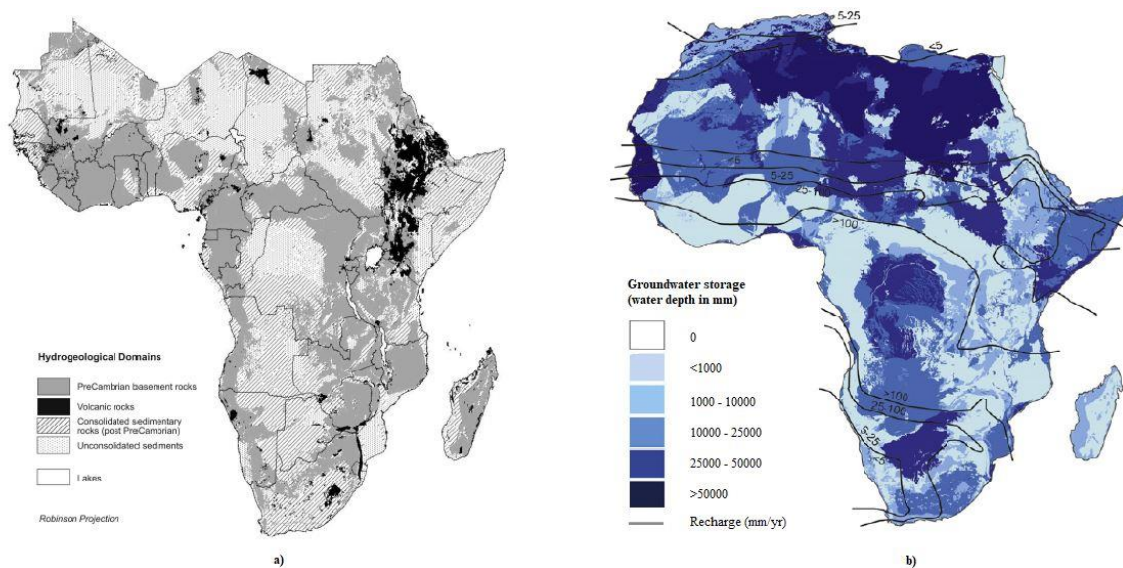


Figura 4.10. a) Province idrogeologiche dell'Africa sub-sahariana; b) Mappa delle riserve d'acqua per l'Africa

Le stime proposte finora non prendono in considerazione la qualità dell'acqua a causa della scarsità di dati, senza i quali delle affermazioni valide a livello regionale non sono attendibili. Concentrazioni di fluoruro in eccesso sono state rilevate nelle acque provenienti dalle rocce vulcaniche presenti a est del continente [42]; elevate concentrazioni di arsenico sono state riscontrate localmente in falde di rocce basali in Africa occidentale [43]; concentrazioni indesiderate di manganese, ferro e cloruro possono essere trovate nelle falde, in funzione del tipo di condizioni idrogeologiche; possono infine essere presenti contaminazioni delle falde dovute a coliformi fecali provocati da perdite nei sistemi di scarico delle acque reflue [44]. In Tab. 4.1 si riassumono le caratteristiche dei diversi tipi di substrati descritti in precedenza, con un approfondimento su costi e difficoltà tecniche per l'estrazione di acqua dal sottosuolo.

Tabella 4.1. *Tabella riassuntiva caratteristiche dei fondali africani [40]*

Substrato	Caratteristiche fondale	Potenziale acquifero	Resa media [l/s]	Costi* e difficoltà** tecnica	
				Fornitura domestica	Irrigazione
<i>Rocce basali</i>	Stagionale e/o fondale ricco di fratture	Moderato	0,1-1	£-££ #-##	££-£££ ##-###
	Poco stagionale e/o poco fratturato	Basso	0,1-0,5	£££ ###	No
<i>Rocce vulcaniche</i>	Aree montuose	Moderato	0,5-5	£-££ #-###	£-££ #-###
	Pianure o plateaux	Moderato	0,5-5	££-£££ #-###	££-£££ #-###
<i>Rocce sedimentarie consolidate</i>	Arenaria	Moderato/Alto	1-20	£-££ #-##	£-£££ #-##
	Argillite	Basso	0-0,5	££-£££ ##-###	No
	Calcare	Moderato	1-10	££-£££ ##-###	£-£££ #-##
<i>Sedimenti non consolidati</i>	Grandi bacini	Moderato/Alto	1-20	£-££ #-##	£-£££ #-##
	Depositi piccoli e dispersi	Moderato	1-20	£-££ #-##	£-£££ #-##

*: £≤1000£, ££= 1000-10.000£, £££≥10.000£.

** : #= si richiedono poche competenze idrogeologiche, ##= si possono applicare tecniche idrogeologiche standard, ###= si richiedono tecniche all'avanguardia e innovative.

Come già esposto in precedenza, la popolazione del villaggio è di 1000 persone, mentre la struttura ospedaliera mette a disposizione 40 posti letto. Con riferimento al rapporto [7], che definisce i fabbisogni d'acqua per popolazioni in Paesi in via di sviluppo, si stima un fabbisogno di 30 l/giorno a persona e 50 l/giorno per letto, per un totale di 32.000 l/giorno.

- Impianto di trattamento delle acque

Per il trattamento delle acque si è optato per l'installazione di un impianto compatto containerizzato prodotto dall'azienda SERECO® denominato AQUA LS per la potabilizzazione

di acqua con basso contenuto di sali, proveniente da fonti superficiali o pozzi. L'apparecchiatura è in grado di rimuovere dalle acque contaminazioni dovute a solidi sospesi, microinquinanti organici, chimici e batterici e renderle idonee alla alimentazione umana nel rispetto delle linee guida sui parametri delle acque potabili fissate dall'OMS [45]. Il sistema è composto da un modulo containerizzato che sarà tropicalizzato, coibentato e condizionato in funzione delle condizioni operative di utilizzo. Il sistema potrà essere equipaggiato con un gruppo di automazione e controllo del processo computerizzato.

- Descrizione del processo applicativo

Le acque torbide prelevate tramite elettropompa vengono pompate nel primo comparto di condizionamento chimico e miscelazione, dove vengono addizionati allumina e cloro che attivano il processo di disinfezione. Quindi, per gravità passano nel secondo comparto di flocculazione dove vengono eliminate le particelle colloidali difficilmente filtrabili e da questo nel terzo comparto di sedimentazione lamellare. Le acque, liberate dalla maggior parte dei solidi sospesi, sono accumulate in un serbatoio intermedio di disinfezione e accumulo. L'accumulo è tale da consentire un buon tempo di contatto per la disinfezione e un volume di stoccaggio sufficiente al lavaggio dei filtri. Le acque disinfettate, tramite elettropompa, vengono pompate in uno o più filtri a sabbia e/o carbone attivo, per l'eliminazione dei solidi sospesi residui sul letto di sabbia e l'eliminazione dei microinquinanti organici e cloro residuo sul letto di carbone attivo. Il sistema è sempre equipaggiato con una centralina di stoccaggio e dosaggio dei prodotti chimici, con una centralina di lavaggio in automatico dei filtri e con una apparecchiatura di debatterizzazione UV. L'irradiazione ultravioletta agisce direttamente sulla struttura genetica a livello di DNA quindi risulta impossibile per i batteri sviluppare resistenza. Dopo il trattamento con UV vi è disponibilità di acqua potabile con parametri in linea con quelli fissati dall'OMS. In Fig. 4.11 si presenta una tipica disposizione dell'impianto AQUA LS mentre in Appendice 2 viene presentato lo schema dei flussi dell'impianto. L'impianto compatto AQUA LS è disponibile in diversi modelli, con potenze comprese tra 8 e 95 kW e portate di acqua pulita prodotta comprese tra 10 e 200 m³/h. Come già definito in precedenza, il fabbisogno dell'intero villaggio è di circa 32.000 l/giorno (32 m³/giorno) quindi si è optato per il modello AQUA LS 010, potenza installata 8 kW e portata prodotta 10 m³/h per un totale di energia consumata pari a 25,6 kWh/giorno. Si considerano inoltre due serbatoi di

accumulo da 50 m³ ciascuno per garantire almeno il fabbisogno d'acqua per l'ospedale per un giorno.



Figura 4.11. *Impianto compatto AQUA LS*

4.2.3 Carichi termici

Le temperature medie mensili durante il corso dell'anno non scendono sotto i 24 °C e quindi l'installazione di un sistema di riscaldamento non risulta giustificato. Si assume quindi che il carico termico comprenda solamente il fabbisogno di ACS (Acqua Calda Sanitaria) che si è stimato pari a 30 l/giorno pro capite per le abitazioni e 50 l/giorno per letto per la struttura ospedaliera (dimensionamento di massima). Si suppone inoltre che l'acqua sia prelevata alla temperatura di 12 °C ed erogata alla temperatura di 40 °C.

Capitolo 5

Configurazione e simulazione della micro rete

In questo capitolo si descriverà la configurazione adottata per la micro rete oggetto di studio, con particolare attenzione ai componenti che compongono il sistema. Si analizzeranno i dati relativi alle condizioni ambientali della località test della simulazione ed in seguito si eseguirà la simulazione della micro rete con il software HOMER Pro. Sarà quindi presentata un'analisi dei risultati sia dal punto di vista tecnico che dal punto di vista economico.

La micro rete studiata è composta da:

- Impianto solare fotovoltaico;
- Generatore diesel;
- Sistema di accumulo energetico con accumulatori al piombo-acido;
- Converter bi-direzionale.

Per soddisfare i carichi termici saranno utilizzati collettori solari che però non faranno parte di una rete centralizzata. Il dimensionamento dell'impianto sarà eseguito separatamente per una singola abitazione e per la struttura ospedaliera, considerando i fabbisogni di ACS dei due soggetti analizzati.

5.1 Condizioni ambientali

Come già esposto nel capitolo precedente, la micro rete sarà localizzata nell'Africa subsahariana, in particolare nello stato del Niger. Il Niger presenta insieme al Sierra Leone e Malawi, uno dei tassi di elettrificazione più bassi dell'intero continente Africano (11%), percentuale che corrisponde a 18 milioni di persone senza accesso all'energia elettrica. Inoltre, se nelle aree urbane questa percentuale sale al 54%, nelle aree rurali si hanno tassi inferiori all'1%. Anche per quanto riguarda l'accesso all'acqua potabile, il Niger si trova agli ultimi posti tra gli stessi paesi africani, con una percentuale del 46% a livello nazionale, che scende al 36%

nelle zone rurali [6]. Si descrivono di seguito i fattori ambientali che caratterizzano questa nazione, e che saranno necessari al dimensionamento della micro rete studiata.

- Radiazione solare

Il Niger presenta sul suo territorio un altissimo potenziale solare. Infatti, l'irradianza media mensile incidente sul piano orizzontale (GHI) è compresa tra i 5 e i 7 kWh/m²/giorno come si può vedere dalla Fig. 5.1. I valori utilizzati nella simulazione sono riferiti alla città di Agadez e sono stati ricavati dall'archivio 'NASA Surface meteorology and solar energy [46]' e sono rappresentati in Fig. 5.2 e Tab. 5.1. Assieme ad essi troviamo l'indice di limpidezza atmosferico (*clearness index*), dato fondamentale per il calcolo della potenza prodotta dall'impianto.

- Temperatura

La temperatura media mensile è presentata in Fig. 5.3 e Tab. 5.2. Come si può vedere, le temperature più alte si registrano nei mesi di maggio e giugno mentre le minime nel mese di gennaio. Il valore della temperatura ha un grande effetto sui componenti che compongono la micro rete, in particolare sui moduli fotovoltaici e sulle batterie di accumulo, che riducono le proprie prestazioni proprio in funzione di un aumento eccessivo della temperatura.

- Riserve acquifere

Come illustrato nella mappa in Fig. 5.4 basata sugli studi di MacDonald et al. [39], il sottosuolo del Niger presenta, per gran parte della sua estensione, un substrato favorevole allo sviluppo di riserve acquifere. Le regioni centro-orientali del paese presentano infatti un substrato sedimentario che ha una produttività della falda acquifera compresa tra i 5 e i 20 l/s, mentre le regioni settentrionali e centro-occidentali presentano un substrato sedimentario/fratturato con rese più variabili nell'intervallo 2-20 l/s.

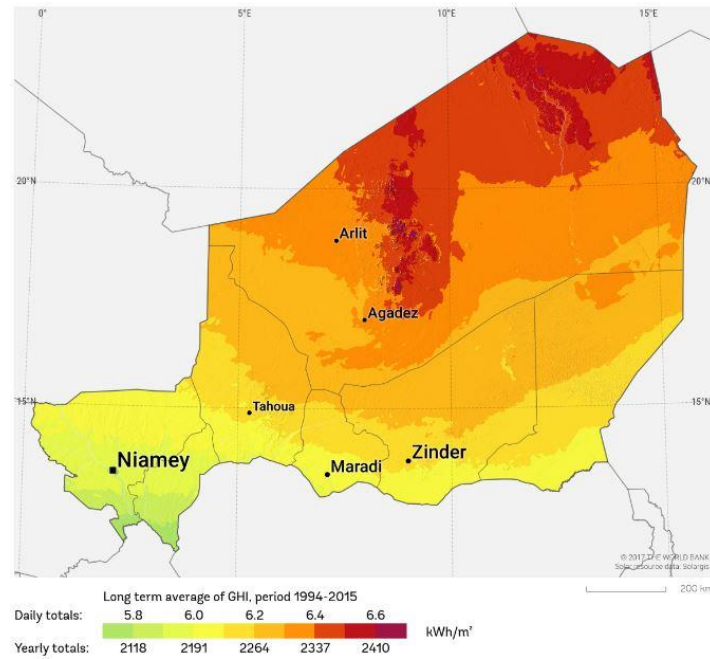


Figura 5.1. Mappa solare del Niger, GHI [47]

Tabella 5.1. GHI e Clearness Index medio mensile; Agadez, Niger (16°58,5'N 7°59,2'E)

Mese	Clearness Index	GHI [kWh/m ² /giorno]
<i>Gennaio</i>	0,651	5,16
<i>Febbraio</i>	0,695	6,14
<i>Marzo</i>	0,691	6,81
<i>Aprile</i>	0,696	7,35
<i>Maggio</i>	0,686	7,40
<i>Giugno</i>	0,672	7,25
<i>Luglio</i>	0,665	7,15
<i>Agosto</i>	0,640	6,77
<i>Settembre</i>	0,645	6,48
<i>Ottobre</i>	0,696	6,33
<i>Novembre</i>	0,692	5,61
<i>Dicembre</i>	0,642	4,89

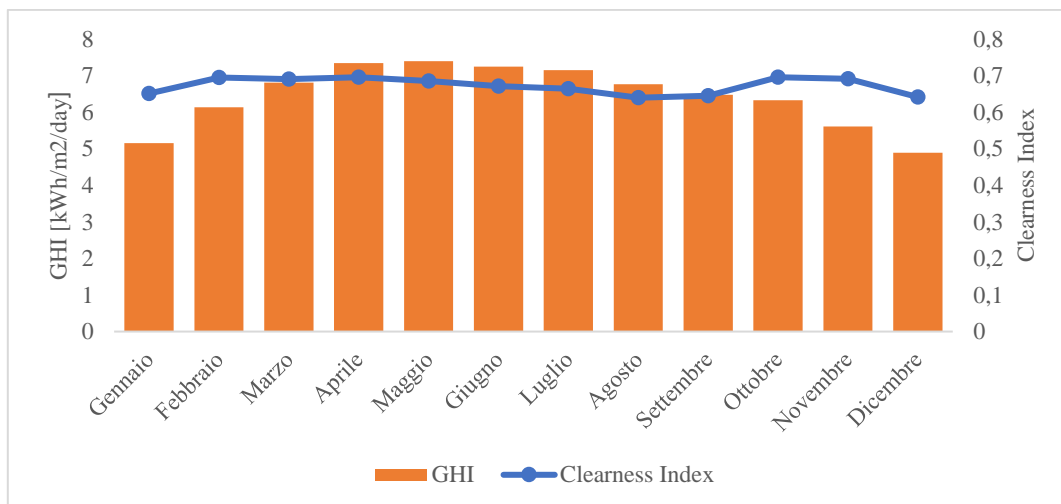


Figura 5.2. Radiazione solare globale sul piano orizzontale e indice di limpidezza dell'atmosfera per la città di Agadez, Niger (16°58,5'N 7°59,2'E)

Tabella 5.2. Temperatura media mensile; Agadez, Niger (16°58,5'N 7°59,2'E)

Mese	Temperatura media [°C]
<i>Gennaio</i>	19,9
<i>Febbraio</i>	22,32
<i>Marzo</i>	27,44
<i>Aprile</i>	31,83
<i>Maggio</i>	32,89
<i>Giugno</i>	32,24
<i>Luglio</i>	28,66
<i>Agosto</i>	27,83
<i>Settembre</i>	29,66
<i>Ottobre</i>	29,75
<i>Novembre</i>	25,48
<i>Dicembre</i>	21,13

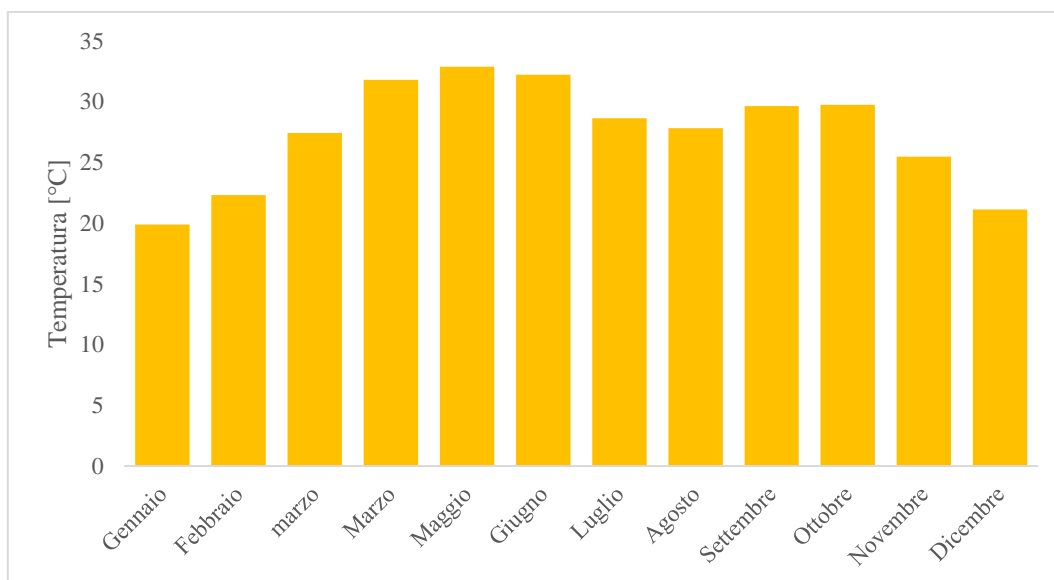
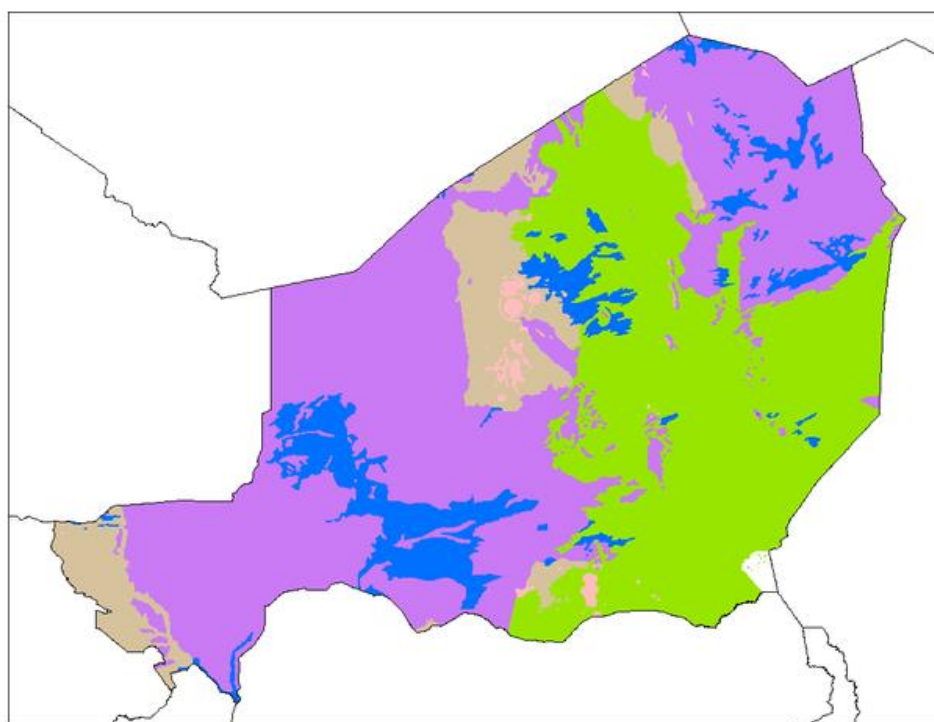


Figura 5.3. Grafico temperatura media mensile; Agadez, Niger (16°58,5'N 7°59,2'E)



Tipo di Falda e Produttività

- Sedimenti non consolidati - 0,5-20 l/s
- Sedimentaria Intergranulare - 5-20 l/s
- Sedimentaria Intergranulare/Fratturato - 2-20 l/s
- Vulcanica - 0,1-5 l/s
- Basamento cristallino - 0,1-0,5 l/s

Figura 5.4. Tipo di falda e produttività del territorio del Niger

5.2 Simulazione della rete in ambiente HOMER

Dato il grande potenziale solare di questa regione, si è deciso di mettere al centro del sistema di generazione la tecnologia del solare fotovoltaico. L'intermittenza e l'aleatorietà di questa fonte rinnovabile rendono necessaria l'installazione di un sistema di accumulo energetico basato su batterie al piombo-acido che permetta di stoccare l'energia prodotta in eccesso durante le ore di massima irradiazione solare per riutilizzarla successivamente. Come possiamo notare dal grafico in Fig. 5.5, la produzione di energia elettrica da fotovoltaico, non combacia con le esigenze della domanda elettrica delle utenze, che risulta concentrata nelle ore serali della giornata. Al campo fotovoltaico è stato accoppiato un generatore diesel, per diverse ragioni. In primo luogo, una produzione di energia elettrica esclusivamente dall'impianto fotovoltaico comporterebbe un investimento iniziale molto elevato, considerando il costo elevato della tecnologia in esame. In secondo luogo, la micro rete progettata alimenta una struttura ospedaliera per la quale non sono concesse interruzioni nella fornitura di energia elettrica. Infatti, sono presenti apparecchiature molto sensibili alle fluttuazioni di tensione che potrebbero subire danni in caso di interruzione del servizio elettrico, ma soprattutto deve essere assolutamente evitato un disservizio durante interventi di chirurgia o nel reparto di terapia intensiva che potrebbe mettere appunto a rischio la vita dei pazienti. Infine, un generatore di questo tipo può eseguire, se necessario, operazioni di regolazione primaria e secondaria, assicurando stabilità alla rete dalle fluttuazioni di tensione e frequenza.

