



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Swiss State Secretariat for Economic Affairs SECO

Swiss Agency for Development and Cooperation SDC

Swiss Federal Office for the Environment FOEN

Swiss Federal Office of Energy SFOE

REPIC

Renewable Energy &
Energy Efficiency
Promotion in
International
Cooperation

Final Report :

PV grid-connected pilot plant in Nepal

Italian version – versione in italiano



Author(s)

Domenico Chianese, SUPSI

Davide Rivola, SUPSI

Report date: 09/2014

Country: Nepal	Technology: Photovoltaic
Project Duration: 2.5 years	Category:

Written by:

Domenico Chianese, SUPSI
Davide Rivola, SUPSI

ISAAC, Istituto di sostenibilità applicata all'ambiente costruito
SUPSI, Scuola Universitaria Professionale della Svizzera Italiana
Campus Trevano, CH-6952 Canobbio
Phone: +41 58 666 63 56; Fax : +41 58 666 63 49, isaac@supsi.ch, www.supsi.ch/isaac

University of Applied Sciences and Arts
of Southern Switzerland

SUPSI

On behalf of:

REPIC Platform

c/o NET Nowak Energy & Technology SA
Waldweg 8, CH-1717 St. Ursen

Phone: +41(0)26 494 00 30, Fax: +41(0)26 494 00 34, info@repic.ch / www.repic.ch

Mandated by:

Swiss State Secretariat for Economic Affairs SECO
Swiss Agency for Development and Cooperation SDC
Swiss Federal Office for the Environment FOEN
Swiss Federal Office of Energy SFOE

The author(s) of this report are alone responsible for its content and conclusions

Sommario

1	Summary	4
2	Riassunto	5
3	Obiettivi	6
4	Soluzione tecnica adottata	7
4.1	Scelta delle località	7
4.2	Layout dei sistemi PV e monitoraggio dei dati	9
4.2.1	P1: Centre of Energy Study, Pulchowk Engineering Campus, Tribhuvan University	9
4.2.2	P2: Min Bhawan Office, Nepal Electricity Authority	13
4.2.3	P3: Imadol, distretto di Lalitpur, uffici RIDS-Nepal	16
4.2.4	Sistema di acquisizione dati	20
5	Risultati	23
5.1	Maggiori ostacoli alla decentralizzazione di piccolo sistemi PV	23
5.2	Affidabilità della rete elettrica pubblica in Nepal	23
5.2.1	Load-shedding	23
5.2.2	Utilizzo di caricatore-batteria-inverter	25
5.3	Sporcizia (Soiling)	26
5.4	Stabilità della frequenza di rete	27
5.5	Stabilità della tensione AC al punto di immissione	29
5.6	Setting degli inverter fotovoltaici collegati alla rete	34
5.7	Condizioni climatiche	34
5.8	Produzione di energia senza load shedding (P2)	36
5.9	Produzione di energia in un contesto con load shedding (P1)	37
5.10	Produzione di energia in un contesto con load shedding e un sistema di accumulo (P3)	39
5.11	Costo di piccolo sistemi PV collegati alla rete in Nepal	41
5.12	Quadro normativo e politiche per l'immissione in rete	43
5.13	Formazione e disseminazione dei risultati	44
5.13.1	Seminario on PV Grid Connected System – 01 novembre 2012	44
5.13.2	Seminario on PV Grid Connected System – 17 marzo 2014	46
5.13.3	Workshop e meeting	46
5.13.4	Disseminazione dei risultati e dimostrazione	48
5.13.5	Conferenze, poster e articoli	49
6	Prospettive future	50
7	Conclusioni	53
7.1	Team del progetto	54
8	Referenze e bibliografia	55
9	Finanziamento	55