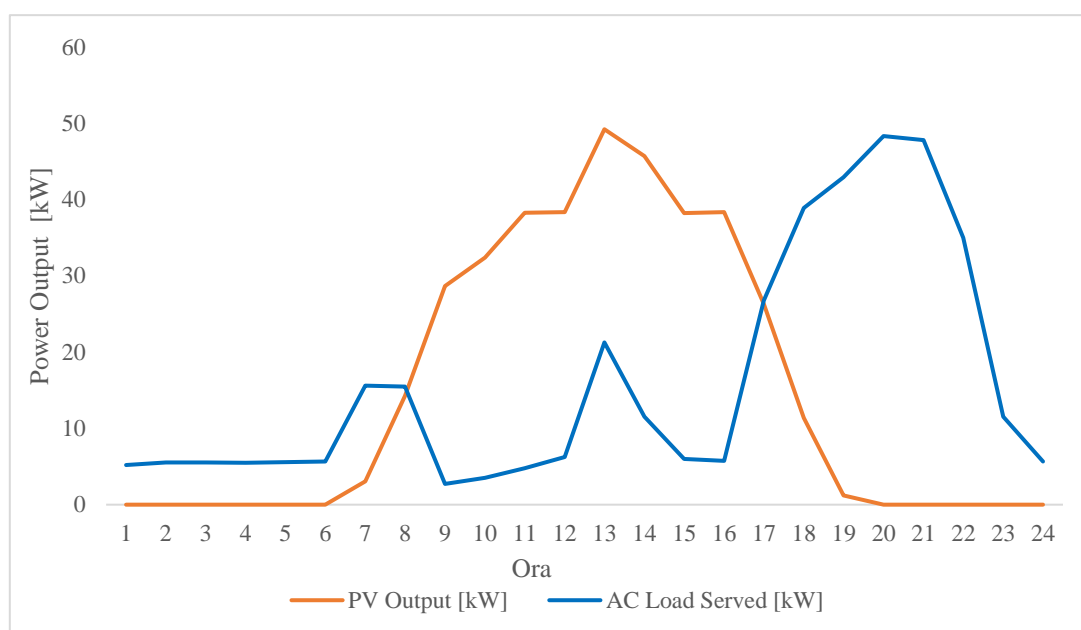


Figura 5.5. PV Output vs AC Load (data simulazione: 23/05)

La configurazione di micro rete descritta, viene rappresentata in ambiente HOMER in Fig. 5.6:

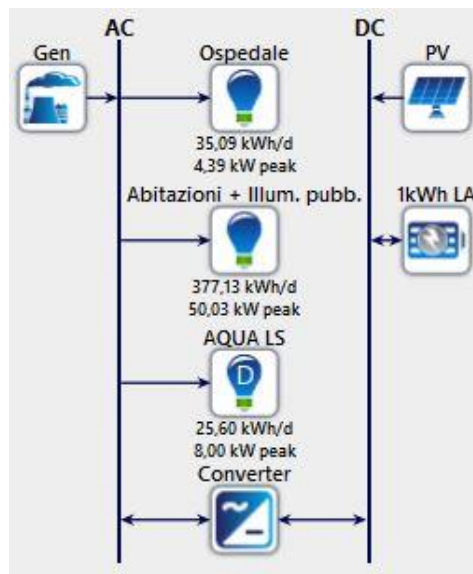


Figura 5.6. Configurazione di micro rete proposta

Come si può notare, esistono due linee di trasmissione, una in corrente continua alla quale sono connessi l'impianto fotovoltaico e il sistema di accumulo, e una a corrente alternata, alla quale si connettono il generatore diesel e i carichi primari e programmabili. Le due linee di trasmissione sono connesse per mezzo di un converter con funzione sia di inverter (DC/AC) che di raddrizzatore (AC/DC). Come si può inoltre osservare, i carichi primari (Ospedale e Abitazioni+Illuminazione pubblica) risultano separati. Questo perché HOMER Pro segue la seguente gerarchia di dispacciamento: Electric #1, Electric #2, Deferrable. Nel caso studiato, si è deciso di etichettare il carico elettrico della struttura ospedaliera come Electric #1 in modo da privilegiare la fornitura di energia a questo carico nel caso in cui i sistemi di generazione non riescano a soddisfare per intero la domanda elettrica del villaggio, o sia prevista dalla simulazione una mancata fornitura elettrica a parte dei carichi, come si vedrà in seguito.

HOMER Pro permette la scelta tra diverse strategie di dispacciamento. Le principali e di interesse per questo progetto sono: Load Following, Cycle Charging, Combined Dispatch.

- Load Following

Secondo questa strategia di dispacciamento, ogniqualvolta un generatore entri in funzione, viene sviluppata solo la potenza necessaria a soddisfare il carico primario. Obiettivi con minore priorità, come ricaricare il sistema di accumulo o servire i carichi programmabili, vengono lasciati alle fonti di energia rinnovabile. In caso di sistema collegato alla rete

principale, i generatori possono entrare in funzione anche nel caso sia economicamente vantaggioso vendere energia elettrica alla rete stessa.

- Cycle Charging

Secondo questa strategia, quando un generatore entra in funzione per soddisfare la domanda elettrica di un carico primario, questo lavora alla potenza nominale, indipendentemente dal valore del carico richiesto. Il surplus energetico viene utilizzato dai componenti della micro rete aventi un più basso livello di priorità (carichi programmabili e sistema di accumulo).

- Combined Dispatch

Combina le due strategie descritte in precedenza. Infatti, per ogni time-step viene deciso quale tra Load Following e Cycle Charging sia la strategia operativa più conveniente.

La simulazione testerà le tre diverse strategie di dispacciamento e verificherà la più economicamente vantaggiosa.

Per il dimensionamento dei componenti è stato utilizzato l'algoritmo di ottimizzazione di HOMER Pro, basato su costo del componente [€], costo di sostituzione [€] e costi di operazione e manutenzione [€/anno]. Il modulo fotovoltaico e la batteria al piombo-acido sono stati scelti dal catalogo messo a disposizione da HOMER. Per il primo si è optato per il modulo Kyocera KU325-8BCA, un marchio di comprovata esperienza nell'approvvigionamento energetico in aree remote, mentre per il sistema di accumulo è stata scelta la batteria al piombo-acido Surrette S-260, soprattutto per il basso costo. Le caratteristiche tecniche di entrambi i componenti sono elencati rispettivamente nelle Tab. 5.3 e 5.4. Per il dimensionamento del generatore diesel e del converter, in prima analisi si è utilizzata un'opzione di HOMER Pro che consente il dimensionamento ottimo del componente. Per il generico generatore diesel si ipotizza un costo di 250 €/kW e un costo di O&M pari a 0,030 €/ora mentre per il generico converter si è supposto un costo pari a 600 €/kW e un costo O&M di 10 €/anno. I costi di questi due componenti sono stati assunti uguali a quelli proposti in altri casi studio già citati in precedenza o suggeriti da HOMER [18] [48].

La durata del progetto è di 25 anni, mentre il tasso di sconto e il tasso d'inflazione per questa simulazione sono rispettivamente 4,25% e 2,10% (dati relativi al Niger). Infine, il prezzo del diesel è fissato a 0,84 €/litro [49]. Per questa prima analisi, HOMER propone la seguente configurazione:

PV	Gen. Diesel	Batterie	Converter	Dispatch
Kyoc325	-	SurrS-260	-	
64,8 kW	61 kW	300	33,4 kW	CD

Il sistema proposto soddisfa i requisiti minimi imposti: alta penetrazione di energie rinnovabili che supera il 60% e quasi totale assenza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica (si registra una mancata di energia elettrica di 439 kWh/anno su un totale di 149.599 kWh/anno serviti, pari allo 0,3%). Note le taglie dei componenti generici (generatore diesel e converter), si è deciso per l'installazione di un generatore diesel SDMO J77K di potenza nominale pari a 62 kW e di un converter bi-direzionale Leonics MTP 615F da 45 kW. Le caratteristiche dei due componenti sono elencate rispettivamente in Tab. 5.5 e 5.6.

Tabella 5.3. Specifiche del modulo PV Kyocera Solar KU325-8BCA [50]

Specifiche	
<i>Produttore</i>	Kyocera Solar
<i>Modello</i>	KU325-8BCA
<i>Tipo</i>	Policristallino
<i>$P_{max}(STC)$</i>	325 W
<i>Efficienza</i>	14,8 %
<i>Tensione MPP (V_{pm})</i>	40,4 V
<i>Corrente MPP (I_{pm})</i>	8,05 A
<i>Corrente di cortocircuitito (I_{sc})</i>	8,68 A
<i>Tensione a vuoto (V_{oc})</i>	50,0 V
<i>Coef. di temperatura (P_{max})</i>	-0,478 %/°C
<i>Coef. di temperatura (V_{oc})</i>	-0,362 %/°C
<i>Coef. di temperatura (I_{sc})</i>	0,071 %/°C
<i>Area del modulo</i>	2,13 m ²
<i>Dimensioni L x W x D</i>	1662 x 1320 x 46 mm
<i>NOCT</i>	45 °C
<i>Costo*</i>	2000 €/kW
<i>Costi O&M [18]</i>	10 €/anno

*: comprensivo di modulo, cablaggio, installazione e hardware

Tabella 5.4. *Specifiche batteria Surrette S-260 [51]*

Specifiche	
<i>Produttore</i>	Rolls/Surrette
<i>Modello</i>	S-260
<i>Tipo</i>	Acido di piombo
<i>Capacità nominale @ 20 hr</i>	200 Ah
<i>Tensione nominale</i>	12 V
<i>Efficienza</i>	80 %
<i>Stato di carica min</i>	40%
<i>Durata di vita</i>	8-12 anni
<i>Corrente di carica max</i>	80 A
<i>Costo</i> * [52]	350 €
<i>Costi O&M</i> [18]	10 €/anno

*: comprensivo di batteria, installazione e dispositivi elettronici

Tabella 5.5. *Specifiche generatore diesel SDMO J77K [53]*

Specifiche	
<i>Produttore</i>	SDMO - John Deere/Leroy Somer
<i>Modello</i>	J77K
<i>Potenza nominale</i>	62 kW
<i>Dimensioni L x W x H</i>	1870 x 994 x 1360 mm
<i>Costo</i> * [54]	14.000 €
<i>Costi O&M</i> **	1,86 €/h

*: comprensivo di installazione

**: costi O&M pari a 0,030 €/h/kW

Tabella 5.6. Specifiche inverter Leonics MTP-615F [55]

Specifiche	
<i>Produttore</i>	Leonics
<i>Modello</i>	MTP 615F
<i>Tipo</i>	Trifase Bi-direzionale
<i>Taglia</i>	45 kW
<i>Tensione nominale DC</i>	240 V
<i>Efficienza</i>	>95%
<i>Costo</i> [48]	600 €/kW
<i>Costi O&M</i> [18]	10 €/anno

La nuova configurazione elaborata, note le specifiche di tutti i componenti che compongono il sistema è la seguente:

PV	Gen. Diesel	Batterie	Converter	Dispatch
Kyoc325	SDMO J77K	SurrS-260	Leonics MTP 615F	
71 kW	62 kW	280	45 kW	LF*

*: Load Following

5.2.1 *Analisi tecnica*

Il sistema così configurato presenta una penetrazione di energia da fonti rinnovabili pari al 67,6% e riesce a soddisfare la domanda elettrica in ogni time step considerato. L'energia elettrica totale prodotta dall'impianto è di 188.411 kWh/anno contro una richiesta pari a 159.794 kWh/anno, con un eccesso di energia elettrica prodotta pari al 5,6%. Analizzando una giornata tipo è possibile vedere ora (Fig. 5.7) quando l'impianto serve i carichi programmabili e confermare le ipotesi fatte nel capitolo precedente. Come ipotizzato, il funzionamento dell'impianto AQUA LS per la potabilizzazione delle acque si concentra nelle ore in cui la richiesta energetica è ridotta, più in dettaglio, tra le 9.00 e le 11.00 del mattino e alle 15.00. Questo perché, sebbene la struttura ospedaliera sia operativa in questo intervallo, si è supposto che la richiesta energetica dovuta al complesso abitativo, che corrisponde alla principale fonte di domanda giornaliera, sia quasi del tutto assente (vedi Fig. 4.4).

Leggermente diversa la distribuzione dei carichi durante il weekend, durante il quale la curva di domanda giornaliera risulta più omogenea. Come possiamo vedere dalla Fig. 5.9, l'impianto

di potabilizzazione entra in funzione un'ora in anticipo rispetto al caso precedente e il pomeriggio trasla avanti di un'ora.

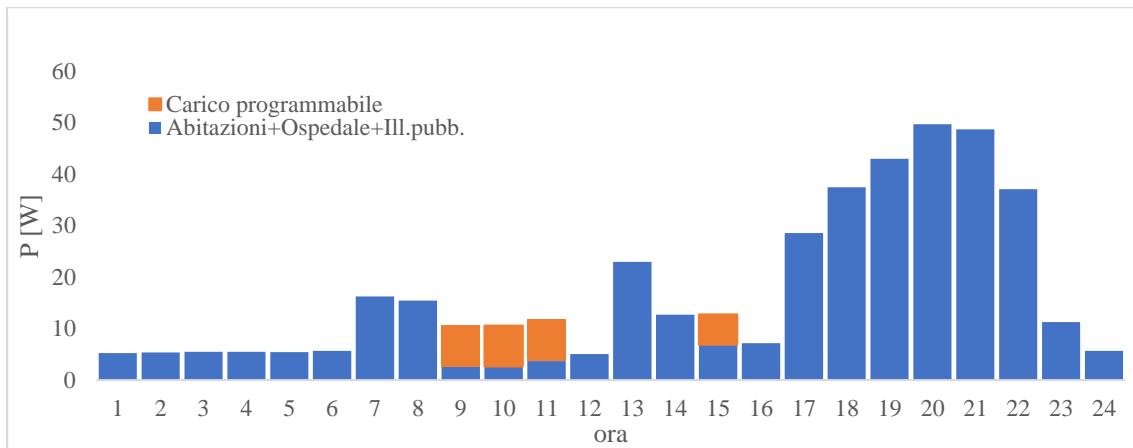


Figura 5.7. Profilo dei carichi giornaliero (giorno lavorativo 23/05)

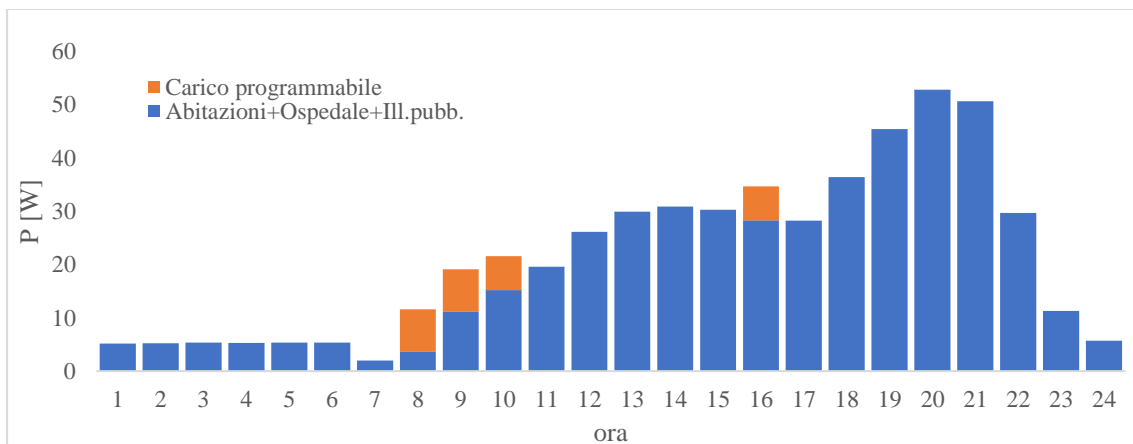


Figura 5.8. Profilo dei carichi giornaliero (weekend 20/05)

Va precisato che i profili di carico mostrati fanno riferimento a un giorno lavorativo ed un giorno festivo scelti arbitrariamente ed in modo casuale nel mese di maggio, tali però da essere rappresentativi del profilo di carico considerato (giorno lavorativo o weekend). Bisogna inoltre tenere in considerazione che all'impianto di potabilizzazione è associato un sistema di accumulo e la priorità di questo carico programmabile è anche funzione del livello di riempimento dell'accumulo stesso. Eseguendo HOMER Pro una simulazione dell'impianto durante il periodo di un anno, si possono registrare intervalli durante i quali l'impianto risulta fermo per più di un giorno, con relativo consumo di acqua potabile accumulata. Nei giorni

successivi a questi periodi di inattività dell'impianto, si è riscontrato un funzionamento continuativo, anche in ore in cui la richiesta energetica da parte delle utenze primarie era relativamente elevata. In Fig. 5.9 è rappresentato quanto appena descritto.

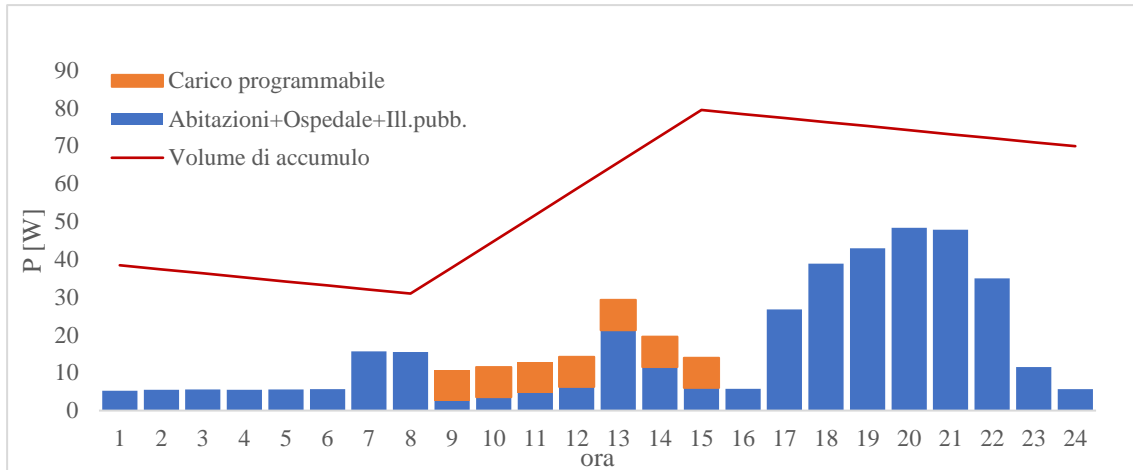


Figura 5.9. Profilo dei carichi giornaliero in caso di abbassamento del livello dell'accumulo (3/09/17)

Si passa ora ad analizzare in dettaglio il funzionamento dei diversi componenti del sistema:

- Impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico è composto da 219 moduli ($P_n=325$ W) ed ha una taglia nominale di 71 kW. Il fattore di capacità, dato dal rapporto tra la potenza media prodotta dall'impianto e la sua taglia nominale, è pari al 22%, inoltre, si stima che l'impianto sia operativo per 4426 ore per una potenza totale prodotta di 136.575 kWh. Come ci si aspetterebbe da questo tipo d'impianto, la produzione di energia si concentra tra le 7.00 e le 18.00, come mostra il grafico in Fig. 5.10. In Fig. 5.11 è rappresentata invece la potenza prodotta dall'impianto durante l'anno, in funzione della radiazione solare globale incidente. Ci si aspetterebbe che all'aumentare della radiazione solare aumenti anche la potenza erogata dall'impianto, ma così non è. Infatti, analizzando le linee di tendenza dei due parametri nello stesso grafico (Fig. 5.11) si può notare come nel periodo di massima radiazione solare la potenza dell'impianto tenda a diminuire. Questo fenomeno è legato alla temperatura della cella fotovoltaica rappresentata in Fig. 5.12. Come noto dalla teoria, la potenza in uscita di un pannello fotovoltaico dipende in modo lineare dalla temperatura di cella, nel caso in esame dello 0,478 %/°C.