1 Summary

1. In the course of the project 5 residential PV systems (1.11kWp) were created and grid-connected in three different areas of the Kathmandu region.
2. One system is located in an area that does not suffer from load-shedding, one system is connected to the normal grid, but without backup batteries, and one system is connected in an area where there are grid problems but also backup batteries, operating in residential micro-grid mode.
3. All 5 systems operate correctly. The parameter settings of the on-grid inverters have been modified in function with the instability and unreliability condition of the grid, and in such a way that the energy produced supports the grid.
4. During the monitoring period the climatic conditions recorded insolation levels lower than the ten-year measurements (Meteonorm, NASA, NREL). However, the systems in the area without load-shedding (reference conditions) in any case generated 1,440 kWh/kW.
5. The air conditions in the Kathmandu region create a significant layer of dust, particularly during the winter months (dry season). After the PV modules of one system had been cleaned, +48.3% increase in the power was recorded. The grid-connected residential PV systems must therefore be accessible so that the modules can be cleaned at least once a week.
6. Reliability analyses conducted showed power outages due to load-shedding for an average of 38.1% of the time, causing -44% of the energy losses for the system connected to the public grid and without backup batteries.
7. In 2014 load shedding had a maximum daily duration of 12 hours of power outage. During the rainy season, with more energy for the country's hydroelectric plants, the daily power outage amounted to only 7 hours.
8. In the area in the outskirts of Kathmandu, it was not possible to immediately grid-connect the system connected to a weak part of the grid due to problems related to the NEA permits. Grid connections subsequently were such that for 71.4% of the time the voltage was lower than the national limits, and for 8.4% of the time the inverter could not remain connected.
9. In winter the voltage did not reach the standard limits for 100% (!) of the time, and for 37% of the time the inverter could not produce energy. However, the system has a backup battery, which made it possible to reduce the production losses to -15%, and to supply energy to the two families and to the offices of a local NGO for 100% of the time.
10. Two training seminars on the topic of "PV Grid-connected systems" were conducted at the University of Tribhuvan, with a total number of approximately 120 participants. These participants came included representatives from design and installation companies operating in the field of PV Stand-Alone systems in the Kathmandu, from government organisations (AEPC, NEA, ...), and university students.
11. 4 workshops were organised with government representatives, government bodies and stakeholders, in order illustrate the aims of the project, present the results of the analyses conducted on the PV systems and discuss potential implementation ideas.
12. In the course of the project there were numerous meetings and visits to the systems by groups interested in the topic, and invitations were extended to people of note.
13. The results were also presented in two European conferences (28th and 29th EU PVSEC), and in a conference in Nepal.
14. In addition to this, the operation of the five PV systems can be viewed on the project website (<http://pvnepal.supsi.ch/>).
15. At the end of the project the government first of all authorised the injection of energy into the grid for systems with power greater than 100kW, also in micro-grid configuration, and subsequently launched a programme for subsidising small stand-alone PV systems, also in urban areas, in order to eliminate low-efficiency chargers-batteries-inverters. Finally, it launched a subsidy programme for grid-connected PV systems: this new subsidy in an urban environment supports installations from 100Wp to 200Wp with a one-off contribution of 5,000 NRs, and a one-off contribution of 8,000 NRs for systems with power greater than 200Wp.

1 Riassunto

1. Nel corso del progetto sono stati realizzati 5 impianti PV residenziali (1.11 kWp) collegati alla rete pubblica (grid-connected) in tre località differenti nella regione di Kathmandu.
2. Un impianto è posizionato in una località senza interruzioni di rete (load-shedding), un impianto è collegato alla rete normale ma senza batterie di backup, e un impianto è collegato in una zona della rete problematica ma con batterie di backup, funzionante in modalità micro-rete residenziale.
3. Tutti e 5 gli impianti funzionano correttamente. I setting dei parametri degli inverter on-grid sono stati modificati in funzione della situazione di rete instabile e inaffidabile e in modo che l'energia immessa sostenga la rete.
4. Le condizioni climatiche durante il periodo di monitoraggio hanno mostrato un'insolazione minore rispetto alle misure decennali (Meteonorm, NASA, NREL). Tuttavia gli impianti in zona senza load-shedding (condizioni di riferimento) hanno comunque prodotto 1'440 kWh/kW.
5. Le condizioni dell'aria nella regione di Kathmandu creano uno strato di polvere importante, in particolare durante i mesi invernali (stagione secca). Dopo la pulizia dei moduli PV di un impianto si è potuto registrare un incremento della potenza del +48.3%. Di conseguenza gli impianti PV grid-connected residenziali devono essere accessibili in modo da permettere una pulizia al minimo settimanale dei moduli.
6. Le analisi dell'affidabilità della rete hanno mostrato che mediamente il 38.1% del tempo la rete era assente a causa delle interruzioni programmate (load-shedding) e queste hanno causato il -44% di perdite di energia sull'impianto collegato alla rete pubblica e senza batterie di backup.
7. Nel 2014 il load shedding ha avuto una durata massima giornaliera di 12 ore di mancanza di rete. Durante il periodo delle piogge, con più energia per gli impianti idroelettrici del paese, la durata giornaliera di interruzione della rete era di sole 7 ore.
8. Nella zona alla periferia di Kathmandu, l'impianto collegato ad una parte della rete debole non ha potuto essere collegato immediatamente alla rete a causa di problemi nei permessi da parte di NEA. In seguito, le condizioni della rete erano tali che nel 71.4% del tempo la tensione era inferiore ai limiti nazionali e nel 8.4% del tempo l'inverter non aveva possibilità di rimanere collegato.
9. Nel periodo invernale il tempo dove la tensione non raggiungeva i limiti standard era del 100% (!) e nel 37% del tempo i limiti erano fuori dalle possibilità dell'inverter di immettere energia. Tuttavia l'impianto dispone di una batteria di backup che ha permesso di ridurre le perdite di produzione al -15% e di fornire energia alle due famiglie e agli uffici di una locale ONG nel 100% del tempo.
10. Due seminari di formazione presso l'Università di Tribhuvan con tema "PV Grid-connected systems" con ca. 120 partecipanti in totale. I partecipanti provenivano sia dalle aziende di progettazione e installazione nel campo dei sistemi PV Stand-Alone, della valle di Kathmandu, sia da organizzazioni statali (AEPC, NEA, ...), sia studenti dell'università.
11. Sono stati organizzati 4 workshop con rappresentanti del governo, enti governativi e stakeholder per illustrare le finalità del progetto, presentare i risultati dell'analisi dei sistemi PV e discutere possibili implementazioni.
12. Numerosi incontri e visite agli impianti da parte di gruppi interessati e inviti a personalità sono state effettuate durante la durata del progetto.
13. I risultati sono stati pure presentati in due conferenze europee (28th e 29th EU PVSEC) e in una conferenza in Nepal.
14. Inoltre sul sito del progetto (<http://pvnepal.supsi.ch/>) è possibile visualizzare il funzionamento dei cinque impianti PV.
15. Alla fine del progetto il governo ha permesso dapprima l'immissione di energia nella rete per impianti con potenza maggiore di 100kW, anche in configurazione micro-grid, ed in seguito ha lanciato un programma per sussidiare piccoli impianti stand-alone PV anche in area urbana per togliere i poco efficienti caricatori-batterie-inverter. Infine ha lanciato un programma di sussidi per impianti PV collegati alla rete: Il nuovo sussidio in ambito urbano sostiene le installazioni da 100Wp a 200Wp con un contributo unico di 5'000 NRs, e un sostegno unico di 8'000 NRs per gli impianti con potenza superiore a 200Wp.

3 Obiettivi

La disponibilità di energia è uno degli elementi fondamentali di ogni economia. Ogni civiltà si è sviluppata attorno a fonti di energia abbondanti e facilmente disponibili, sia che si trattasse di legno, schiavi, carbone o petrolio. La nostra civiltà moderna, sebbene dipendente dalle energie fossili per il 78.4% del consumo globale di energia [1], utilizza l'energia elettrica per gestire la maggior parte delle nuove attività economiche e in particolare a livello residenziale (comunicazione, illuminazione, raffreddamento).

La prevedibile minor disponibilità di energia fossile (oil, gas, coal) e di energia proveniente da fonti tradizionali (wood) associata all'aumento demografico e all'aumento dei fabbisogni secondari, modifica l'uso delle fonti di energia privilegiando l'energia elettrica [1]. La sua duttilità ne fa un veicolo interessante anche per applicazioni come la mobilità (veicoli elettrici) e, nei paesi nordici, per il riscaldamento tramite termopompe. Già ora sulle strade di Kathmandu circolano comuni piccoli taxi elettrici.

La situazione energetica elettrica in Nepal è però caratterizzata da una rete pubblica essenzialmente debole, inaffidabile, sottodimensionata e di bassa qualità. Non solo lo sviluppo economico del paese ma anche il funzionamento normale nella vita quotidiana è forzatamente bloccato dalla mancanza di infrastrutture elettriche e dalla cronica mancanza di energia elettrica nell'insieme del paese.