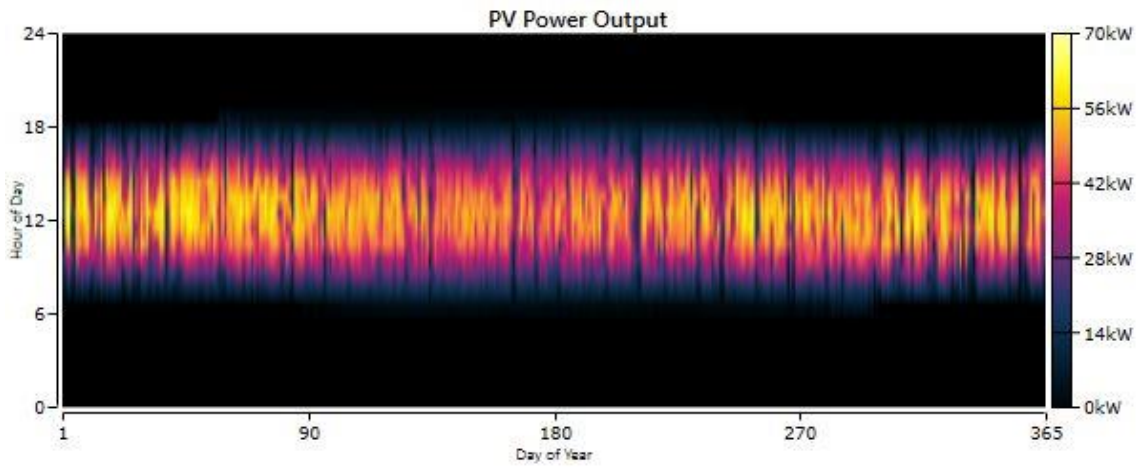


Figura 5.10. Potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico in funzione di giorno e ora

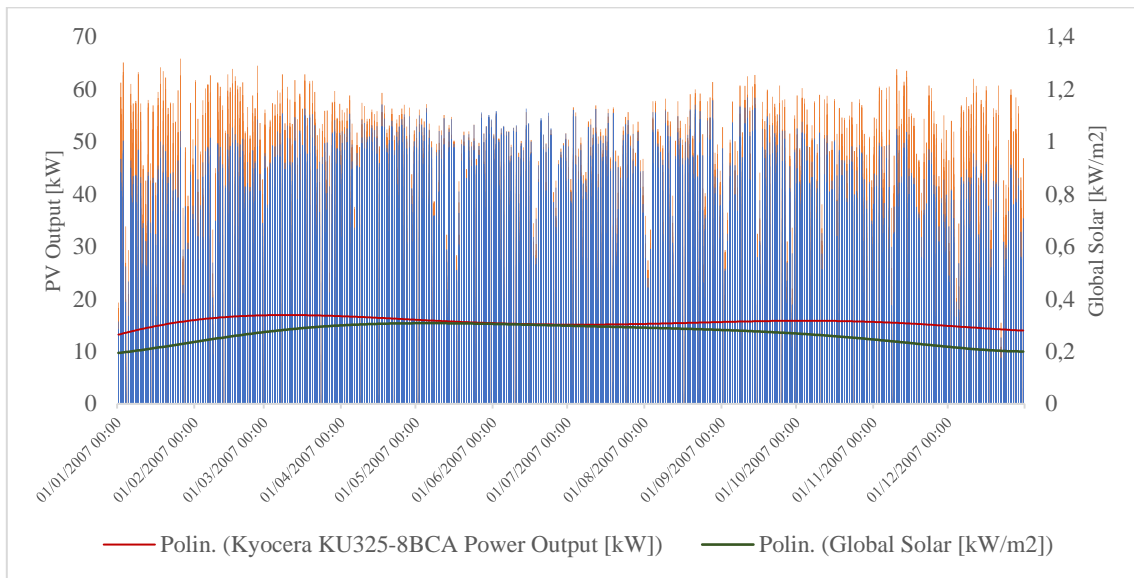


Figura 5.11. Potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico (arancio) e della radiazione solare (blu) durante l'anno

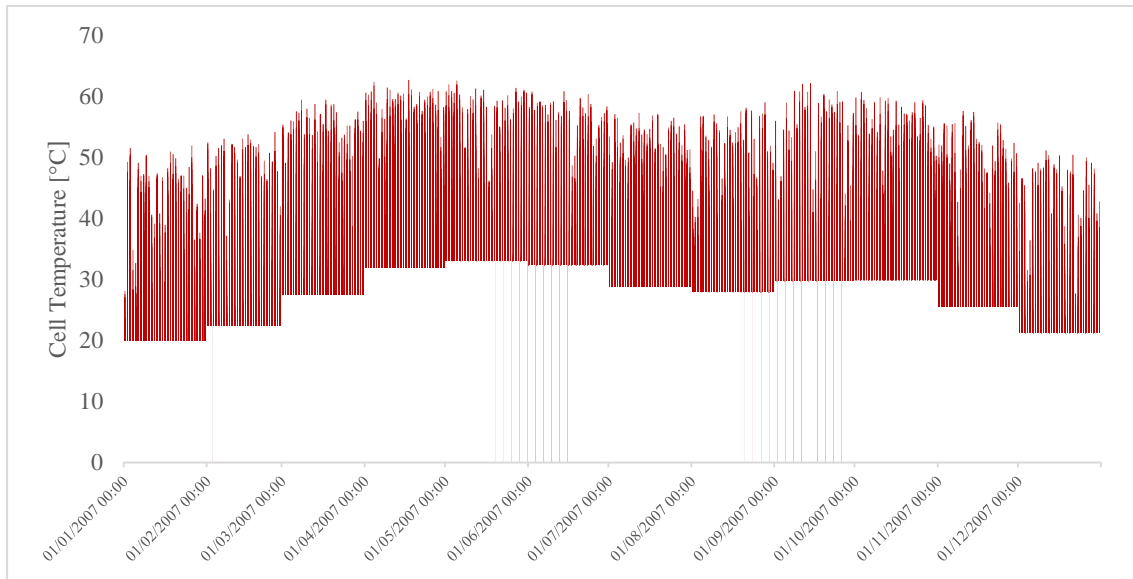


Figura 5.12. Temperatura di cella durante l'anno. Limite inferiore dato dalla temperatura ambiente

Si definiscono ora alcuni parametri di input necessari al corretto dimensionamento dell'impianto, quali: derating factor, MPPT, tracking system, inclinazione e orientazione, vita utile.

Il *derating factor*, f_{PV} , rappresenta un fattore correttivo che HOMER applica alla potenza in uscita dall'impianto fotovoltaico, per tener conto delle condizioni di funzionamento reali in cui opera il sistema in rapporto alle condizioni ideali secondo le quali è stato testato il modulo. Questo fattore può tener conto della sporcizia che si accumula sui pannelli, delle perdite nel cablaggio, effetti dell'ombreggiamento e invecchiamento. Se nella simulazione si decide di non specificare gli effetti della temperatura, questi vengono inclusi nel derating factor. Per questa simulazione si è deciso per un $f_{PV} = 88\%$ avendo considerato separatamente gli effetti della temperatura e avendo previsto assenza di ombreggiamenti.

L'*MPPT* (Maximum Power Point Tracker) come già esposto nei capitoli precedenti è un convertitore DC/DC che consente di accoppiare la tensione dell'impianto fotovoltaico a quella della linea di trasmissione a corrente continua, massimizzando la potenza in uscita. HOMER integra di default questo dispositivo nell'impianto fotovoltaico e permette di specificarne costi e taglia come per qualsiasi altro componente. Per questa simulazione si è deciso di non esplicitare il modello di costi del MPPT ed è stato compreso nei costi dell'impianto PV.

Il dispositivo di tracciamento (*tracking system*) permette al campo solare di 'seguire' il Sole e così facendo, massimizzare la radiazione solare incidente sul pannello. I sistemi di tracciamento

sono classificati in funzione del numero di assi di rotazione e della frequenza di variazioni di orientazione. HOMER Pro permette la simulazione di tre sistemi di tracciamento: ad asse orizzontale est-ovest (variazione dell'inclinazione del modulo), ad asse verticale (inclinazione fissa e variazione dell'azimut) e su entrambi gli assi di rotazione. La frequenza di variazione dell'orientazione può variare tra mensile, settimanale, giornaliera e continua. Per questa simulazione si è ritenuto opportuno non includere un dispositivo di tracciamento in quanto costoso e, in caso di guasto, di difficile riparazione o sostituzione.

L'impianto è localizzato in Niger e quindi nell'emisfero boreale. Si è quindi optato per un orientamento verso sud per massimizzare l'esposizione solare durante la giornata e poiché il Niger si trova in prossimità dell'equatore si è deciso per un'inclinazione di 15°.

La vita utile dell'impianto è di 25 anni, garanzia tipica offerta dagli installatori di moduli fotovoltaici.

Nella tabella che segue, si riassume quanto appena detto:

Specifiche	
<i>Derating Factor</i>	88%
<i>MPPT</i>	Si
<i>Tracking System</i>	No
<i>Inclinazione</i>	15°
<i>Orientazione</i>	Sud
<i>Vita utile</i>	25 anni

- Generatore diesel

Il generatore diesel installato nell'impianto in questione ha una taglia nominale di 62 kW. Il fattore di capacità è del 9,54% e l'energia totale prodotta in un anno è di 51.837 kWh con un rendimento medio per la produzione di energia elettrica pari al 37,9%. Si stimano 1156 ore operative e 386 accensioni, più di una al giorno. Come si può notare dal grafico in Fig. 5.13, il generatore diesel è sempre operativo dalle prime ore serali, in particolare dalle 18.00 alle 22.00, che coincide col momento di spegnimento dell'impianto fotovoltaico. Altri periodi di funzionamento del generatore, fuori da questo intervallo temporale, si hanno principalmente nel periodo luglio-settembre, che corrisponde al periodo con la più alta concentrazione di precipitazioni nella regione, e nel mese di dicembre, che presenta il più basso livello di radiazione solare. Analizzando ancora il funzionamento del generatore

diesel in rapporto al carico servito giornaliero (Fig. 5.14), si può notare come questo entri in funzione per coprire il picco della domanda, che si verifica intorno alle 21.00. Le prestazioni del generatore sono illustrate in Fig. 3.15 dove, come descritto nel capitolo 3.2.2, vengono messi in relazione consumi ed efficienza secondo l'equazione 3.12. Infine, la vita utile è stata supposta pari a 15.000 ore.

Una delle problematiche di questo componente risiede negli alti costi operativi. Oltre agli 0,030 €/ora dovuti ai costi di operazione e manutenzione, per il funzionamento del generatore diesel è necessario sostenere il costo del combustibile, che in questa simulazione è stato assunto pari a 0,84 €/litro e che sarà oggetto di un'analisi di sensitività nel capitolo successivo. In questo caso, il combustibile consumato ammonta a 13.896 litri/anno.

Per il calcolo delle emissioni prodotte dal generatore, i dati utilizzati sono quelli forniti da HOMER Pro, elencati in Tab. 5.7 che indicano le quantità di inquinanti prodotte per litro di combustibile utilizzato. In Tab. 5.8 sono indicate in kg le emissioni inquinanti prodotte dall'impianto in un anno. Queste saranno poi confrontate con quelle prodotte dalle diverse configurazioni impiantistiche che saranno proposte nel capitolo successivo. Obiettivo di questo lavoro è appunto quello ridurre al minimo le ore di operazione del generatore in modo da ridurre la dipendenza da combustibili fossili e minimizzare le emissioni, mantenendo comunque la stabilità e l'economicità del sistema.

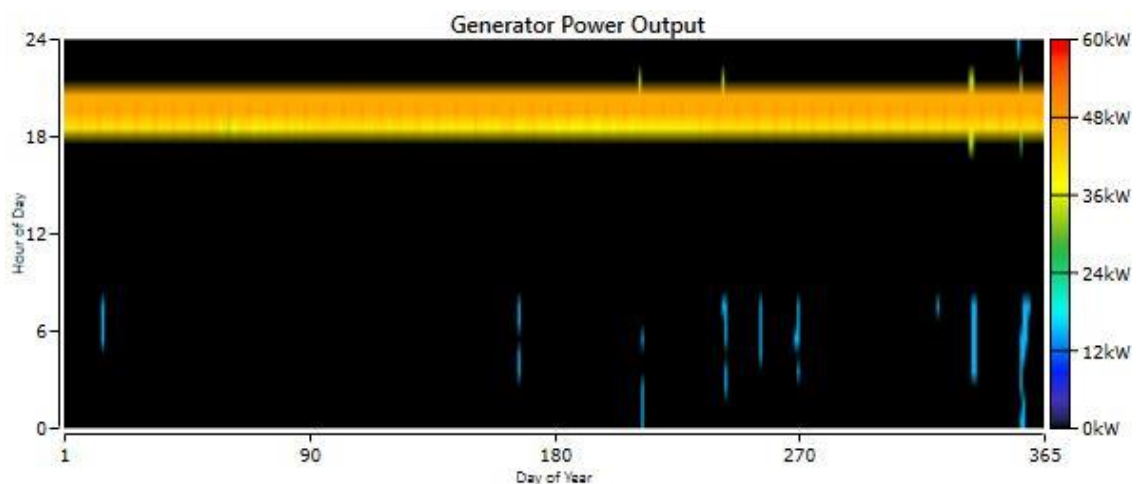


Figura 5.13. Potenza prodotta dal generatore diesel in funzione di giorno e ora

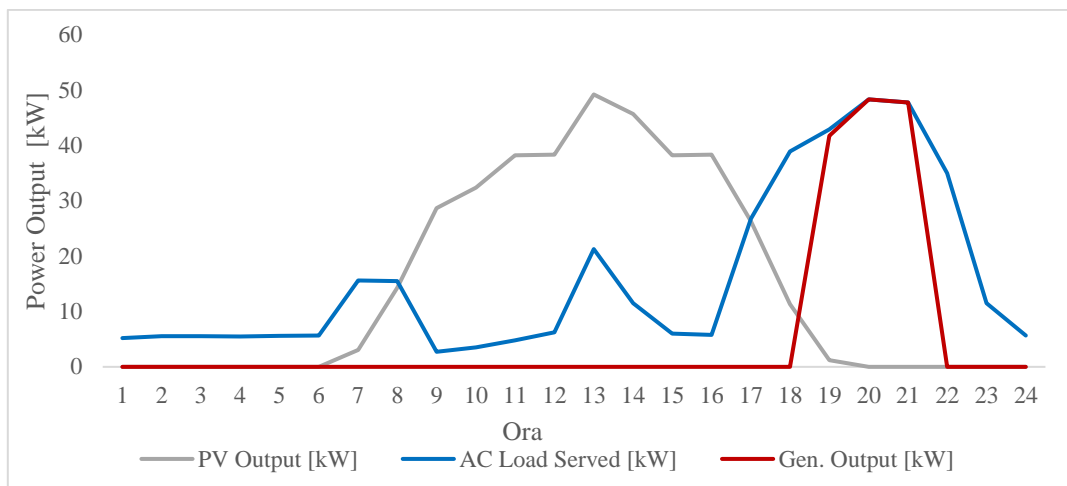


Figura 5.14. Generazione elettrica giornaliera vs. carico elettrico (giorno simulazione 23/05)

Tabella 5.7. Livelli di emissioni per il generatore considerato [28]

Inquinante	Quantità [g/l di combustibile]
Monossido di carbonio (CO)	16,34
Incombusti	0,72
Particolato (PM)	0,098
Ossidi di azoto (NO _x)	15,359

Tabella 5.8. Emissioni prodotte annualmente dalla micro rete

Emissioni	Quantità [kg/anno]
Diossido di carbonio (CO ₂)	36.377
Monossido di carbonio (CO)	227
Incombusti	10
Particolato (PM)	1,36
Diossido di zolfo (SO ₂)	89,1
Ossidi di azoto (NO _x)	213

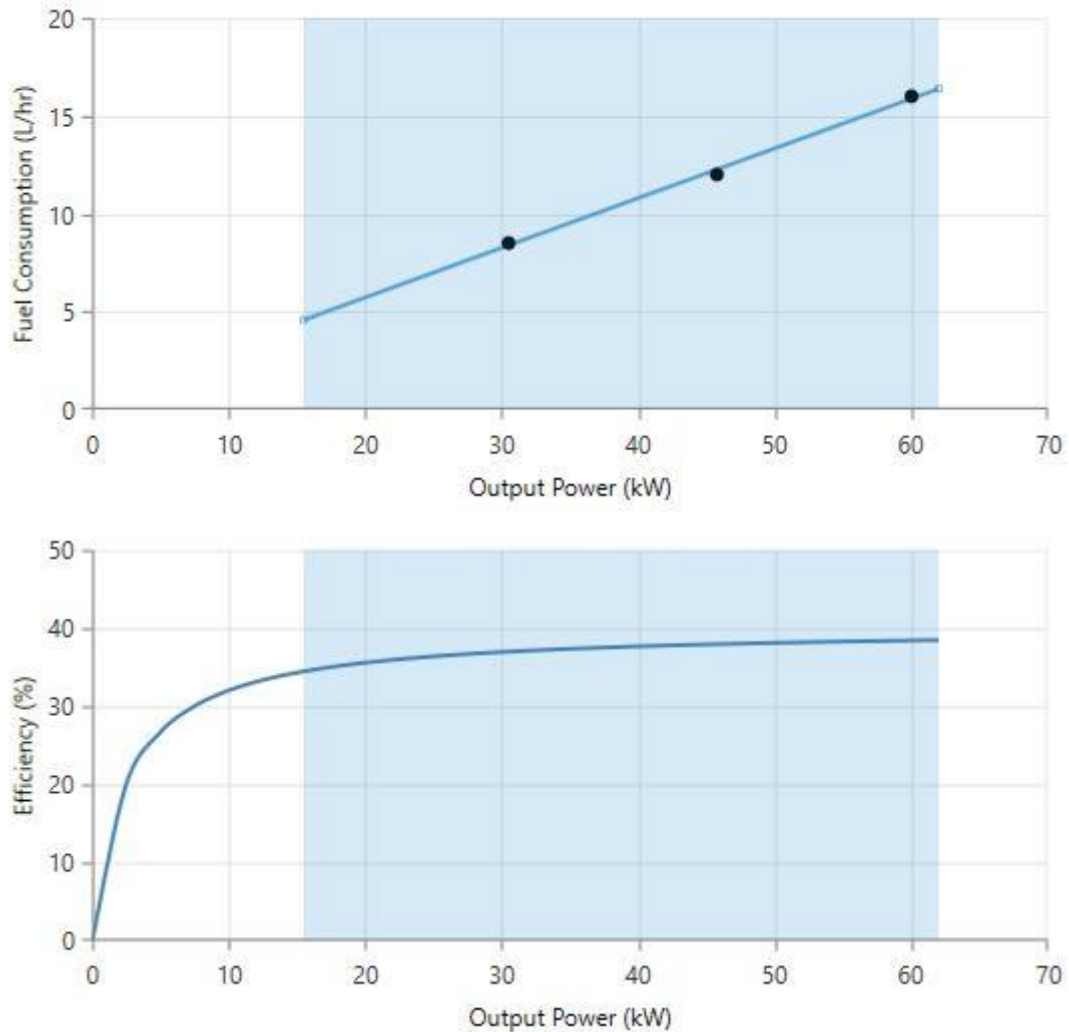


Figura 5.15. *Prestazione del generatore diesel SDMO J77K*

- Sistema di accumulo energetico (ESS)

Il sistema di accumulo energetico è composto da 280 batterie al piombo-acido, disposte in stringhe di 20 batterie ciascuna. La capacità nominale utilizzabile, che esclude l'energia al di sotto dello stato di carica minimo imposto al 40%, è di 525 kWh che consente al sistema un'autonomia di 28,8 ore. L'aspettativa di vita è invece di 8,37 anni.

Si analizza ora il comportamento giornaliero e annuale del sistema di accumulo. Come si nota dai grafici in Fig. 5.16 e 5.17, i periodi di minima carica media si riscontrano nei mesi tra giugno e settembre e nel mese di dicembre, che presentano un apporto di energia dall'impianto fotovoltaico inferiore. Dall'analisi giornaliera si riscontra ciò che era facile supporre ancor prima della simulazione: gli accumulatori si ricaricano nella parte centrale della giornata sfruttando l'energia in eccesso prodotta dall'impianto fotovoltaico che viene

poi consumata durante le ore notturne, in modo da limitare il funzionamento del generatore diesel. Tutto ciò è illustrato chiaramente in Fig. 5.18.