La crescente domanda di energia elettrica, aumentata del 8-10% nell'ultima decade, non può essere soddisfatta a causa dei ridotti investimenti nel settore e dalle grosse perdite di distribuzione (25%) [4]. Di conseguenza il governo si è visto costretto ad introdurre interruzioni programmate (load shedding) in tutto il paese a partire dal 2001. Attualmente le interruzioni programmate raggiungono le 12 ore di mancanza di rete durante la stagione secca (2014).

Lo studio di fattibilità realizzato dal 2009 al 2010, ha permesso di mostrare che la situazione può essere parzialmente risolta mediante l'introduzione di impianti PV domestici decentralizzati collegati alla rete. Lo studio aveva inoltre mostrato i vantaggi di costo dell'energia solare, combinate con un sistema di batterie di back-up, rispetto alle soluzioni tradizionalmente utilizzate come generatori diesel o l'utilizzo di batterie caricate dalla rete, quando essa è disponibile, utilizzate con un inverter stand-alone.

Lo scopo del progetto era la **realizzazione** e il monitoraggio di installazioni fotovoltaiche di taglia residenziale nel contesto della rete elettrica nella valle di Kathmandu (Nepal), verificando concretamente gli aspetti tecnici, economici e legali di allacciamento alla rete pubblica e la diffusione e replicazione di tali impianti nel contesto nepalese.

In fase di realizzazione si sono valutati gli aspetti economici e di mercato locale, preferendo l'acquisto di materiale reperito localmente, e nel caso valutando gli aspetti di importazione dei componenti mancanti.

Gli aspetti tecnici sono stati analizzati mediante un monitoraggio dettagliato dei parametri elettrici (DC, AC), termici e meteorologici degli impianti realizzati.

Nel contempo si è voluto preparare gli operatori del settore svolgendo corsi di approfondimento della tecnologia fotovoltaica e della particolarità di progettazione di impianti collegati alla rete che necessitano di sistemi di accumulo di backup.

Al fine di permettere una replicazione dei risultati su vasta scala si è coinvolto nella realizzazione e nella discussione dei risultati i principali enti governativi attivi nella produzione elettrica (Nepal Electricity Authority - NEA), l'ente governativo per la diffusione delle energie alternative (Alternative Energy Promotion Centre - AEPC) e, per la formazione degli operatori la Solar Electric Manufacturers Association Nepal (SEMAN).

I partner del progetto erano: Nepal Solar Energy Society (NSES), Tribhuvan University (TU), Kathmandu University (KU), Rural Integrated Development Services (RIDS-Nepal) e Ghampower Ltd. Inoltre hanno contribuito al progetto la Nepal Electricity Authority (NEA), Alternative Energy Promotion Centre (AEPC) e WWF Nepal.

4 Soluzione tecnica adottata

In tre località nella zona urbana di Kathmandu sono stati realizzati 5 impianti fotovoltaici collegati alla rete con una potenza di 1.11 kWp nel periodo tra ottobre 2012 e dicembre 2012.

La potenza scelta corrisponde alle necessità di una famiglia Nepalese delle classi medio-alte, come analizzato nello studio di fattibilità realizzato nel 2009.

Ogni impianto PV è stato equipaggiato con un sistema di monitoraggio abbinato ad una stazione con i principali dati meteorologici.

Parallelamente sono state svolte delle formazioni specifiche sugli impianti PV collegati alla rete agli operatori del settore, in particolare agli studenti della locali Università (Thribhuvan e Kathmandu University) e agli ingegneri delle ditte già operanti nel campo del solare PV stand-alone.

Inoltre si è voluto informare e diffondere i risultati ottenuti presso le autorità preposte all'applicazione tecnica e delle regolamentazione (NEA - Nepal Energy Authority; parlamentari dell'assemblea costituente; AEPC – Alternative Energy Promotion Centre, ente governativo per la promozione delle risorse rinnovabili e per l'applicazione delle normative e dei sussidi).

4.1 Scelta delle località

La scelta della località è stata effettuata tenendo conto della situazione di penuria energetica del paese. Si è voluto disporre di una località di riferimento che permettesse l'immissione di energia nella rete senza interruzioni né causate dal load-shedding giornaliero, né causate da superamento dei limiti della rete (tensione). Inoltre si è voluto disporre di un impianto in situazione normale di load-shedding ma senza problematiche maggiori legate alle condizioni di rete. Infine di una terza località che avesse tutti i problemi della maggior parte delle abitazioni primarie della popolazione.

Durante il mese di giugno 2012 sono state effettuati i sopralluoghi per identificare le località disponibili, gli accessi agli stabili, le connessioni alla rete, ecc.



Figura 1: analisi delle possibili ubicazioni durante il primo viaggio effettuato in giugno 2012.

Le tre località scelte hanno le seguenti proprietà di funzionamento:

1. Località senza interruzioni di corrente programmate (no load-shedding).
2. Località con interruzioni di corrente programmate, e con tensione della rete stabile (vicino ad un trasformatore non caricato eccessivamente).
3. Località con interruzioni di corrente programmate, e con tensione della rete instabile (lontano dal trasformatore di rete e con carichi eccessivi).

Le tre località scelte secondo i criteri e le disponibilità sono state le seguenti:

- P1) presso il CES (Centre of Energy Study) all'interno del Pulchowk Engineering Campus della Tribhuvan University (prima università statale del Nepal).
- Coordinate: 27°40'59.64"N / 85°19'15.41"E
 - L'Università dispone di un trasformatore dedicato e non è soggetto ad un carico eccessivo.
 - Il load shedding è normale come nel resto del paese, ubicato nella zona 3.
 - I collaboratori del CES possono fornire un'assistenza per la manutenzione e/o degli interventi sporadici.
- P2) sullo stabile degli uffici della NEA (Nepal Energy Authority), Min Bhawan, del centro di distribuzione.
- Coordinate: 27°41'5.76"N / 85°20'20.79"E
 - Nello stabile non ci sono interruzioni di load shedding.
 - La tensione è stabile nel corso dell'anno.
 - È posizionata nel centro della zona urbana di Kathmandu.
 - La connessione è ideale per gli impianti di riferimento del progetto.
- P3) su un edificio privato, con due famiglie e sede degli uffici di RIDS-Nepal, nella località di Imadol, nel distretto di Lalitpur, fuori dalla Ring Road in una zona densamente popolata.
- Coordinate: 27°40'2.13"N / 85°20'35.29"E
 - È l'impianto più critico dal punto di vista tecnico: presenta delle interruzioni di rete frequenti, e le tensioni di rete completamente fuori norma.
 - Si trova alla fine di una rete sovraccaricata, con tensioni a volte inferiori a 150V (invece di 230V).
 - I permessi di allacciamento ufficiali non sono pervenuti. L'allacciamento alla rete è stato comunque realizzato ai fini della ricerca.