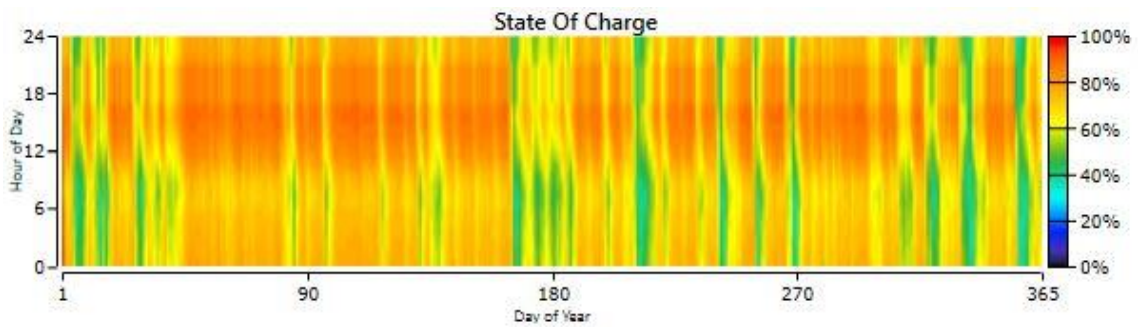


Figura 5.16. Stato di carica del sistema di accumulo in funzione di giorno e ora

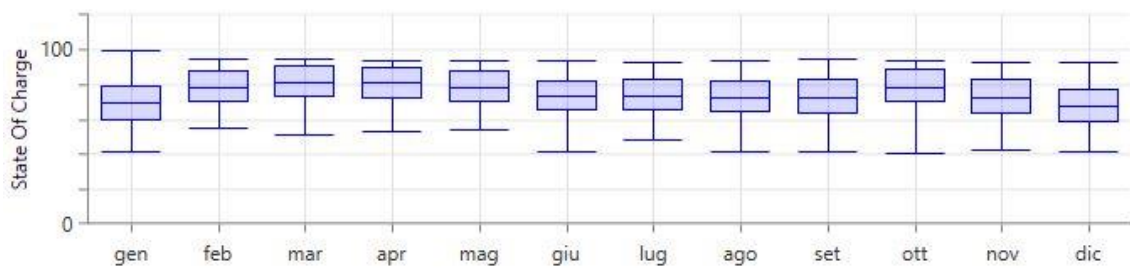


Figura 5.17. Stato di carico medio mensile del sistema di accumulo

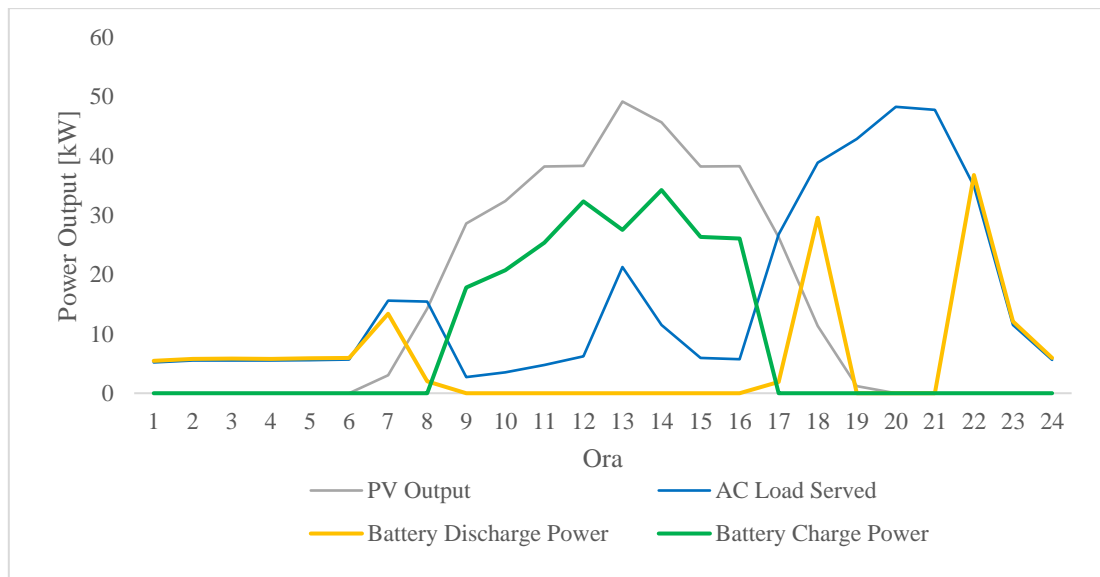


Figura 5.18. Periodo di carica (verde) e scarica (giallo) del sistema di accumulo

- Converter bi-direzionale

Per interconnettere la linea a corrente continua, alla quale sono agganciati l'impianto fotovoltaico e il sistema di accumulo, e quella a corrente alternata, alla quale sono connessi i carichi elettrici ed il generatore diesel, è stato utilizzato il convertitore di potenza bi-direzionale Leonics MTP 615F 45 kW. In Fig. 5.19 e 5.20 è rappresentato il funzionamento del componente durante l'anno, rispettivamente in modalità inverter e raddrizzatore. Come si può notare, il componente funziona per la maggior parte del tempo in modalità inverter, 7812 ore contro 39, indice del fatto che il dimensionamento del sistema di moduli fotovoltaici sia tale da garantire la fornitura di energia elettrica ai carichi primari e programmabili e al contempo rifornire il sistema di accumulo. Sebbene non siano presenti generatori eolici o comunque generatori alimentati da fonti rinnovabili collegati alla linea a corrente alternata e la strategia di gestione della rete (Load Following) non consenta al generatore diesel di entrare in funzione per ricaricare le batterie, questo non esclude che l'energia in eccesso prodotta da quest'ultimo possa essere utilizzata come energia in input per il sistema di accumulo. A titolo di esempio si analizza di seguito il comportamento dell'impianto in una giornata tipo (04/09) nella quale il converter bi-direzionale funziona in entrambe le modalità. Come si può vedere dalla Tab. 5.9, alle ore 2.00 il sistema di accumulo non è in grado di soddisfare la richiesta del carico, trovandosi ad uno stato di carica (SOC) prossimo al 40%. Avendo posto appunto il 40% come limite inferiore di carica delle batterie, il sistema si trova costretto ad azionare il generatore diesel, la cui energia prodotta viene utilizzata in parte per soddisfare la richiesta elettrica dei carichi, mentre quella in eccesso viene inviata al sistema di accumulo (ESS). Lo stesso schema di funzionamento si ripropone per l'intervallo successivo, mentre alle ore 4.00 si può osservare come il converter funzioni in modalità inverter, trovandosi in questo istante temporale il sistema di accumulo con uno stato di carica tale da poter coprire la richiesta di carico senza l'intervento del generatore diesel. Infine, dalle ore 8.00 in poi, l'impianto fotovoltaico riesce a soddisfare autonomamente la richiesta energetica e al tempo stesso ricaricare il sistema di accumulo.

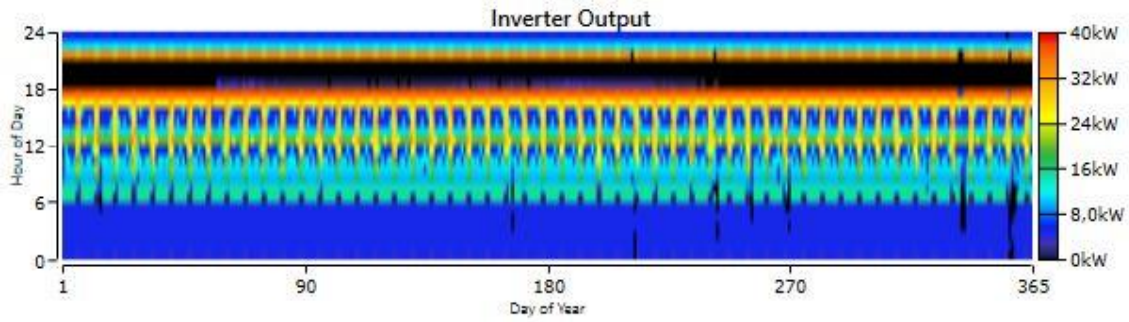


Figura 5.19. Periodo di funzionamento della modalità inverter e relativa potenza in uscita

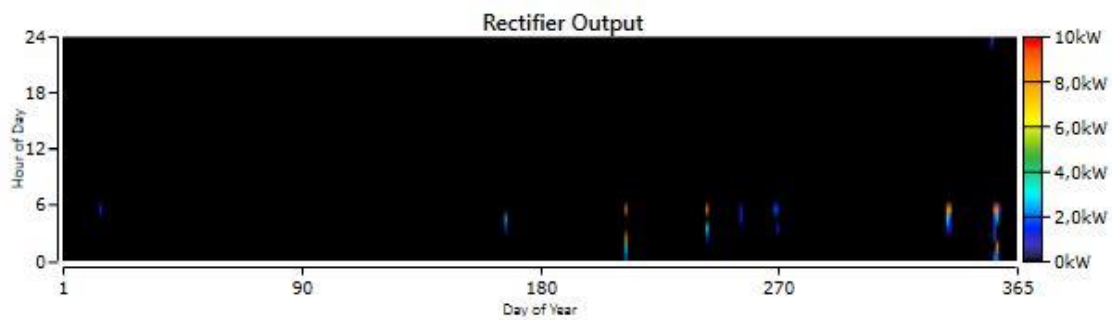


Figura 5.20. Periodo di funzionamento della modalità raddrizzatore e relativa potenza in uscita

Tabella 5.9. Comportamento del converter bi-direzionale (data simulazione: 04/09)

Ora	PV	Carico Servito	Gen. Out.	Inverter		Raddrizzatore		ESS		
	Out.			In.	Out.	In.	Out.	Charge	Discharge	State of Charge
	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	%
0	0,0	5,2	0,0	5,5	5,2	0,0	0,0	0,0	5,5	41,2
1	0,0	5,5	0,0	5,8	5,5	0,0	0,0	0,0	5,8	40,5
2	0,0	13,5	15,5	0,0	0,0	2,0	1,8	1,8	0,0	40,7
3	0,0	11,9	15,5	0,0	0,0	3,6	3,2	3,2	0,0	41,0
4	0,0	5,6	0,0	5,9	5,6	0,0	0,0	0,0	5,9	40,3
5	0,0	5,7	15,5	0,0	0,0	9,8	8,9	8,9	0,0	41,2
6	1,4	15,6	15,5	0,1	0,1	0,0	0,0	1,2	0,0	41,3
7	15,7	15,5	15,5	0,0	0,0	0,0	0,0	15,8	0,0	42,9
8	32,4	2,7	0,0	2,9	2,7	0,0	0,0	29,5	0,0	45,9
9	43,0	9,9	0,0	10,4	9,9	0,0	0,0	32,5	0,0	49,2
10	47,8	4,8	0,0	5,0	4,8	0,0	0,0	42,8	0,0	53,6
11	49,8	6,2	0,0	6,6	6,2	0,0	0,0	43,3	0,0	58,0
12	50,4	21,3	0,0	22,4	21,3	0,0	0,0	28,0	0,0	60,9

Per concludere, per l'impianto così dimensionato, la potenza massima calcolata in uscita dall'inverter e dal raddrizzatore risultano rispettivamente pari a 38,9 kW e 9,1 kW.

5.2.2 *Analisi economica*

Si analizzano di seguito i costi della micro rete fino a qui descritta, con uno studio sui flussi di cassa durante la vita utile del progetto.

HOMER Pro classifica le configurazioni simulate in funzione del loro *costo attualizzato netto*, in inglese Net Present Cost (NPC), che rappresenta il valore attualizzato ad oggi di tutti i costi in cui incorre il sistema durante la sua vita utile meno il valore presente di tutte le entrate durante lo stesso periodo di tempo. I costi includono l'investimento iniziale dei componenti, i costi di sostituzione, manutenzione e operazione, i costi del combustibile e, se presenti, i costi legati a penalità sulle emissioni e sull'energia acquistata dalla rete elettrica principale. Le entrate riguardano la vendita dei componenti a fine progetto e i guadagni dovuti all'eventuale immissione in rete dell'energia elettrica prodotta. HOMER calcola il costo attualizzato netto totale del progetto sommando i flussi di cassa scontati per ogni anno di vita del progetto. Per tener in considerazione il valore temporale del denaro, HOMER utilizza un fattore di sconto f_d funzione dell'anno considerato N e del tasso di sconto reale i , dato a sua volta dal tasso di sconto nominale i' e del tasso d'interesse previsto f . In formule:

$$f_d = \frac{1}{(1+i)^N} \quad (5.1)$$

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (5.2)$$

HOMER permette di calcolare un altro valore molto importante per la scelta di una configurazione rispetto ad un'altra: il *costo di produzione costante dell'energia* (Levelized Cost of Energy, LCOE), calcolato sull'intera vita operativa dell'impianto. In questo caso, non essendoci produzione di energia termica, l'LCOE è dato esclusivamente dal rapporto tra costi totali annuali di produzione elettrica e il carico elettrico totale servito. I costi totali annuali sono dati dal prodotto tra costo totale attualizzato netto ($C_{NPC,tot}$), già descritto in precedenza, e un fattore di recupero del capitale $CRF(i, N)$.

In formule:

$$LCOE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{served}} \quad (5.3)$$

$$C_{ann,tot} = CRF(i, N) \cdot C_{NPC,tot} \quad (5.4)$$

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (5.5)$$

Per la simulazione effettuata sono stati usati i parametri economici dello stato in cui è localizzata la micro rete, in questo caso il Niger. Sono stati quindi utilizzati un tasso di sconto nominale e un tasso d'inflazione previsto rispettivamente pari al 4,25% e 2,10 %. Il tasso reale di sconto calcolato è quindi uguale al 2,11%. Questi parametri saranno oggetto di un'analisi di sensitività nel capitolo successivo. L'NPC della micro rete così configurata risulta pari a 744.938 € con un investimento iniziale di 280.969 € e costi operativi uguali a 24.060 €/anno. Per dare un'idea più chiara di come si compongono questi costi, si fa riferimento alle Fig. 5.21 e 5.22. Un fattore fondamentale per il calcolo dei costi totali è la durata di vita del progetto. Da questo dipendono direttamente molte delle voci di costo qui elencate (Tab. 5.10) e quindi la scelta di una configurazione rispetto ad un'altra.

Tabella 5.10. *Costo dei componenti*

Componente	Capitale	Sostituzione	O&M	Diesel	Recupero	Totale
	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]
<i>Generatore</i>	14.000	10.683	41.461	225.081	-610	290.617
<i>PV</i>	141.968	0	13.688	0	0	155.656
<i>Converter</i>	27.000	19.751	8.677	0	-5.345	50.084
<i>Batterie (ESS)</i>	98.000	151.433	0	0	-852	248.581
<i>Sistema</i>	280.968	181.868	63.827	225.081	-6.808	744.938

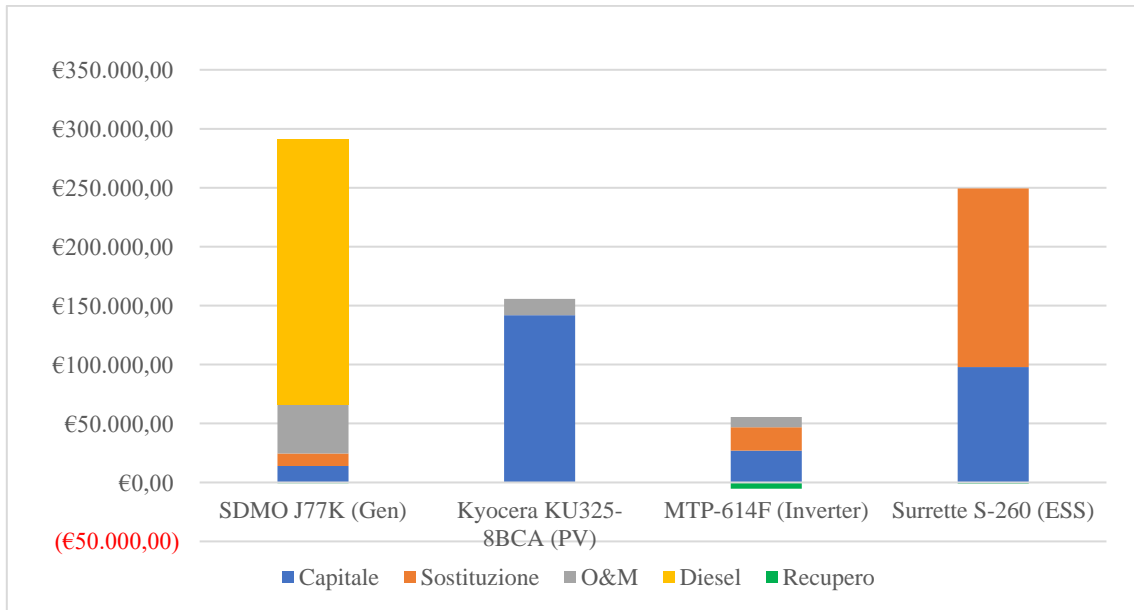


Figura 5.21. *Composizione dei costi attualizzati divisi per componente*

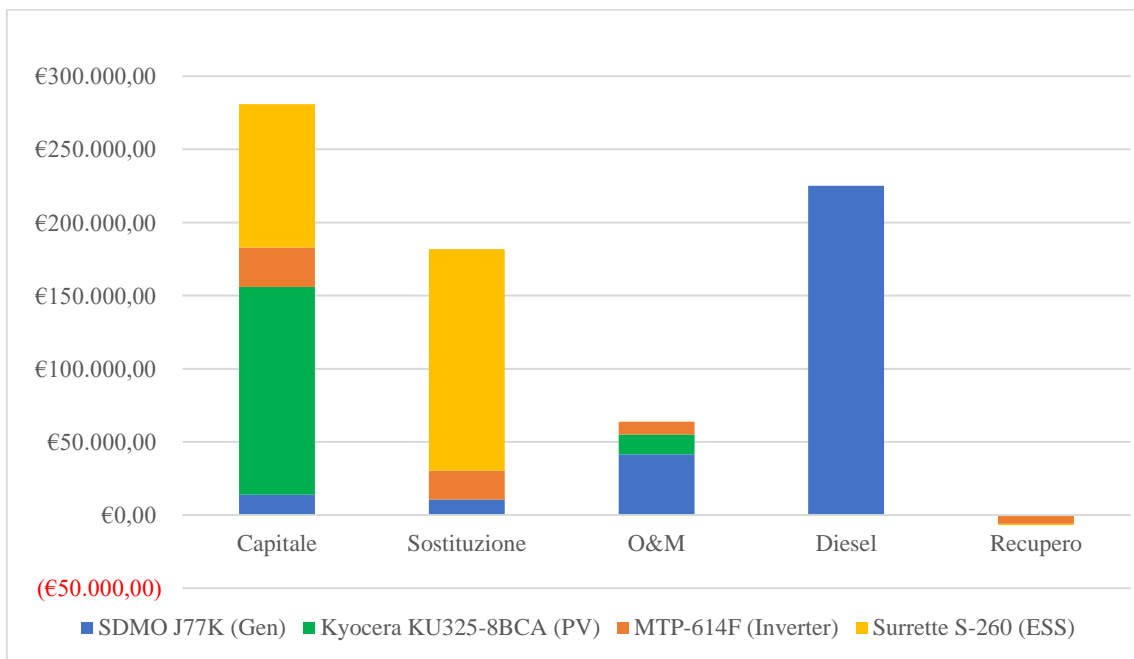


Figura 5.22. *Composizione dei costi attualizzati divisi per tipo*

Infine, il costo di produzione dell'energia è pari a 0,242 €/kWh che risulta in linea ai dati forniti dal 'Nigerian Economic Summit Group [56]', studio condotto per una nazione confinante al Niger.

Per la valutazione del costo dell'energia prodotta dalla micro rete ibrida studiata, si deve tener presente che il Niger è fortemente dipendente dall'importazione di energia elettrica dalla

Nigeria, che copre più del 75% della domanda energetica nazionale. La fornitura di energia è garantita da cinque linee di interconnessione classificate in Tab. 5.11.

Tabella 5.11. *Linee di interconnessione Nigeria-Niger*

Linea elettrica	Tensione [kV]	Capacità [MW]
<i>Birni N’Kebbi-Niamey</i>	132	120
<i>Katsina-Gazaoua</i>	132	60
<i>Damasak-Diffa</i>	33	5
<i>Kamba-Gaya</i>	33	5

L’energia elettrica prodotta nel territorio nazionale è generata da un impianto a carbone, 2x18 MW, di proprietà della SONICHAR (Société Nigérienne du Charbon) situato nella regione a nord del paese e da diversi generatori diesel di taglia compresa tra 50 kVA e 12 MW, di proprietà del NIGELEC (Société Nigérienne d’Electricité), società monopolista nel paese per trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica. La rete è divisa in cinque zone, discretamente interconnesse al loro interno, ma isolate l’una dall’altra, non permettendo perciò il trasporto dell’energia da zone con un surplus di produzione ad altre in deficit. Le cinque zone in cui è diviso il paese sono:

- Zona 1: comprende l’area circostante la capitale del paese e l’energia elettrica è garantita dalla linea Birnin Kebbi (Nigeria) – Niamey (Niger), per il momento limitata ad una capacità di 80 MW;
- Zona 2: denominata NCE (Niger centro-est), include le regioni di Zinder, Maradi, e Tahoua ed è interconnessa attraverso la linea Katsina (Nigeria) – Gazaoua (Niger) con una potenza per ora limitata a 40 MW;
- Zona 3: comprende le aree del nord e quindi le città di Agadez, Tchirozérine, Arlit e le compagnie minerarie;
- Zona 4: comprende le aree orientali nella regione di Diffa e l’energia elettrica viene garantita dalla linea Damasak (Nigeria) – Diffa (Niger);
- Zona 5: include le aree di Gaya e Malanville e viene rifornita dalla linea di trasmissione Kamba (Nigeria) – Gaya (Niger).

Le strutture di generazione risultano vecchie e fatiscenti ma la loro sostituzione non è praticabile a causa della mancanza di fondi, con ovvie ricadute sui costi operativi. Infatti, il costo per il

funzionamento dei generatori diesel risulta relativamente elevato (24 €/kWh) e sebbene i costi di importazione risultino molto bassi (3 \$/kWh), il prezzo per kWh nelle linee a bassa tensione è molto elevato [57] [58]. Il vantaggio che presenta la micro rete qui studiata sta quindi non solo nel fatto di produrre energia elettrica attraverso fonti rinnovabili, ma anche nella minor dipendenza dalle fluttuazioni di prezzo che possono interessare i combustibili fossili come il diesel.

Una volta noti tutti i costi del progetto, è possibile valutare entro che distanze risulti più vantaggioso un ampliamento della rete nazionale rispetto alla configurazione proposta. Per far questo, è necessario calcolare la distanza di break-even D_{grid} che rappresenta la distanza per la quale il costo di ampliamento della rete eguaglia l’NPC della micro rete isolata. Si può calcolare D_{grid} con la seguente equazione:

$$D_{grid} = \frac{c_{NPC,tot} CRF(i,N) - c_{power} E_{demand}}{c_{cap} CRF(i,N) + c_{om}} \quad (5.6)$$

dove:

E_{demand} : domanda elettrica annuale totale [kWh/anno]

c_{power} : costo dell’energia della rete nazionale [€/kWh]

c_{cap} : costo estensione della rete [€/km]

c_{om} : costi di O&M per estensione della rete [€/anno/km].

Per c_{cap} si è fatto riferimento al costo di ampliamento della rete nazionale in Senegal, pari a 15.960 €/km, i costi di O&M sono stati assunti pari al 3% dell’investimento, mentre per il costo dell’energia dalla rete nazionale, vista la mancanza di dati diretti, si è effettuata un’analisi di sensitività considerando 3, 10, 20 €/kWh. I risultati che si ricavano sono rispettivamente 25,8, 17,3 e 5,1 km. Al di sopra di queste distanze, l’ampliamento della rete elettrica nazionale risulta economicamente meno vantaggioso rispetto all’installazione di una micro rete isolata di questo tipo. Per comprendere meglio questi dati si analizza la Fig. 5.23. Come si può notare, la rete elettrica nazionale attraversa i territori più densamente popolati del paese, ma non risulta abbastanza capillare ed estesa per raggiungere tutti i villaggi presenti anche nelle zone più popolate.

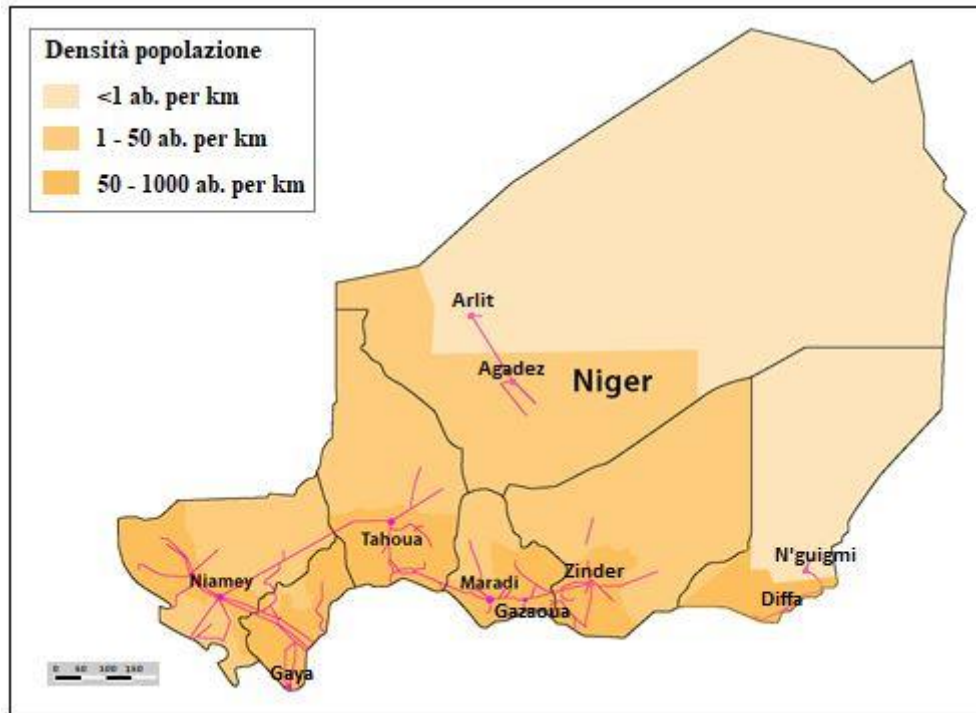


Figura 5.23. *Densità demografica e rete di trasmissione e distribuzione elettrica del Niger*

5.3 Collettori solari

Per soddisfare il fabbisogno di ACS dell'ospedale e della popolazione presente nel villaggio, si è optato per una generazione distribuita di calore attraverso l'utilizzo di collettori solari, nello specifico del modello BAXI STS-150 2.0 SL le cui caratteristiche tecniche sono elencate in Tab. 5.12. In questo modello di collettore solare, il volume d'accumulo risulta integrato e non si prevede l'installazione di una caldaia supplementare. Per le abitazioni si è deciso di dimensionare l'impianto per la stessa portata pro capite prodotta dall'impianto di potabilizzazione e cioè 30 l/persona, che per un nucleo familiare da 5 persone corrisponde a 150 l/giorno.

5.3.1 *Analisi tecnica*

L'impianto è stato dimensionato secondo il metodo B definito nella UNI EN 15316-4-3 già descritto nel capitolo 3.2.4. I valori dei livelli di radiazione solare sono stati ricavati dalle misurazioni effettuate da M. Dankassoua et al. [59] effettuati nella città di Niamey, su una superficie con inclinazione pari a 15°. Si riportano quindi in Tab. A.5 i risultati dei calcoli effettuati per il dimensionamento dell'impianto, supponendo l'installazione di un singolo

pannello solare. Come riportato, l'impianto così definito è in grado di coprire circa l'81% del fabbisogno annuale di calore di un'abitazione, presentando il valore minimo del 69% nel mese di dicembre.

La stessa metodologia è stata applicata al dimensionamento dell'impianto solare della struttura ospedaliera. In questo caso, il fabbisogno di ACS risulta pari a 5600 l/giorno supponendo un consumo pari a 50 l/letto per 40 posti letto. L'impianto, supposta l'installazione di 8 moduli, è in grado di fornire un fattore di copertura pari al 98,5% su media annuale (risultati elencati in Tab. A.6), ma in alcuni mesi in cui questo valore eccede il 100%. Nei mesi in cui non viene fornita una copertura totale, non si optato per nessun dispositivo a supporto dei collettori solari in quanto:

- L'installazione di boiler elettrici rappresenterebbe un carico elettrico aggiuntivo per l'impianto di generazione;
- L'utilizzo di generatori termici operanti per mezzo di combustibili fossili (gas naturale, gasolio) renderebbe l'impianto ancor più dipendente dall'importazione e dalle fluttuazioni di prezzo di questi;
- Non è possibile sovradimensionare ulteriormente l'impianto solare termico perché già con questa configurazione si hanno, nei mesi più caldi, fattori di copertura che eccedono il 100%.

Tabella 2.12. Specifiche del collettore solare BAXI STS-150 2.0 SL [60]

Specifiche	
<i>Modello</i>	BAXI STS-150 2.0 SL
<i>Tipo</i>	Collettore piano vetrato a circolazione naturale
<i>Superficie di apertura (A_{ap})</i>	1,92 m ²
<i>Efficienza a carico zero (η_0)</i>	72,4 %
<i>Coef. del primo ordine (a_1)</i>	3,86 W/m ² K
<i>Coef. del secondo ordine (a_2)</i>	0,017 W/m ² K
<i>Modificatore dell'angolo di incidenza (IAM)</i>	0,95
<i>Volume di accumulo</i>	150 l
<i>Costo [61]</i>	1000 €
<i>Costo O&M</i>	10 €/anno

5.3.2 Analisi economica

Supponendo un costo di 1000 € ad unità e un costo O&M di 10 €/anno si sono calcolati i flussi di cassa nominali e scontati del progetto, al fine di soddisfare il fabbisogno di ACS per abitazioni e ospedale, per un totale di 208 collettori solari installati. In Tab. 5.13 viene presentato quanto appena esposto.

Tabella 5.13. *Flussi di cassa per l'installazione dei collettori solari*

Anno	Fattore di Sconto	Capitale	Sostituzione	O&M	Recupero	Totale	Totale scontato
	[%]	[€]	[€]	[€/anno]	[€]	[€]	[€]
0	1,000	-208.000				-208.000	-208.000
1	0,979			-2.080		-2.080	-2.037
2	0,959			-2.080		-2.080	-1.995
3	0,939			-2.080		-2.080	-1.954
4	0,920			-2.080		-2.080	-1.913
5	0,901			-2.080		-2.080	-1.874
6	0,882			-2.080		-2.080	-1.835
7	0,864			-2.080		-2.080	-1.797
8	0,846			-2.080		-2.080	-1.760
9	0,829			-2.080		-2.080	-1.724
10	0,812			-2.080		-2.080	-1.688
11	0,795			-2.080		-2.080	-1.653
12	0,778			-2.080		-2.080	-1.619
13	0,762			-2.080		-2.080	-1.586
14	0,747			-2.080		-2.080	-1.553
15	0,731		-208.000	-2.080		-210.080	-153.589
16	0,716			-2.080		-2.080	-1.489
17	0,701			-2.080		-2.080	-1.458
18	0,687			-2.080		-2.080	-1.428
19	0,673			-2.080		-2.080	-1.399
20	0,659			-2.080		-2.080	-1.370
21	0,645			-2.080		-2.080	-1.342
22	0,632			-2.080		-2.080	-1.314
23	0,619			-2.080		-2.080	-1.287
24	0,606			-2.080		-2.080	-1.260
25	0,593			-2.080	+69.333	+67.253	+39.903
Totale						-398.666	-359.020

I costi nominali totali sono di 467.667 € mentre quelli attualizzati sono pari a 359.020 €. Per il calcolo dei fattori di sconto è stato utilizzato lo stesso tasso d'interesse reale usato in precedenza e cioè pari al 2,11%. La vita utile del singolo componente è stata supposta pari a 15 anni, tempo suggerito in caso di una scarsa manutenzione. Infine, analizzando la distribuzione dei costi, si può notare come l'investimento iniziale e la sostituzione dei collettori rappresentino la principale fonte di costo.

Capitolo 6

Analisi di sensitività e confronto tra differenti configurazioni di micro rete isolata

In questo capitolo, si eseguirà un'analisi di sensitività della configurazione proposta nel capitolo precedente al variare diversi parametri, tecnici ed economici. Si studieranno gli effetti sul costo totale del progetto e su altri parametri fondamentali per la scelta della configurazione ottimale.

Nella seconda parte del capitolo si analizzeranno diverse configurazioni di micro rete possibili, studiando la combinazione dei differenti componenti di cui è composta la micro rete proposta nel capitolo precedente. Sarà quindi effettuato un confronto sulla base di parametri tecnici ed economici.

6.1 Analisi di sensitività

In questo paragrafo, sono stati analizzati diversi scenari. La configurazione base è quella di una micro rete ibrida composta da impianto fotovoltaico, generatore diesel e sistema di accumulo. I vincoli costruttivi sono gli stessi della configurazione base proposta: autonomia del sistema di accumulo minima pari a 24 ore, massimizzazione della penetrazione di energie rinnovabili (taglia converter pari a 45 kW). I parametri oggetto di analisi di sensitività in questo studio sono:

- Prezzo del diesel;
- Radiazione solare globale;
- Tasso d'interesse reale;
- Carico elettrico annuale non servito;
- Aumento della domanda elettrica.

6.1.1 Prezzo del diesel

Le variazioni scelte per il prezzo del diesel sono comprese tra 0,60 e 1 €/litro. Il prezzo del combustibile ha conseguenza dirette sull’NPC, sul COE e sull’utilizzo di fonti rinnovabili nel sistema. Dalla Tab. 6.1 si può osservare come il costo attuale netto del progetto aumenti da 664.409 € a 777.133 € mentre il costo di generazione da 0,229 a 0,268 €/kWh e la penetrazione di energie rinnovabili nel sistema salga dal 54 al 75,7%. Infine, si è studiato per quale prezzo del combustibile una micro rete basata esclusivamente sull’uso di generatori diesel sia più conveniente di quella ibrida (PV, generatore diesel, ESS). Si è osservato che il punto di break-even, che porta al pareggio dell’NPC tra i due sistemi, si è riscontrato per un prezzo al litro pari a circa 0,18 €. Questo prezzo è molto basso e nel continente africano si può trovare solo in stati come Algeria ed Egitto quali paesi produttori ed esportatori di petrolio e con un tasso di elettrificazione prossimo al 100%.

Tabella 6.1. *Analisi di sensitività: prezzo del diesel*

Diesel	PV	Gen	ESS	Conv.	NPC	COE	Capitale iniziale	P.R.*
[€/litro]	[kW]	[kW]		[kW]	[k€]	[€/kWh]	[k€]	[%]
0,6	54,9	62	260	45	664,4	0,229	241,8	54,0
0,7	69,9	62	280	45	707,4	0,230	278,8	67,4
0,8	71,0	62	280	45	734,2	0,238	280,9	67,6
0,9	77,4	62	360	45	758,2	0,261	321,8	75,3
1,0	79,4	62	360	45	777,1	0,268	325,8	75,7

*: Penetrazione di rinnovabili

6.1.2 Radiazione solare globale

Il livello di radiazione solare globale influenza direttamente il tasso di penetrazione di energie rinnovabili nel sistema, gli investimenti iniziali e quindi l’NPC e il COE. HOMER permette di variare il valore medio annuale del GHI. Questo ha effetti sul valore assoluto di ognuno degli 8760 dati orari di radiazione solare usati per la simulazione, senza però variarne la distribuzione giornaliera. Per questa analisi di sensitività si sono scelti valori di radiazione globale compresi tra 4,99 e 6,18 kWh/m²giorno che corrispondono ai livelli medi annuali presenti in paesi come Ghana e Mali. Come ci si poteva aspettare, all’aumentare della radiazione solare media si ha una diminuzione della potenza installata dell’impianto fotovoltaico seguita da una corrispondente diminuzione del capitale iniziale investito, del COE e dell’NPC. In particolare, dalla Tab. 6.2 si può osservare come il COE diminuisca da

0,256 a 0,244 €/kWh mentre l’NPC passi da 788.708 a 751.362 €. Infine, la penetrazione di rinnovabili nel sistema rimane circa costante.

Tabella 6.2. *Analisi di sensitività: livello di radiazione solare globale*

GHI	PV	Gen	ESS	Conv.	NPC	COE	Capitale iniziale	P.R.
$\left[\frac{kWh}{m^2 day} \right]$	[kW]	[kW]		[kW]	[k€]	[€/kWh]	[k€]	[%]
4,99 ¹	88,5	62	280	45	788,7	0,256	315,9	67,2
5,48 ²	79,6	62	280	45	771,2	0,250	298,2	67,0
5,76 ³	77,4	62	280	45	762,7	0,248	293,8	67,3
5,95 ⁴	75,3	62	280	45	757,3	0,246	289,5	67,4
6,18 ⁵	73,1	62	280	45	751,3	0,244	285,2	67,5

¹: Ghana; ²: Eritrea; ³: Burkina Faso; ⁴: Sudan; ⁵: Mali

6.1.3 Tasso d’interesse reale

In questo paragrafo si studiano gli effetti delle variazioni dei parametri economici sulla configurazione base, presentata nel capitolo precedente. In particolare, si prenderanno in considerazione i valori di tasso di sconto e tasso d’inflazione di Stati Uniti, Cina, India ed Eurozona, presentati in Tab. 6.3. Questi rappresentano rispettivamente il costo teorico per chi prende a prestito del denaro e la variazione del potere d’acquisto della moneta.

Il tasso d’interesse reale (*i*), funzione dei due parametri appena descritti, è uno dei fattori da cui dipende l’attualizzazione dei costi del progetto e quindi NPC e COE, secondo i quali si valuta la bontà del progetto in questa tesi.

Tabella 6.3. *Tasso di sconto e tasso d’inflazione considerati*

Paese	Tasso di sconto	Tasso d’inflazione	Tasso d’interesse reale
	[%]	[%]	[%]
<i>Eurozona</i>	0,25	1,3	-1,04
<i>U.S.</i>	2,00	2,1	-0,10
<i>India</i>	6,00	5,2	0,76
<i>Cina</i>	2,90	1,7	1,18

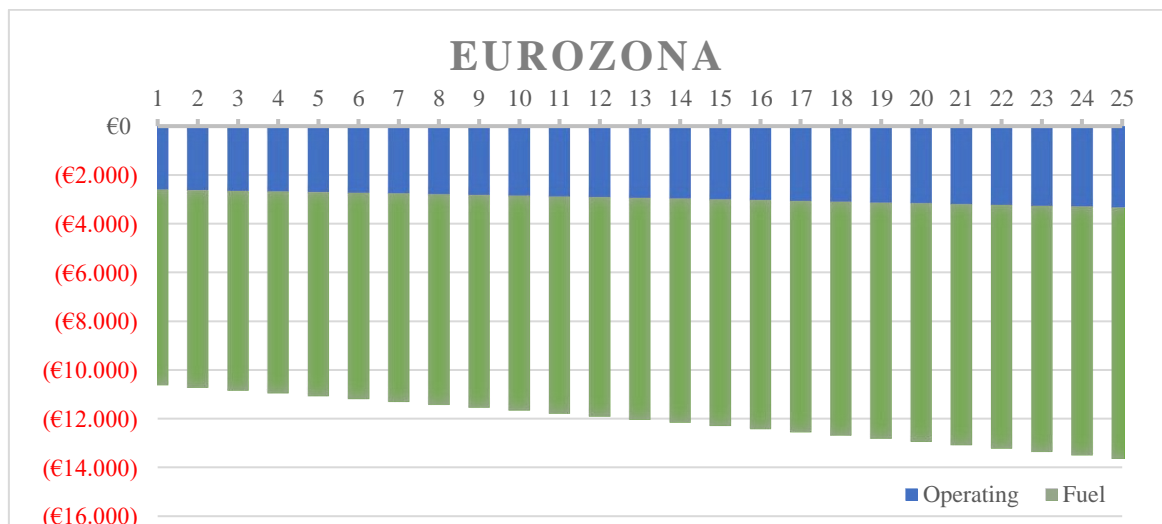
Analizzando i risultati delle simulazioni presentati in Tab. 6.4, si nota come ad un aumento del tasso d’interesse corrisponda una diminuzione del costo totale attualizzato del progetto. Questo risulta chiaro se si analizzano i due casi limite presentati. Nel caso dell’eurozona, per tassi d’inflazione maggiori del tasso di sconto si ha un tasso d’interesse reale negativo. Questo porta al fatto che i costi nominali, ad esempio quelli operativi o del combustibile dell’*n*-esimo anno, risultino costanti ma il loro valore attualizzato aumenti rispetto all’anno

zero (Fig. 6.1a). L'esatto contrario accade per la Cina, dove il tasso d'interesse reale risulta positivo e il valore attualizzato dei costi futuri diminuisce (Fig. 6.1b). Dall'analisi emerge un altro atteggiamento e cioè quello di aumentare gli investimenti all'anno zero nel caso di tassi d'interesse negativi. In Tab. 6.5 possiamo vedere come il capitale iniziale investito sia massimo per l'eurozona (377.030 €), il che porta ad una maggior capacità dell'impianto fotovoltaico ed un maggior numero di batterie installate il cui effetto positivo è quello di incrementare la penetrazione di energie rinnovabili del sistema (76,5%).

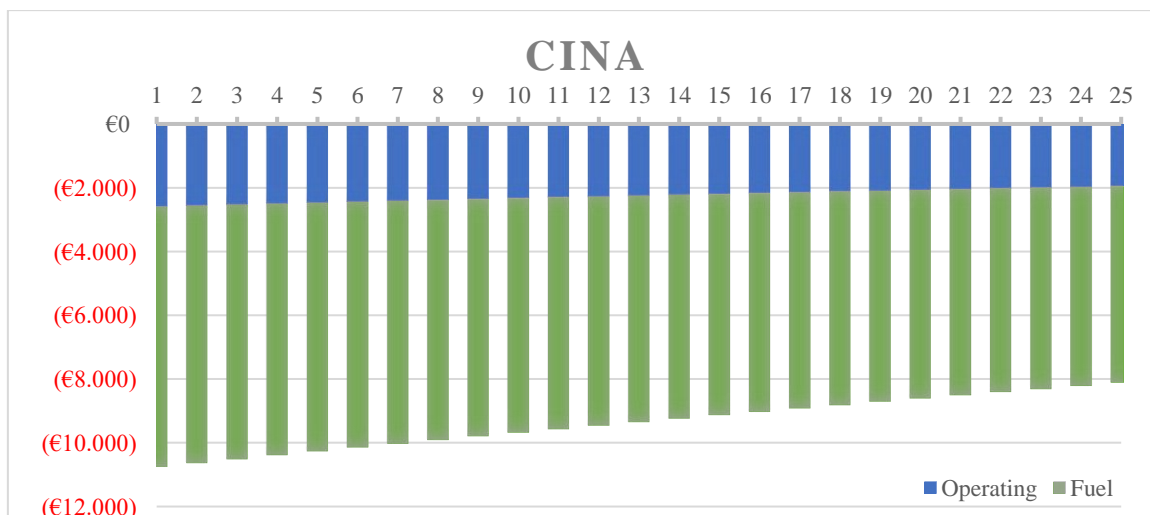
Tabella 6.4. *Analisi di sensitività: tasso di interesse reale*

<i>i</i>	PV	Gen	ESS	Conv.	NPC	COE	Capitale iniziale	P.R.
[%]	[kW]	[kW]		[kW]	[k€]	[€/kWh]	[k€]	[%]
-1,04	77,0	62	520	45	928,6	0,215	377,0	76,5
-0,10	77,4	62	520	45	867,6	0,228	377,8	76,5
0,76	75,1	62	420	45	818,8	0,240	338,1	75,7
1,18	75,5	62	400	45	795,4	0,245	331,9	75,5

Va sottolineato infine che, sempre con riferimento ai due casi limite, il COE passi da 0,215 a 0,245 €/kWh. Questo aumento è funzione del fattore di recupero del capitale CRF che dipende appunto dal tasso d'interesse reale.



a)



b)

Figura 6.1. Flusso di cassa attualizzato per costi operativi e costi di combustibile: a) Eurozona: -1,04%; b) Cina: 1,18%

6.1.4 Carico annuale non servito

Nel capitolo precedente si è presentata una proposta di micro rete in grado di soddisfare completamente il fabbisogno elettrico delle utenze in ogni istante temporale, più la totale riserva operativa richiesta. La riserva operativa rappresenta un surplus di capacità operativa che può rispondere istantaneamente ad un improvviso aumento del carico elettrico o ad una diminuzione repentina della potenza prodotta da rinnovabili. Questa riserva assicura un margine di sicurezza che assicura affidabilità alla rete ed è stato fissato pari al 10% del carico del time step corrente per la linea a corrente alternata e pari all'80% della potenza solare prodotta dall'impianto fotovoltaico per la linea a corrente continua. Se si è disposti ad accettare delle interruzioni del servizio ed una mancata copertura del carico elettrico, questo può portare ad una diversa configurazione dell'impianto, ed un costo totale attualizzato del progetto sicuramente inferiore, considerata la minor generazione di energia elettrica. Nell'analisi che segue si è deciso di simulare due scenari, prevedendo un carico elettrico non servito pari rispettivamente al 5 e al 10% del totale, che indica una mancata fornitura del servizio per un totale di 18,3 e 36,5 giorni/anno. I risultati di queste simulazioni sono mostrati in Tab. 6.5. Come emerge dai dati sopra esposti, con questi valori di carico, è sufficiente un aumento rispettivamente di 24,4 e 17,7 kW della potenza fotovoltaica installata rispetto al caso base presentato nel capitolo precedente per rendere superfluo l'impiego del generatore diesel, seguito da una riduzione dei costi operativi dell'impianto ed una indipendenza dall'uso di combustibili fossili. A causa della maggior capacità fotovoltaica installata,

l'investimento iniziale risulta più elevato rispetto al caso base ma, come già era stato supposto in precedenza, l'NPC risulta inferiore rispettivamente del 5,7 e 14,4 %.