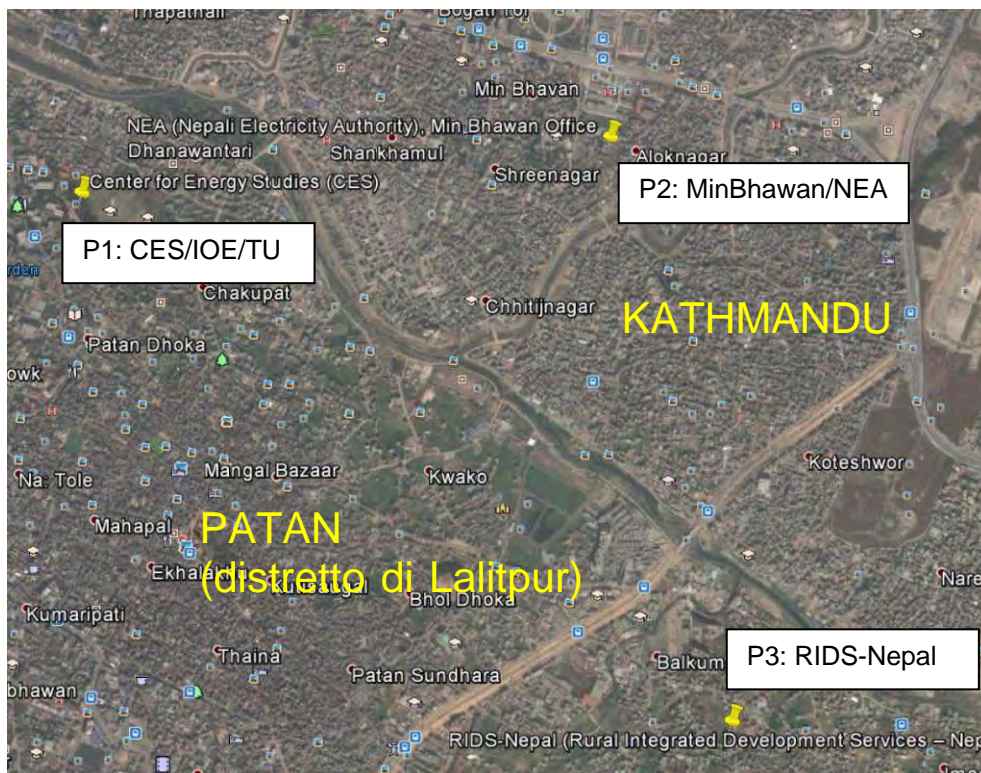


Figura 2: ubicazione degli impianti fotovoltaici da 1.11kWp a Kathmandu, Nepal.



Figura 3: centro di distribuzione della Nepal Electricity Authority a Min Bhawan (P2).

4.2 Layout dei sistemi PV e monitoraggio dei dati

Cinque sistemi fotovoltaici (PV) residenziali collegati alla rete con una potenza di 1.11 kW sono stati installati tra ottobre e dicembre 2012 nella valle di Kathmandu in tre differenti località urbane (4.1). A Kathmandu la produzione di energia prevista (1'700 kWh/kWp/anno) per un impianto collegato alla rete da 1.1kWp corrisponde al consumo di una famiglia di classe media-alta [2] e il costo si situa nelle loro possibilità economiche.

4.2.1 P1: Centre of Energy Study, Pulchowk Engineering Campus, Tribhuvan University

Presso il **CES** (Centre of Energy Study) situato nel Pulchowk Engineering Campus della Università statale Tribhuvan University, è stato installato il primo impianto (denominato **P1**).

Esso è composto da 6 moduli LDK da 185W al silicio monocristallino montati su una struttura open-rack sul tetto piano e agibile dell'università (Figura 6).

La struttura portante è stata creata localmente da una ditta a Kathmandu (Ghampower Ltd.) utilizzando i materiali comunemente disponibili a Kathmandu.

L'impianto è collegato direttamente alla rete tramite un ondulatore (inverter) fotovoltaico della ditta SMA (SB1200). Sul mercato mondiale degli ondulatori fotovoltaici la potenza più frequente nell'ambito residenziale nel 2012 si situava tra i 3kW e gli 8kW. Il mercato dei piccoli ondulatori rifletteva la tipologia di installazione effettuate soprattutto in Europa, in quel momento il mercato di riferimento principale. La disponibilità di inverter della potenza di 1kW era ridotta e i modelli abbastanza vecchi. Inoltre i rendimenti erano ancora inferiori rispetto a quelli degli inverter di potenza superiore e soprattutto i limiti di tensione selezionabili non permettevano di operare in condizioni estreme come quelle nepalesi.

Nel corso dei prossimi anni anche la disponibilità di inverter che soddisfino mercati differenti aumenterà. Infatti negli ultimi due anni il mercato è variando velocemente, come spesso è successo in passato, e i mercati principale sono diventati quelli di Cina, Stati Uniti e Giappone e più in generale l'asia.

Nel corso della progettazione si è pure valutato l'uso di micro-inverter. L'esperienza con questo genere di inverter non è ancora elevata e in genere l'estensione della tensione di rete è più limitata per cui si è deciso di restare su tipologie di ondulatori standard.



Figura 4: Impianto residenziale standard presso il CES (Centre of Energy Study), Pulchowk Engineering Campus, Tribhuvan University (P1).