Tabella 6.5. *Analisi di sensitività: interruzione del servizio*

Capacity Shortage	PV	Gen	ESS	Conv.	NPC	COE	Capitale iniziale	P.R.
[%]	[kW]	[kW]		[kW]	[k€]	[€/kWh]	[k€]	[%]
5	95,4	-	340	45	705,1	0,267	336,8	100
10	88,7	-	260	45	650,9	0,279	295,4	100

Analizzando dal punto di vista tecnico le due configurazioni, la distribuzione delle interruzioni del servizio può essere ricavata dal comportamento dell'inverter. In Fig. 6.2a è presentata la potenza in uscita dall'inverter nel primo caso studiato. Come si può vedere, le interruzioni del servizio si verificano principalmente nelle ore notturne della giornata e più raramente nel periodo di punta serale, tra le 18.00 e le 22.00. In Fig. 6.2b viene presentato invece il secondo caso, nel quale il carico elettrico totale non servito risulta doppio rispetto al caso precedente. In questo scenario, la distribuzione delle interruzioni risulta molto simile a quella descritta in precedenza ma si rileva un accentuarsi del fenomeno nel periodo di punta. Infine, in entrambe le configurazioni, il sistema di accumulo risulta più sollecitato rispetto al caso base, presentando uno stato di carica media inferiore, il che ha conseguenze negative sulla vita utile delle batterie (Tab. 6.6).

Tabella 6.6. *Stato di carica medio mensile del sistema di accumulo per mancata fornitura energetica dello 0%, 5%, 10% su base annua*

Mese	SOC		
	0%	5%	10%
<i>Gennaio</i>	69,4	61,7	55,8
<i>Febbraio</i>	77,3	64,3	56,7
<i>Marzo</i>	80,3	68,1	57,2
<i>Aprile</i>	80,8	68,6	57,5
<i>Maggio</i>	77,5	64,1	55,6
<i>Giugno</i>	72,5	62,6	54,1
<i>Luglio</i>	73,2	62,0	54,7
<i>Agosto</i>	72,1	61,4	54,1
<i>Settembre</i>	71,8	62,3	54,6
<i>Ottobre</i>	78,5	65,8	55,9
<i>Novembre</i>	72,0	61,0	54,6
<i>Dicembre</i>	66,6	58,5	51,9
<i>MEDIA</i>	74,3	63,4	55,2

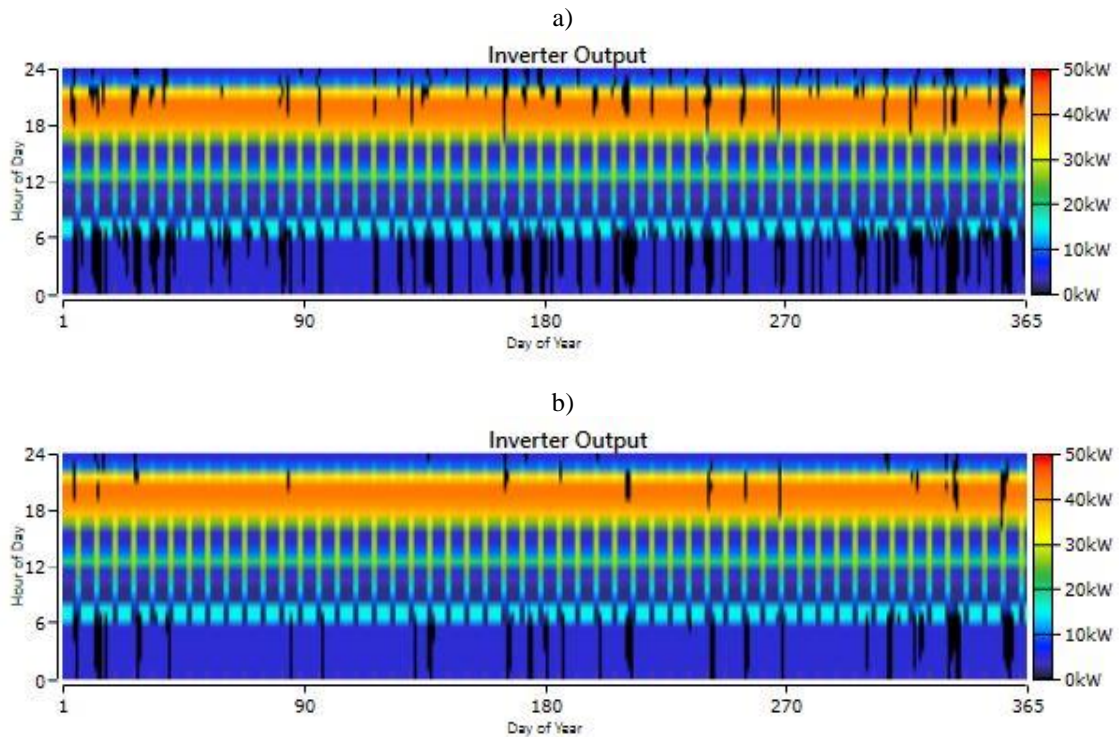


Figura 6.2. Potenza in uscita dall'inverter durante l'anno.: a) Capacity Shortage=5%; b) Capacity Shortage=10%

6.1.5 Aumento della domanda elettrica

Si suppone di aumentare la domanda elettrica introducendo un ulteriore carico che potrebbe essere presentato da un'attività manifatturiera di piccole dimensioni. Da un'analisi effettuata dall'agenzia ENEA sui consumi elettrici delle piccole e medie imprese [62], si è calcolato come il consumo elettrico annuale di una micro impresa sia di circa 70.000 kWh/anno. Utilizzando questo dato come riferimento, si è costruita la curva di domanda giornaliera di un'impresa i cui consumi siano di 223,8 kWh/giorno, rappresentata in Fig. 6.3. L'orario di lavoro supposto va dalle 8.00 alle 18.00, con una pausa pranzo dalle 12.00 alle 14.00. Durante le ore notturne rimangono operativi alcuni dispositivi come le luci di sicurezza. Il profilo di carico dell'intero villaggio e servito dalla rete, tenendo conto anche dei carichi programmati, ora assume la forma raffigurata in Fig. 6.4.

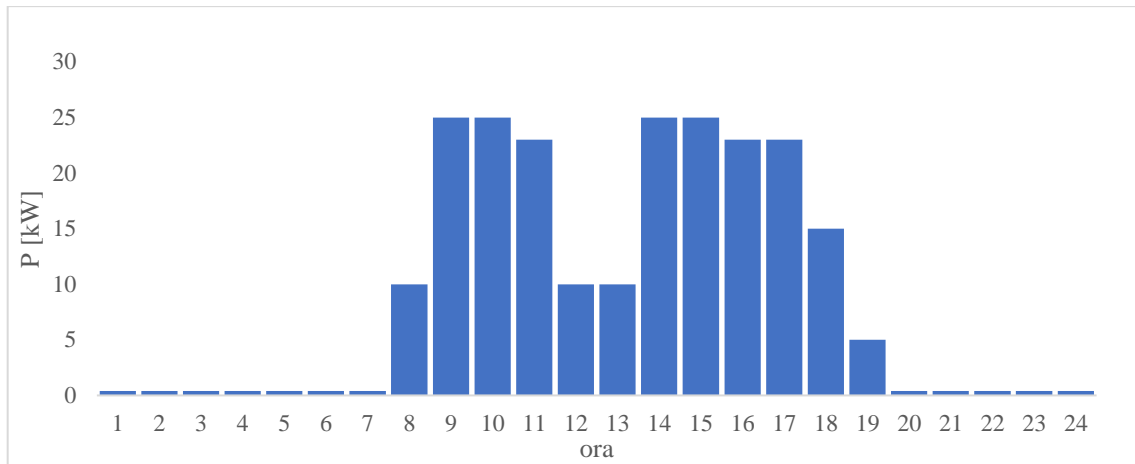


Figura 6.3. Profilo elettrico impresa

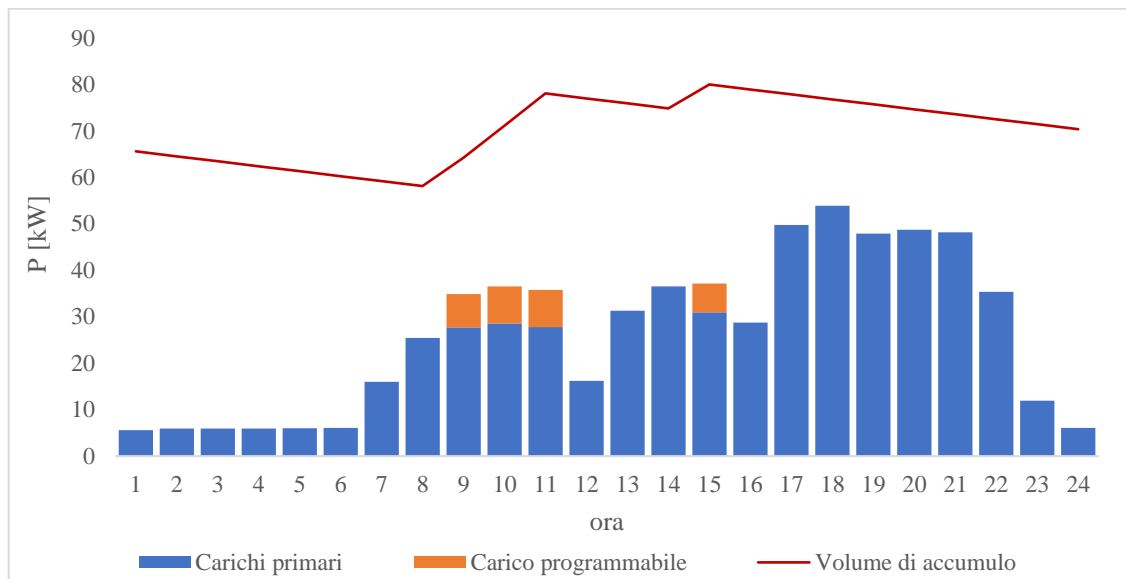


Figura 6.4. Profilo elettrico intero villaggio di un giorno lavorativo

- Configurazione 1 con carico industriale

Volendo mantenere inalterata la configurazione proposta nel capitolo precedente, si nota un aumento dei costi operativi dovuto principalmente al maggior numero di ore operative del generatore diesel che viene utilizzato anche per coprire la richiesta energetica nelle prime ore della mattinata. In questo caso, la strategia di dispacciamento denominata ‘Cycle Charging’ presenta i costi minori, ma anche una minor penetrazione di rinnovabili nel sistema rispetto alla strategia ‘Load Following’ (Tab. 6.7). Per questa ragione si analizza più in dettaglio questa seconda configurazione.

Tabella 6.7. Costi e caratteristiche della micro rete con carico industriale

PV	Gen	ESS	Conv.	NPC	COE	Capitale iniziale	P.R.	Dispatch
[kW]	[kW]		[kW]	[k€]	[€/kWh]	[k€]	[%]	
71	62	280	45	990,3	0,235	281,0	49,4	CC
71	62	280	45	992,1	0,236	281,0	55,7	LF

Come già accennato in precedenza, a causa dell'aumento della domanda elettrica, si verifica un marcato aumento delle ore di funzionamento del generatore diesel che passano da 1156 a 3173 ore/anno e porta a dover sostituire il componente addirittura 5 volte durante la vita utile del progetto (25 anni). Il periodo di funzionamento del generatore è rappresentato in Fig. 6.5 e mostra come il generatore diesel sia fondamentale per soddisfare il carico elettrico durante la mattinata. Per questo motivo il numero di accensioni annuali è aumentato da 386 a 873 accensioni/anno.

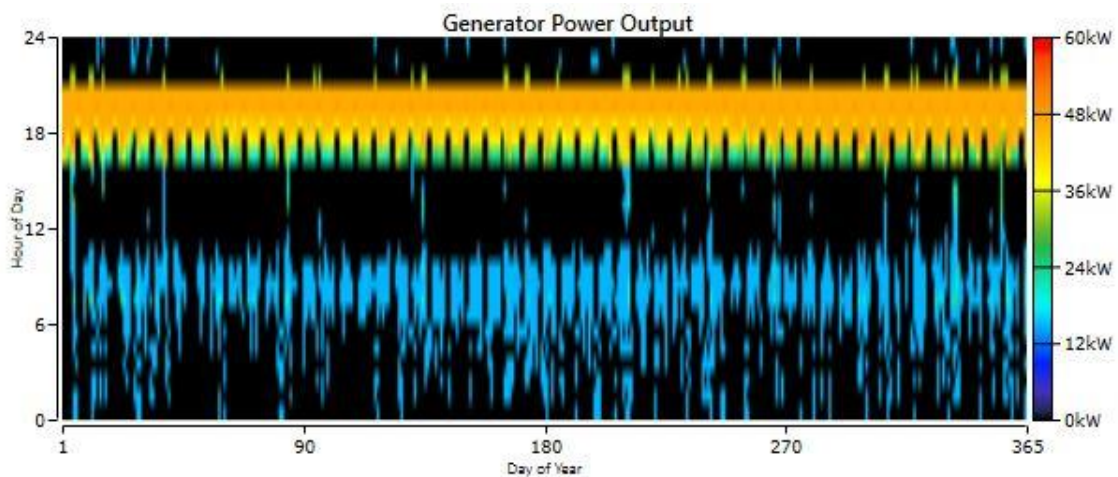


Figura 6.5. Periodo di funzionamento del generatore diesel con carico industriale, configurazione 1

In questo caso il sistema di accumulo garantisce al sistema un'autonomia di 21,1 ore ma presenta uno stato di carica medio pari al 47,56%, nettamente inferiore al caso precedente, come presentato in Fig. 6.6 e 6.7.

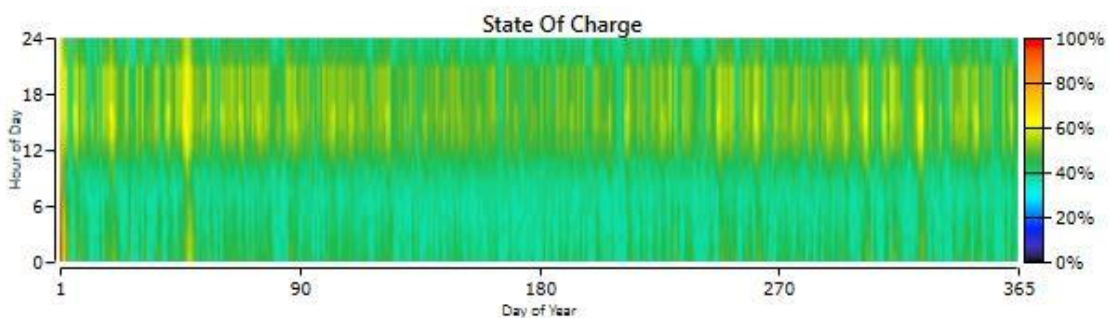


Figura 6.6. Stato di carica del sistema di accumulo in funzione di giorno e ora

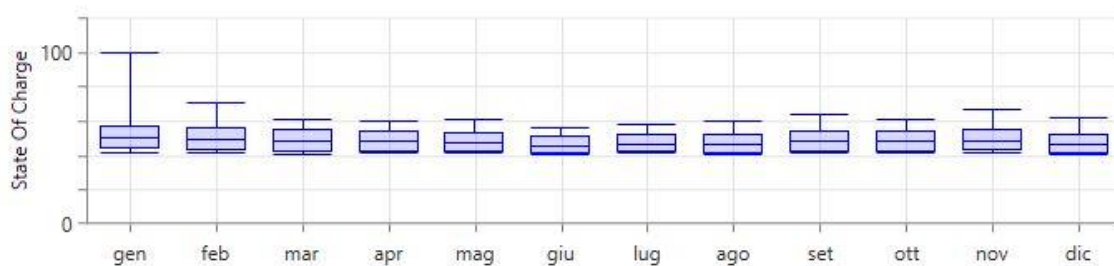


Figura 6.7. Stato di carico medio mensile del sistema di accumulo

- Configurazione 2 con carico industriale

In questa seconda configurazione si utilizza il software di ottimizzazione di HOMER Pro per dimensionare adeguatamente l’impianto fotovoltaico e il sistema di accumulo, al fine di garantire un’autonomia superiore alle 24 ore ed una penetrazione di rinnovabili circa uguale a quella proposta nel caso base. Operando in questo modo si propone il seguente sistema:

PV	Gen	ESS	Conv.	NPC	COE	Capitale iniziale	P.R.	Dispatch
[kW]	[kW]		[kW]	[k€]	[€/kWh]	[k€]	[%]	
89,5	62	320	45	875,9	0,208	332,1	67,6	LF

Come si può notare, si ha un aumento della potenza fotovoltaica installata che passa da 71 a 89,5 kW, e del numero di accumulatori installati, aumento di 40 unità. Questo ha conseguenze dirette sull’investimento iniziale che subisce una maggiorazione del 18,2%. Se si confronta infine il costo totale attualizzato del progetto si nota come, rispetto alla configurazione precedente, si verifichi una diminuzione del 13,2% dovuta soprattutto al minor utilizzo del generatore diesel (1719 ore/anno). Il periodo di funzionamento rappresentato in Fig. 6.8 è infatti simile a quello del caso base proposto. Infine, il sistema di accumulo garantisce un’autonomia di 24,1 ore e presenta uno stato di carica medio del 73,9%.

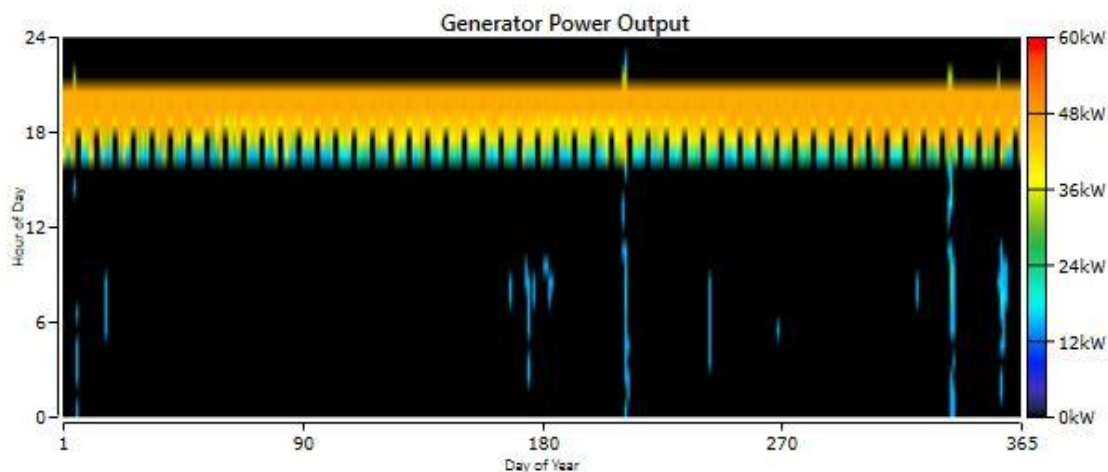


Figura 6.1. *Periodo di funzionamento del generatore con carico industriale, configurazione 2*

6.2 Confronto tra diverse configurazioni di micro rete

Diverse sono le possibili configurazioni che possono garantire la fornitura elettrica al villaggio ipotizzato in questo caso studio. Di seguito vengono studiate tre tipologie di micro rete. La prima costituita da un impianto fotovoltaico accoppiato ad un sistema di accumulo (ESS), la seconda composta da un impianto fotovoltaico associato a due generatori diesel ed infine un terzo basato completamente su combustibili fossili (tre generatori diesel in parallelo). Le configurazioni proposte saranno confrontate sulla base di parametri tecnici (taglia nominale dei componenti installati), parametri economici (NPC, COE, investimento iniziale) e parametri ambientali (emissioni inquinanti).

6.2.1 Configurazione 1: PV + ESS

Dato l'elevato livello di radiazione solare presente nel paese, è possibile rendere la rete completamente indipendente dallo sfruttamento di combustibili fossili, accoppiando alla generazione elettrica attraverso la tecnologia fotovoltaica, un sistema di accumulo basato su batterie al piombo-acido. La configurazione scelta per questo impianto consiste in un campo fotovoltaico con potenza di picco pari a 112 kW (345 moduli) e un sistema di accumulo composto di 520 unità. I componenti implementati in questa configurazione sono gli stessi utilizzati per la simulazione del caso base, e cioè moduli Kyocera KU325-8BCA e batterie al piombo-acido Surrette S-260 12V. Non essendoci un componente di generazione nella linea a corrente alternata, il converter svolge solo la funzione di inverter, ovvero di

trasformazione della corrente da diretta ad alternata. La taglia dell'inverter è stata aumentata a 60 kW data la maggior potenza a disposizione dell'impianto fotovoltaico. In questa configurazione, oltre ad un eccesso nella produzione di energia elettrica pari a quasi 33 MWh/anno si hanno delle piccole interruzioni nella fornitura del servizio, calcolate con una mancata energia elettrica fornita pari a 144 kWh/anno. Se si vanno ad analizzare questi dati, si nota che neppure la continuità della fornitura energetica alla struttura ospedaliera è garantita, con le interruzioni del servizio che si concentrano nel mese di dicembre. Un fattore positivo di questa configurazione è dato dall'autonomia del sistema in mancanza di radiazione solare, che, dato l'elevato numero di batterie di accumulo, è di 53,4 ore, quasi il doppio di quella garantita dalla configurazione base del sistema. A causa dell'alto numero di moduli e unità di accumulo utilizzato, l'investimento iniziale risulta il più elevato tra le configurazioni proposte con i suoi 441.708 € che costituiscono più del 50% del costo totale del progetto. NPC e COE risultano superiori al caso base rispettivamente del 20,2% (895.164 €) e 27,7% (0,309 €/kWh) anche se il costo operativo dell'impianto è il più basso tra le configurazioni proposte (23.516 €).

6.2.2 Configurazione 2: PV + Generatori Diesel

In questa seconda simulazione si è optato per una micro rete ibrida, con la combinazione di moduli fotovoltaici e generatori diesel evitando così i costi derivanti dall'acquisto del sistema di accumulo. Utilizzando il software di ottimizzazione di HOMER Pro, per l'impianto fotovoltaico si è scelta una taglia di 62,4 kW, due generatori diesel di potenza nominale pari a 62 kW e 30 kW ed un converter con potenza nominale pari a 30 kW. Dai risultati ottenuti dalla simulazione, si comprendono i limiti di questa configurazione. L'impianto fotovoltaico risulta sovradimensionato con un eccesso di energia prodotta superiore al 33% della totale generata. Questo perché il picco di generazione e domanda non coincidono, e mancando un sistema di accumulo, gran parte dell'energia prodotta durante le ore centrali della giornata viene dissipata. I due generatori svolgono operazioni differenti. Il primo, con taglia inferiore (30 kW), soddisfa la domanda energetica principalmente nelle ore notturne e può intervenire in supporto all'impianto fotovoltaico. Il secondo con taglia nominale pari a 62 kW entra in funzione nelle ore serali e soddisfa le punte di domanda energetica. La penetrazione di energia rinnovabile nel sistema è del 23,5%. A causa di questo fattore, relativamente elevato, e dall'assenza di un sistema di accumulo, HOMER avvisa di una possibile instabilità del sistema.

Dal punto di vista economico, il capitale iniziale risulta relativamente basso (163.760 €) ma NPC e COE sono superiori ai casi precedenti, del 42,3% (1,06 MLN€) e del 41,3% (0,342 €/kWh) rispetto al caso base. Questo è dovuto al fatto che questa configurazione è basata principalmente sull'utilizzo di combustibili fossili, che come già affermato, fanno lievitare il costo operativo (46.219 €/anno).

6.2.3 Configurazione 3: Generatori Diesel

Si ipotizza una micro rete basata esclusivamente sull'utilizzo di un generatore diesel (62 kW). In questo caso si ha una riduzione importante dei costi d'investimento iniziali che ammontano al solo costo del generatore. Risulta però chiaro che in questa configurazione non è possibile garantire un funzionamento ininterrotto del componente a causa di periodi di fermo dovuti principalmente a manutenzione e a possibili guasti. Inoltre, la vita utile del generatore è stata fissata a 15.000 ore, e questo presuppone una sostituzione dello stesso abbastanza frequente (ogni 2 anni circa). Si è quindi optato per l'installazione di 3 generatori diesel di taglia pari a 30 kW in grado di soddisfare la domanda energetica dell'intero villaggio, garantendo la continuità del servizio. Sia l'NPC che il costo della generazione di energia per questo tipo d'impianto risultano superiori a quelli del caso base, rispettivamente del 65,11% (1,23 MLN€) e 64,4% (0,398 €/kWh). Il consumo di combustibile di questo tipo d'impianto è del 311% superiore rispetto al caso base e questo espone l'intero sistema a tre problemi:

- Un maggior livello di emissioni inquinanti, in contrasto con gli obiettivi dichiarati di lotta al riscaldamento globale;
- Una maggiore dipendenza dall'approvvigionamento di combustibili fossili;
- Una maggiore esposizione per i costi totali dell'impianto alle fluttuazioni del prezzo del diesel.

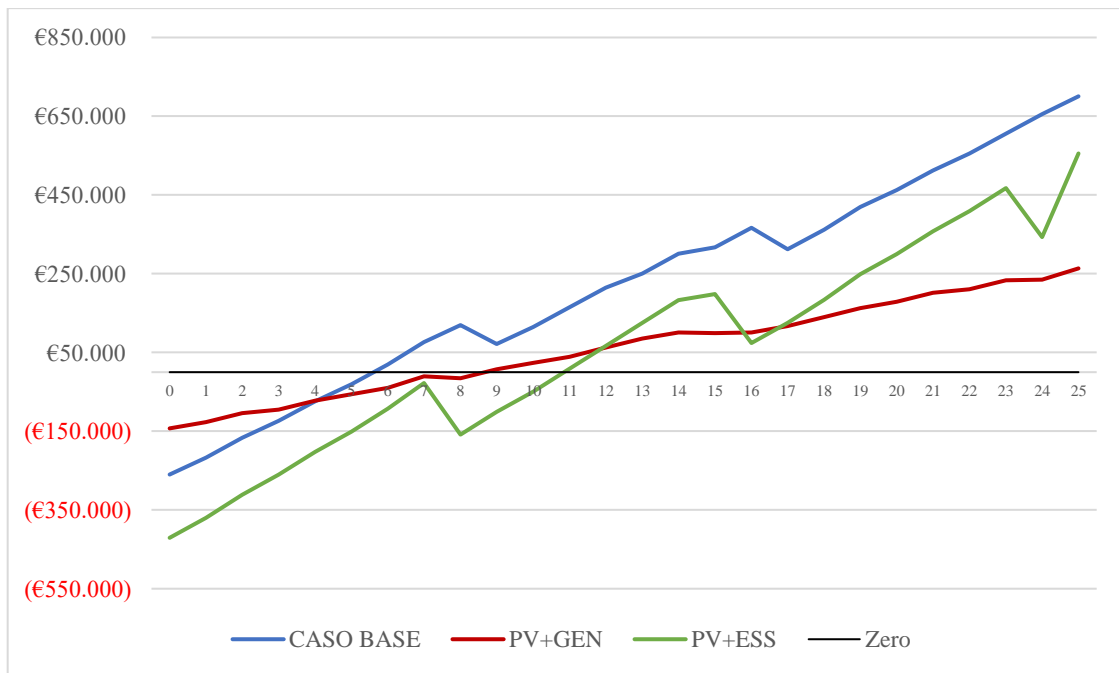
Quest'ultima configurazione, basata esclusivamente sull'utilizzo di generatori diesel risulta la più costosa, ma anche la più comunemente implementata in questi territori a causa del ridotto investimento iniziale e della semplicità di applicazione. È però possibile calcolare il periodo di *payback* tra questa configurazione e le altre proposte. Il periodo di *payback* solitamente fornisce il numero di periodi che è necessario attendere affinché i flussi positivi dell'investimento compensino le uscite sostenute. Nel caso di sistemi di potenza distribuiti, isolati rispetto alla rete nazionale, il concetto di *payback* ha senso solamente se viene

effettuato un confronto tra due configurazioni. Questo perché il sistema non produce nessuna entrata (non c'è possibilità di vendere l'energia elettrica prodotta), ma al contrario oltre all'investimento iniziale è necessario coprire i costi operativi annuali. Nel caso di due configurazioni, A e B , con investimenti iniziali tali che $C_A > C_B$ e costi operativi $C_{OP,A} < C_{OP,B}$, è possibile definire il periodo di payback come il numero di anni necessario a recuperare l'investimento addizionale richiesto dalla configurazione A . Il payback nominale tiene conto dei flussi di cassa nominali mentre il payback scontato a quelli scontati, attraverso il tasso d'interesse reale i .

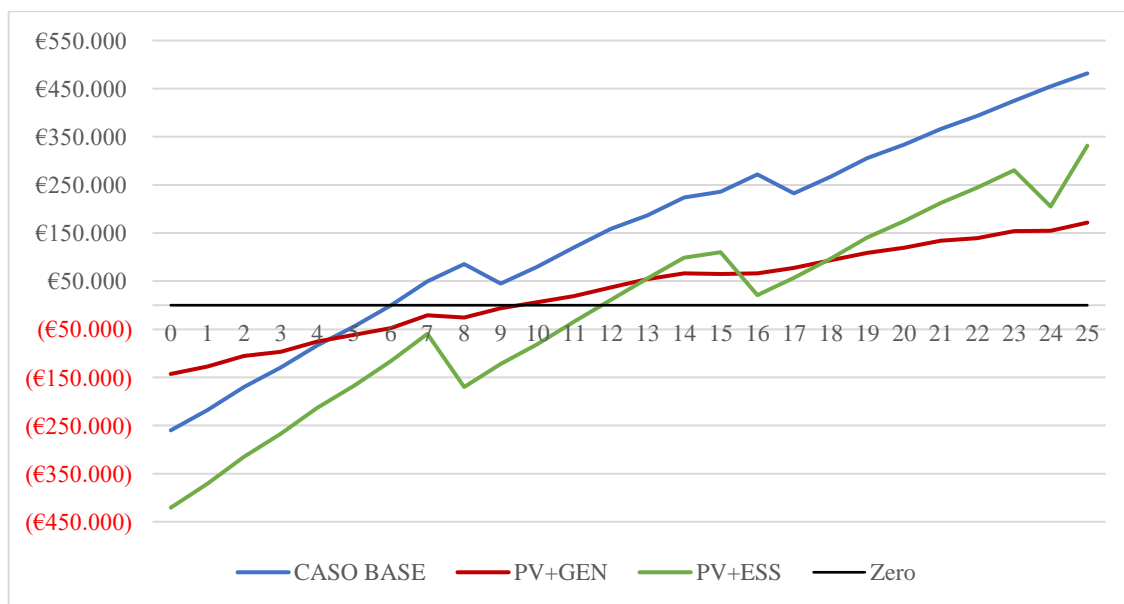
Di seguito viene presentata una tabella riassuntiva dei payback delle diverse configurazioni studiate (Tab. 6.8), ciascuna confrontata con la configurazione a generatori diesel ed una loro rappresentazione grafica in Fig. 6.9. Analizzando i risultati ottenuti, si può notare come il caso base proposto (PV+GEN+ESS) risulta rientrare dell'investimento in 5,6 anni, in linea con il caso studio proposto da S. Adaramola et al. in [20] per la stessa configurazione di micro rete, situata però in Ghana. Inoltre, questa configurazione risulta rientrare della spesa iniziale prima delle due configurazioni PV+ESS e PV+GEN. Studiando l'andamento dei flussi di cassa delle tre configurazioni proposte, si nota come nei casi 1 e 3 siano presenti delle discontinuità, dovute principalmente ai costi sostenuti per la sostituzione del sistema di accumulo, mentre l'andamento delle uscite del caso 2 risulta più lineare, questo perché i costi di sostituzione sono dovuti solamente ai generatori diesel e risultano relativamente bassi. Il payback scontato è superiore a quello nominale per tutti e tre i casi, essendo il tasso d'interesse reale positivo.

Tabella 6.8. *Payback nominale e payback scontato configurazioni studiate*

Caso	Configurazione	Payback Nominale (anni)	Payback Scontato (anni)
<i>1</i>	<i>PV+ESS</i>	10,8	11,7
<i>2</i>	<i>PV+GEN</i>	8,7	9,5
<i>3</i>	<i>PV+GEN+ESS</i>	5,6	6,0



a)







b)

Figura 6.9. Rappresentazione grafica di: a) Payback nominale; b) Payback scontato

Si mostra di seguito una tabella riassuntiva delle configurazioni proposte:

Tabella 6.9. *Tabella riassuntiva delle quattro configurazioni proposte*

Configuraz					NPC	COE	Costi operativi	Capitale iniziale
	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]				
<i>Caso Base</i>	62	71	280	45	744,9	0,242	24.060	280.969
<i>PV+ESS</i>	-	112	520	60	895,1	0,309	23.516	441.708
<i>PV+GEN</i>	62/30	62,4	-	30	1060	0,342	46.607	163.760
<i>GEN</i>	3x30	-	-	-	1230	0,398	62.526	21.000

Si confrontano infine i differenti livelli di emissioni delle configurazioni appena proposte:

Tabella 6.10. *Livello delle emissioni nelle diverse configurazioni*

Configuraz.	CO₂	CO	PM	SO₂	NO_x	Incombusti
	[kg/anno]					
<i>Caso Base</i>	36.377	227	1,36	89,1	213	10,0
<i>PV+ESS</i>	-	-	-	-	-	-
<i>PV+GEN</i>	101.502	634	3,80	249	596	27,9
<i>GEN</i>	149.527	933	5,60	366	877	41,1

Considerando NPC e COE, la configurazione base proposta risulta essere la più economicamente vantaggiosa anche se presenta un investimento iniziale superiore sia alla configurazione ibrida PV+GEN sia a quella basata esclusivamente sulla combinazione di tre generatori diesel. Le emissioni inquinanti risultano invece le più basse tra tutte le configurazioni proposte, ad esclusione della micro rete basata completamente su fonti rinnovabili. Dal punto di vista della gestione dell'impianto, la configurazione base risulta la più complessa, essendo composta da quattro componenti differenti e da due linee di trasmissione, una a corrente diretta ed una a corrente alternata. Considerando aspetti negativi e positivi di tutte le configurazioni studiate, il caso base presentato nel capitolo 5 appare come l'opzione migliore, proponendo una buona combinazione tra impiego di rinnovabili, stabilità del sistema e costi totali.

Conclusioni

L'installazione di micro reti alimentate da fonti rinnovabili è una delle soluzioni più concrete per l'elettrificazione delle zone isolate del pianeta. Portare l'energia elettrica a più di un miliardo di persone, come sottoscritto nel programma denominato 'Agenda 2030', per le quali l'allacciamento alla rete nazionale risulta eccessivamente oneroso, può segnare il punto di partenza ad un nuovo modo di pensare la distribuzione dell'energia elettrica. Un sistema composto non più da grandi centrali di generazione collegate alle utenze tramite grandi infrastrutture, ma una generazione più distribuita, fatta di impianti di taglia ridotta, che mettano al centro l'utilizzazione di fonti rinnovabili. La sfida è importante: consentire ad una rete di funzionare correttamente ad isola richiede una perfetta integrazione di tutti i componenti, di generazione, accumulo ed in particolare una corretta gestione delle utenze. Inoltre, l'installazione di impianti che sfruttano la radiazione solare o il vento, necessitano un'analisi approfondita del potenziale energetico della località esaminata, al fine di ridurre i costi di produzione e garantire affidabilità ed efficienza al progetto.

In questo studio si è presa in esame una località del Niger, stato dell'Africa occidentale agli ultimi posti nel ranking mondiale per accesso all'energia elettrica e all'acqua potabile, con l'obiettivo di dimensionare una possibile micro rete che possa coprire la domanda energetica data da un gruppo di abitazioni, un impianto per la potabilizzazione delle acque ed una struttura ospedaliera.

Lo studio è stato diviso in quattro fasi fondamentali:

- Definizione della domanda energetica;
- Definizione del potenziale energetico della località esaminata;
- Individuazione dei componenti di generazione e simulazione tecnica della rete;
- Analisi economica della micro rete.

La definizione della domanda energetica è stata svolta utilizzando il software LoadProGen, il quale una volta supposte in dettaglio le caratteristiche dei carichi elettrici presi in esame, genera dei profili di domanda giornalieri che saranno poi implementati nel software di simulazione. La definizione della domanda energetica rappresenta una fase cruciale del progetto perché da essa dipende il corretto dimensionamento della rete. Un profilo dei carichi elettrici errato può portare ad un sovradimensionamento dell'impianto di generazione e quindi ad un funzionamento poco efficiente dello stesso e ad un aumento dei costi. Operando

in questo modo, il fabbisogno elettrico della rete studiata è stato calcolato pari circa a 448 kWh/giorno con picchi di potenza intorno ai 53 kW.

La definizione del potenziale energetico è fondamentale per stabilire quali siano le possibili tecnologie rinnovabili implementabili nella località. In questo caso sono stati utilizzati i database online messi a disposizione della NASA, con particolare attenzione alla radiazione solare, vista la grande disponibilità di questa fonte nella regione studiata. Si è preferito non prendere in considerazione la ventosità del territorio come possibile fonte per la produzione di energia pulita, essendo un parametro funzione di diversi fattori e che richiederebbe una rilevazione in loco.

Utilizzando quindi il software di simulazione HOMER Pro si è giunti alla definizione di un mix energetico che garantisca una fornitura di energia elettrica continua, in grado di soddisfare le esigenze di affidabilità e continuità richieste anche da una struttura ospedaliera, con il minimo costo netto attualizzato. La micro rete proposta in questo studio è chiamata ibrida, perché parallelamente ad un impianto fotovoltaico da 71 kW ed un sistema di accumulo composto da 280 accumulatori a piombo-acido (28,8 ore di autonomia) prevede l'installazione di un generatore diesel da 62 kW in caso di ridotto livello di radiazione solare tale da coprire i picchi di domanda, riducendo il costo complessivo del progetto stimato pari a circa 745 mila euro.

L'analisi economica ha compreso diverse analisi di sensitività tra cui la variazione di parametri tecnici quali radiazione solare e interruzioni di servizio imposte, ed economici, come variazione del prezzo del diesel e del tasso d'interesse reale. Anche a fronte di queste variazioni, la configurazione di micro rete ibrida proposta risulta essere la più economicamente vantaggiosa. Infine, sono state confrontate diverse configurazioni comprendenti impianti completamente alimentati da fonti rinnovabili e, al contrario, funzionanti esclusivamente per mezzo di combustibili fossili. Se da un lato la configurazione basata sull'implementazione di tre generatori diesel funzionanti in parallelo si rivela la meno onerosa dal punto di vista dell'investimento iniziale, dall'altro risulta la meno economica dal punto di vista di costo di produzione dell'energia (0,398 €/kWh) e di costo complessivo del progetto (1,2 MLN€).

Quello che dimostra questo studio è quindi che non solo l'uso di energie rinnovabili porti ad una diminuzione delle emissioni in atmosfera e contribuisca alla salvaguardia dell'ambiente, ma anche permetta di avere importanti risparmi dal punto di vista economico.

Nonostante ciò, questa tecnologia presenta delle difficoltà di implementazione e delle barriere economiche che ne impediscono la rapida diffusione. La configurazione proposta

presenta infatti un costo d'investimento di quasi 281 mila euro, quasi tredici volte quello necessario all'installazione della configurazione tradizionale (basata esclusivamente su combustibili fossili) e fattori come la sicurezza, la gestione e la manutenzione dell'impianto che non possono sicuramente essere posti in secondo piano. Per questi motivi una collaborazione tra enti pubblici e società private risulta necessaria. Per un ente pubblico risulterebbe difficile riuscire a coprire i costi d'investimento e di operazioni necessari al funzionamento di questa tipologia di progetti, ma potrebbe garantire ad un investitore privato il giusto supporto offrendo un quadro normativo chiaro ed agevolato e delle sovvenzioni o piani tariffari che possano facilitare il recupero dei costi. Al tempo stesso, di fondamentale importanza, risulta non solo ottenere il consenso e il sostegno della comunità nella quale si va ad operare, ma anche la possibilità di includere essa stessa nelle operazioni di manutenzione della rete. L'evidenza pratica suggerisce appunto che la collaborazione delle comunità locali contribuisce al successo della micro rete e permette di sviluppare dei percorsi professionalizzanti all'interno della comunità stessa.

Dall'analisi di questo studio risulta come i costi progettuali ottenuti siano fortemente influenzati dalle ipotesi economiche effettuate e dalla definizione della domanda energetica. Per questo è necessario avere valori quanto più esatti su carichi elettrici, costo dei componenti e di operazione e manutenzione e del potenziale energetico della località esaminata.

Appendice 1 – Consumi villaggio caso studio

Carichi domestici: giorni lavorativi

Tabella A.1. Carichi domestici abitazione tipo (giorno lavorativo)

Applicazione	P	n	d	h	R _h	R _w	Finestre di funzionamento [min]					
	[W]		[min]	[min]	[%]	[%]	Finestra 1		Finestra 2		Finestra 3	
Luci (LED)	5,5	5	30	465	30	10	360	480	720	810	960	1380
Lampade camere (LED)	4,5	4	30	90	30	10	360	480	960	1380	0	0
Lampade cucina	14	1	30	120	30	10	360	480	720	810	960	1380
Lampade bagno (LED)	9	1	30	120	30	10	360	480	720	810	960	1380
Ventilatore da tavolo	30	1	30	210	15	10	720	810	960	1320	0	0
Computer	120	1	60	180	15	10	960	1320	0	0	0	0
Televisione	100	1	30	330	15	10	360	480	720	810	960	1320
Caricabatterie cellulare	5	1	60	180	15	0	1	1440	0	0	0	0
Luce di sicurezza	5	1	60	705	0	0	1	360	1080	1440	0	0
Frigo	50	1	15	300	0	0	1	1440	0	0	0	0

Carichi domestici: fine settimana

Tabella A.2. Consumi domestici abitazione tipo (fine settimana)

Applicazione	P	n	d	h	R _h	R _w	Finestre di funzionamento [min]					
	[W]		[min]	[min]	[%]	[%]	Finestra 1		Finestra 2		Finestra 3	
Luci (LED)	5,5	5	30	600	30	10	480	1380	0	0	0	0
Lampade camere (LED)	4,5	4	30	240	30	10	480	1380	0	0	0	0
Lampade cucina	14	1	30	180	30	10	480	480	720	810	960	1380
Lampade bagno (LED)	9	1	30	180	30	10	480	1380	0	0	0	0
Ventilatore da tavolo	30	1	30	300	15	10	720	1320	0	0	0	0
Computer	120	1	60	300	15	10	600	1320	0	0	0	0
Televisione	100	1	30	360	15	10	480	1320	0	0	0	0
Caricabatterie cellulare	5	1	60	180	15	0	1	1440	0	0	0	0
Luce di sicurezza	5	1	60	705	0	0	1	360	1080	1440	0	0
Frigo	50	1	15	300	0	0	1	1440	0	0	0	0

Consumi struttura ospedaliera

Tabella A.3. Carichi giornalieri ospedale tipo [8]

Applicazione	P	n	d	h	R _h	R _w	Finestre di funzionamento [min]			
	[W]		[min]	[min]	[%]	[%]	Finestra 1		Finestra 2	
Pannelli LED	38	12	30	450	0	0	450	1080	0	0
Pannelli LED*	38	4	30	450	0	0	15	1440	0	0
Luci piccole LED	5,5	5	30	450	30	10	450	1080	0	0
Luce comodino LED	4,5	40	15	120	30	10	1	450	1080	1440
Lampade Lab (LED)	18	4	30	330	30	0	1	1440	0	0
Lampade Lab (LED)*	18	2	30	330	30	0	1	1440	0	0
Caricabatterie cellulare	5	5	30	180	30	0	1	1440	0	0
Ventilatori a soffitto	30	11	30	480	0	0	600	1080	0	0
Pompa dell'acqua	100	4	15	360	20	0	1	1440	0	0
Computer	120	5	15	240	20	10	480	1050	0	0
Computer*	120	1	15	240	20	0	1	1440	0	0
Radio	30	4	30	480	10	0	480	1050	0	0
Sterilizzatore (vapore)	1350	1	15	120	10	10	480	990	0	0
Aspiratore	24	3	15	420	30	10	510	1050	0	0
Aspiratore*	24	1	15	420	30	0	1	1440	0	0
Pulsossimetro	24	3	60	120	30	10	510	1050	0	0

Applicazione	<i>P</i>	<i>n</i>	<i>d</i>	<i>h</i>	<i>R_h</i>	<i>R_w</i>	<i>Finestre di funzionamento [min]</i>			
	[W]		[min]	[min]	[%]	[%]	<i>Finestra 1</i>		<i>Finestra 2</i>	
Pulsossimetro*	24	1	60	120	30	0	1	1440	0	0
Incubatrice	200	5	15	480	10	0	1	1440	0	0
Elettrocardiogramma (ECG)	50	3	15	30	30	10	510	990	0	0
Elettrocardiogramma (ECG)*	50	1	15	30	30	0	1	1440	0	0
Refrig. piccolo	100	1	15	300	0	0	1	1440	0	0
Refrig. per vaccini (165l)	40	1	15	300	0	0	1	1440	0	0
Centrifuga	575	1	15	90	30	10	510	1050	0	0
Centrifuga*	575	1	15	90	30	0	1	1440	0	0
Hematology mixer	28	1	15	90	30	10	510	1050	0	0
Hematology mixer*	28	1	15	90	30	0	1	1440	0	0
Microscopio	15	3	15	120	30	10	510	1050	0	0
Microscopio*	15	1	15	120	30	0	1	1440	0	0
VHF radio: stand by	2	1	60	720	10	0	1	1440	0	0
VHF radio: transmitting	30	1	30	120	10	0	1	1440	0	0
Luci di sicurezza	5	6	60	705	0	0	1	360	1080	1440
Deu-clima VMC	60	1	450	510	0	0	450	1080	0	0
Raggi X portatile	3000	1	15	30	30	0	1	1440	0	0
Autoclave	3000	1	30	90	10	0	480	1080	0	0

Applicazione	<i>P</i>	<i>n</i>	<i>d</i>	<i>h</i>	<i>R_h</i>	<i>R_w</i>	<i>Finestre di funzionamento [min]</i>			
	[W]		[min]	[min]	[%]	[%]	<i>Finestra 1</i>		<i>Finestra 2</i>	
Spettrofotometro	63	1	15	60	10	0	1	1440	0	0
Analiz. del sangue	45	1	15	120	10	0	1	1440	0	0
Analiz. ABG	250	1	15	30	10	0	1	1440	0	0
Analiz. Ematologico	230	1	15	120	10	0	1	1440	0	0

*applicazioni funzionanti anche durante il periodo notturno

Consumi illuminazione pubblica

Tabella A.4. Carichi illuminazione pubblica

Applicazione	<i>P</i>	<i>n</i>	<i>d</i>	<i>h</i>	<i>R_h</i>	<i>R_w</i>	<i>Finestre di funzionamento [min]</i>			
	[W]		[min]	[min]	[%]	[%]	<i>Finestra 1</i>		<i>Finestra 2</i>	
Lampioni (LED)	40	60	15	30	30	0	1	360	1140	1440

Appendice 2 – Schema di flusso impianto AQUA LS

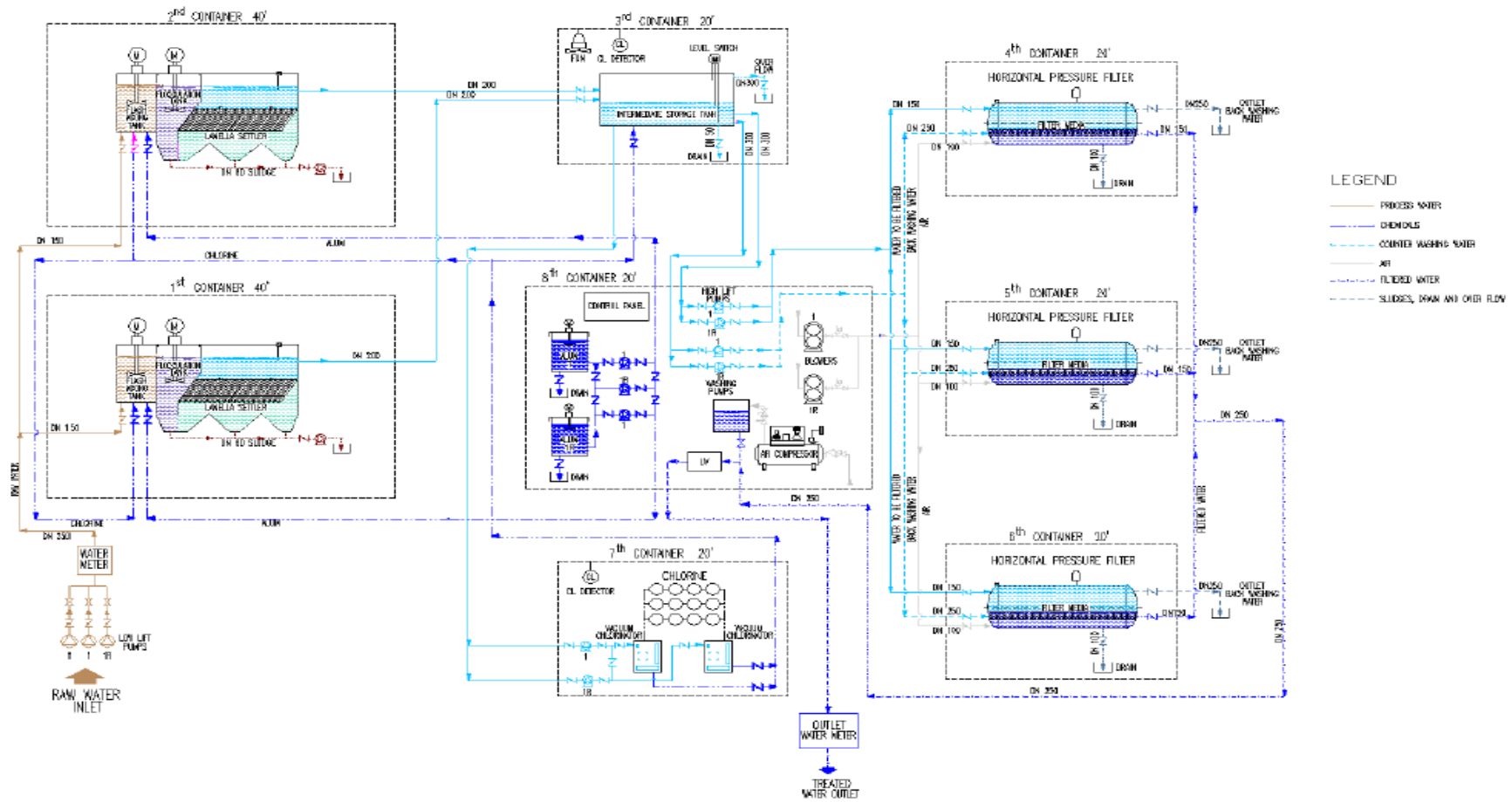


Figura A.1. Schema di flusso AQUA LS

Appendice 3 – Risultati Metodo B secondo UNI EN 15316-4-3

Dimensionamento abitazione tipo

Tabella A.5. Fabbisogno e produzione di calore per ACS per un'abitazione

ACS	n	T _m	T _{e,avg}	T _{refACS}	ΔT	U _{loop,p}	U _{loop}	f _{st}	Q _{w,sol,us}	X	Y	f	Q _{w,sol,out}	
-	[h]	[°C]	[°C]	[°C]	[°C]	[W/K]	[W/m ² K]		[kWh]	-	-	-	[%]	[kWh]
GENNAIO	31	744	19,9	78,85	58,95	5,96	7,64	0,99	158,96	3,61	1,23	0,72	72,31	114,95
FEBBRAIO	28	672	22,32	75,66	53,34				143,58	3,26	1,39	0,82	82,20	118,02
MARZO	31	744	27,44	68,90	41,46				158,96	2,54	1,34	0,84	83,94	133,44
APRILE	30	720	31,83	63,10	31,27				153,84	1,91	1,32	0,86	86,36	132,85
MAGGIO	31	744	32,89	61,71	28,82				158,96	1,76	1,27	0,85	84,91	134,98
GIUGNO	30	720	32,24	62,56	30,32				153,84	1,86	1,23	0,82	81,98	126,11
LUGLIO	31	744	28,66	67,29	38,63				158,96	2,36	1,27	0,81	81,45	129,48
AGOSTO	31	744	27,83	68,38	40,55				158,96	2,48	1,32	0,83	83,12	132,13
SETTEMBRE	30	720	29,66	65,97	36,31				153,84	2,22	1,39	0,88	87,95	135,29
OTTOBRE	31	744	29,75	65,85	36,10				158,96	2,21	1,41	0,89	89,11	141,64
NOVEMBRE	30	720	25,48	71,49	46,01				153,84	2,82	1,25	0,78	77,75	119,61
DICEMBRE	31	744	21,13	77,23	56,10				158,96	3,43	1,16	0,69	69,50	110,48

Dimensionamento struttura ospedaliera

Tabella A.6. Fabbisogno e produzione di calore per ACS per la struttura ospedaliera

ACS	n	T _m	T _{e,avg}	T _{refACS}	ΔT	U _{loop,p}	U _{loop}	f _{st}	Q _{w,sol,us}	X	Y	f	Q _{w,sol,out}	
-	[h]	[°C]	[°C]	[°C]	[°C]	[W/K]	[W/m ² K]	-	[kWh]	-	-	[%]	[kWh]	
GENNAIO	31	744	24,15	73,24	49,09	18,72	1,89	1,37	2079,14	1,13	1,37	0,94	93,65	1947,08
FEBBRAIO	28	672	26,28	70,43	44,15				1877,93	1,01	1,56	1,03	102,50	1924,96
MARZO	31	744	30,1	65,39	35,29				2079,14	0,81	1,50	1,02	101,53	2110,89
APRILE	30	720	32,53	62,18	29,65				2012,07	0,68	1,48	1,01	101,19	2035,95
MAGGIO	31	744	31,79	63,16	31,37				2079,14	0,72	1,43	0,99	98,59	2049,81
GIUGNO	30	720	29,12	66,68	37,56				2012,07	0,86	1,37	0,95	95,27	1916,94
LUGLIO	31	744	26,75	69,81	43,06				2079,14	0,99	1,43	0,97	96,93	2015,28
AGOSTO	31	744	26,36	70,32	43,96				2079,14	1,01	1,48	0,99	99,15	2061,53
SETTEMBRE	30	720	27,47	68,86	41,39				2012,07	0,95	1,56	1,03	102,89	2070,29
OTTOBRE	31	744	29,36	66,36	37,00				2079,14	0,85	1,58	1,05	104,60	2174,80
NOVEMBRE	30	720	27,94	68,24	40,30				2012,07	0,92	1,40	0,96	96,11	1933,84
DICEMBRE	31	744	24,99	72,13	47,14				2079,14	1,08	1,30	0,90	90,11	1873,54

Bibliografia

- [1] «World Energy Outlook, from poverty to prosperity,» OECD/IEA, 2017.
- [2] V. Smil, «Energy transition: global and national perspectives and BP statistical review of world energy,» 2017.
- [3] «The state of food and agriculture,» FAO, 2017.
- [4] ESMAP, «Reducing the cost of grid extension for rural electrification,» 2000.
- [5] J. O. Dada, «Towards understanding the benefits and challenges of Smart.Micro-Grid for electricity supply system in Nigeria,» 2014.
- [6] «Progress on drinking water, sanitation and hygiene,» WHO/UNICEF Joint Monitoring Programme, 2017.
- [7] «Sphere humanitarian charter and minimum standards in disaster response,» WEDC, 2014.
- [8] A. Franco, M. Shaker, D. Kalubi e S. Hostettler, «A review of sustainable energy access and technologies for healthcare facilities in the global south,» 2017.
- [9] «Trasformare il nostro mondo: l'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile,» UN, 2015.
- [10] S. Cumberland e M. Mayhew, «www.who.int,» 2015. [Online]. Available: <http://www.who.int/mediacentre/news/releases/2015/uhc-report/en/>.
- [11] M. H. Moradia, V. B. Foroutana e M. Abedinib, «Power flow analysis in islanded Micro-Grids via modeling different operational modes of DGs: a review and a new approach,» 2017.
- [12] D. Gaonkar, «Distributed Generation,» InTech, 2010.
- [13] X. Zhu, X.-q. Han, W.-p. Qin e P. Wang, «Past, today and future development of micro-grids in China,» 2015.
- [14] J. Chi, «Distributed control and power quality improvement in hybrid AC/DC micro-grids,» 2013.
- [15] IRENA, «Innovation outlook-renewable mini-grids,» 2016.
- [16] B. Bala e S. A. Siddique, «Optimal design of a PV-diesel hybrid system for electrification of an isolated island—Sandwip in Bangladesh using genetic algorithm,» 2009.

- [17] G. Puglia, M. Moroni, R. Fagnani e G. Comodi, «A design approach of off-grid hybrid electric microgrids in isolated villages: a case study in Uganda,» 2017.
- [18] P. Peerapong e B. Limmeechokchai, «Optimal electricity development by increasing solar resources in diesel-based micro grid of island society in Thailand,» 2017.
- [19] K. Lau, M. Yousof, S. Arshad, M. Anwari e A. Yatim, «Performance analysis of hybrid photovoltaic/diesel energy system under Malaysian conditions,» 2010.
- [20] M. S. Adaramola, M. Agelin-Chaab e S. S. Paul, «Analysis of hybrid energy systems for application in southern Ghana,» 2014.
- [21] M. H. Amrollahi e S. M. T. Bathaee, «Techno economic optimization of hybrid photovoltaic/wind generation together with energy storage system in a stand-alone micro-grid subjected to demand response.,» 2017.
- [22] M. Jayachandran e G. Ravi, «Design and optimization of hybrid micro-grid system,» 2017.
- [23] A. Bracale, P. Caramia, G. Carpinelli, E. Mancini e F. Mottola, «Optimal control strategy of a DC micro grid,» 2015.
- [24] Z. Cen, P. Kubiak, C. M. López e I. Belharouak, «Demonstration study of hybrid solar power generation/storage micro-grid system under Qatar climate conditions,» 2017.
- [25] T. Safdar, «Business models for mini-grids,» 2017.
- [26] K. Kathinka, «The ABC-Model Anchor customers as core clients for mini-grids in emerging economies,» 2014.
- [27] Milano, «LoadProGen 2.0,» Politecnico di Milano, 2016.
- [28] «HOMER energy 2.68,» NREL, 2009.
- [29] «Quaderni di applicazione tecnica n. 10, impianti fotovoltaici,» in *ABB Power for a better world*.
- [30] E. Giomo, «<https://emiliogiomocpfonte.wordpress.com/>,» [Online]. Available: <https://emiliogiomocpfonte.wordpress.com/?s=gruppi+elettrogeni&submit=>.
- [31] M. Merlo, S. Mandelli, C. Brivio, M. Leonardi, E. Colombo, M. Molinas e E. Park, «The role of electrical energy storage in sub-saharian Africa,» 2016.
- [32] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas e V. Efthimiou, «Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications,» 2008.
- [33] D. Guasch e S. Silvestre, «Dynamic battery model for photovoltaic applications,» 2003.

- [34] M. Conte, G. Graditi, M. Ippolito, E. R. Sanseverino, E. Telaretti e G. Zizzo, «Analisi e definizione dei strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate - Analisi dello stato dell'arte,» 2013.
- [35] K. Hojckova, J. Jelinek, M. Schneider, N. Spittler e I. Varju, «Sustainable energy for all - Evaluation of battery storage technologies for sustainable and rural electrification in sub-saharian Africa,» 2014.
- [36] J. Manwell e J. McGowan, «Lead acid storage model for hybrid energy system,» *Solar Energy*, 1993.
- [37] A. Souka e H. Safwat, «Determination of the optimum orientations for the double-exposure, flat-plate collector and its reflectors,» 1966.
- [38] «DTU Global wind atlas,» IRENA, 2016.
- [39] A. M. MacDonald, H. Bonsor, B. E. O. Dochartaigh e R. G. Taylor, «Quantitative maps of groundwater resources in Africa,» 2012.
- [40] A. M. MacDonald, «Groundwater and rural water supply in sub-saharan Africa,» 2003.
- [41] P. Doll e K. Fiedler, «Global-scale modelling of groundwater recharge,» 2008.
- [42] W. M. Edmunds e P. L. Smedley, «Fluoride in natural waters,» 2005.
- [43] P. Smedley, «Arsenic in rural groundwater in Ghana,» 1996.
- [44] S. M. A. Adelana e A. M. MacDonald, «Applied groundwater studies in Africa,» 2008.
- [45] WHO, «Guidelines for drinking-water quality - 4th edition,» 2011.
- [46] [Online].
- [47] E. THE WORLD BANK, «Solar resource data: Solargis,» 2017.
- [48] A. K. Raji, «Techno-economic feasibility study of autonomous hybrid AC/DC microgrid system».
- [49] [Online]. Available: <http://it.gas-globe.com/international.phtml?kontinent=EU&land=149&einheit=Liter&waehrung=EUR>.
- [50] «Modulo fotovoltaico Kyocera,» [Online]. Available: <http://www.solardesigntool.com/components/module-panel-solar/Kyocera/3241/KU325-8BCA/specification-data-sheet.html>.
- [51] «Batteria Rolls/Surrette,» 2013. [Online]. Available: <http://www.rollsbattery.com>.

- [52] «Rolls Surrette S-260 12V,» 2017. [Online]. Available: <https://www.thesolarbiz.com/rolls-surrette-s-260-battery-12v-200-ah.html>.
- [53] «Generatore diesel SDMO,» [Online]. Available: <http://www.sdmo.com/EN/Products/PPR/Power-gen-products/J77K>.
- [54] «SDMO J77K,» 2018. [Online]. Available: <http://www.dpxpower.nl/dpxnew/construction/diesel-generators/sdmo-j77-77-kva-generator-dpx-17104/f716b643-ab03-40ed-abbd-3b2c9e859810.html>.
- [55] «www.leonics.com,» 2017. [Online]. Available: <http://www.leonics.com/product/renewable/inverter/dl/MTP-610-171.pdf>.
- [56] M. Y. Roche, N. Ude e I. D. Ofoegbu, «True cost of electricity: comparison of cost of electricity generation in Nigeria,» The Nigerian Economic Summit Group, Abuja, 2017.
- [57] S. Gado, «The energy sector of Niger: perspective and opportunities,» Energy Charter Secretariat, 2015.
- [58] A. Toure e M. Diarra, «World Bank,» 2015. [Online]. Available: <http://www.worldbank.org/en/news/press-release/2015/12/16/world-bank-help-to-increase-access-to-electricity-in-niger>.
- [59] M. Dankassoua, M. Saïdou e S. Yahaya, «Evaluation of solar potential at Niamey: study data of insulation from 2015 and 2016,» 2017.
- [60] «Collettore solare BAXI,» 2016. [Online]. Available: <http://www.baxi.it/portfolio/sts20sl/#documentazioneadff-241eebf6-d5fc>.
- [61] «BAXI STS-150 2.0 SL,» 2017. [Online]. Available: <https://www.reclima.it/index.php/baxi-sistema-solare-sts-tetto-piano-inclinato-a-circolazione-naturale-sts-150l.html>.
- [62] A. Federici, C. Martini, F. D. Magro e F. Pozzar, «Analisi campionaria dei consumi elettrici e la propensione all'efficienza energetica delle PMI,» 2014.
- [63] N. Karamia, N. Moubayedb e R. Outbibe, «General review and classification of different MPPT techniques,» 2016.
- [64] I. E. A. W. E. Outlook, 2016. [Online]. Available: <https://www.arcgis.com/home/item.html?id=9ec221b2a63745e586ac258e0827c6a5>.
- [65] M. Suri, T. Cebecauer, T. Huld e E. D. Dunlop, «Solar photovoltaic electricity potential in the Mediterranean Basin, Africa, and South West Asia,» 2008.
- [66] H. Bevrani, B. Francois e T. Ise, «Energy Storage System Modeling,» in *Microgrid Dynamics and Control*, 2017.