PV Plant 1 – 1kWp PV with connection to grid with load shedding

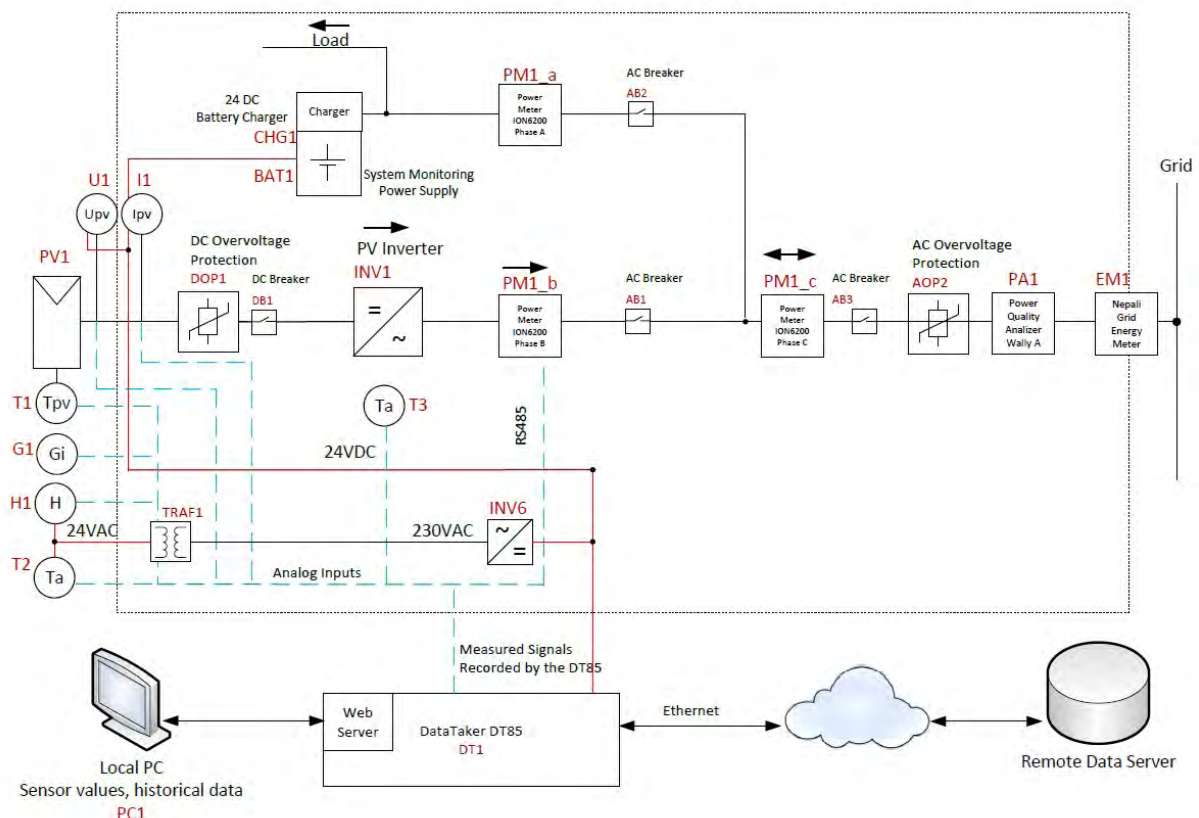


Figura 5: Schema a blocchi dell'impianto fotovoltaico grid-connected da 1.11kWp (P1).

Ogni impianto dispone di protezioni contro le sovratensioni (sia in DC che AC), un disgiuntore di protezione DC lato fotovoltaico, e un disgiuntore di protezione AC per ogni linea di collegamento: impianto fotovoltaico (PV), lato carico interno (load) e rete pubblica (Grid), (vedi Figura 5).

Per la realizzazione di tutti gli impianti si sono cercati materiali disponibili sul mercato interno del Nepal. Gli unici elementi non reperibili sul mercato interno erano gli ondulatori (inverter) PV di rete e il sistema di acquisizione dati.

Si è fatto capo ad una ditta locale per il montaggio e la realizzazione dell'intero impianto, sia per ciò che riguarda le strutture, sia per i cablaggi e le disposizioni interne. Il cablaggio è stato effettuato con cavi comunemente utilizzati dai normali installatori di impianti elettrici.

L'inverter e le protezioni sono posizionate sotto una tettoia chiusa ma all'esterno, dove trovano posto pure il contatore dell'energia immessa in rete, il datalogger per il monitoraggio e i sensori per la misura di potenza, delle tensioni, delle correnti, della frequenza, ecc. Il datalogger è collegato ad internet e al server della SUPSI via GPRS-ethernet (Figura 6).

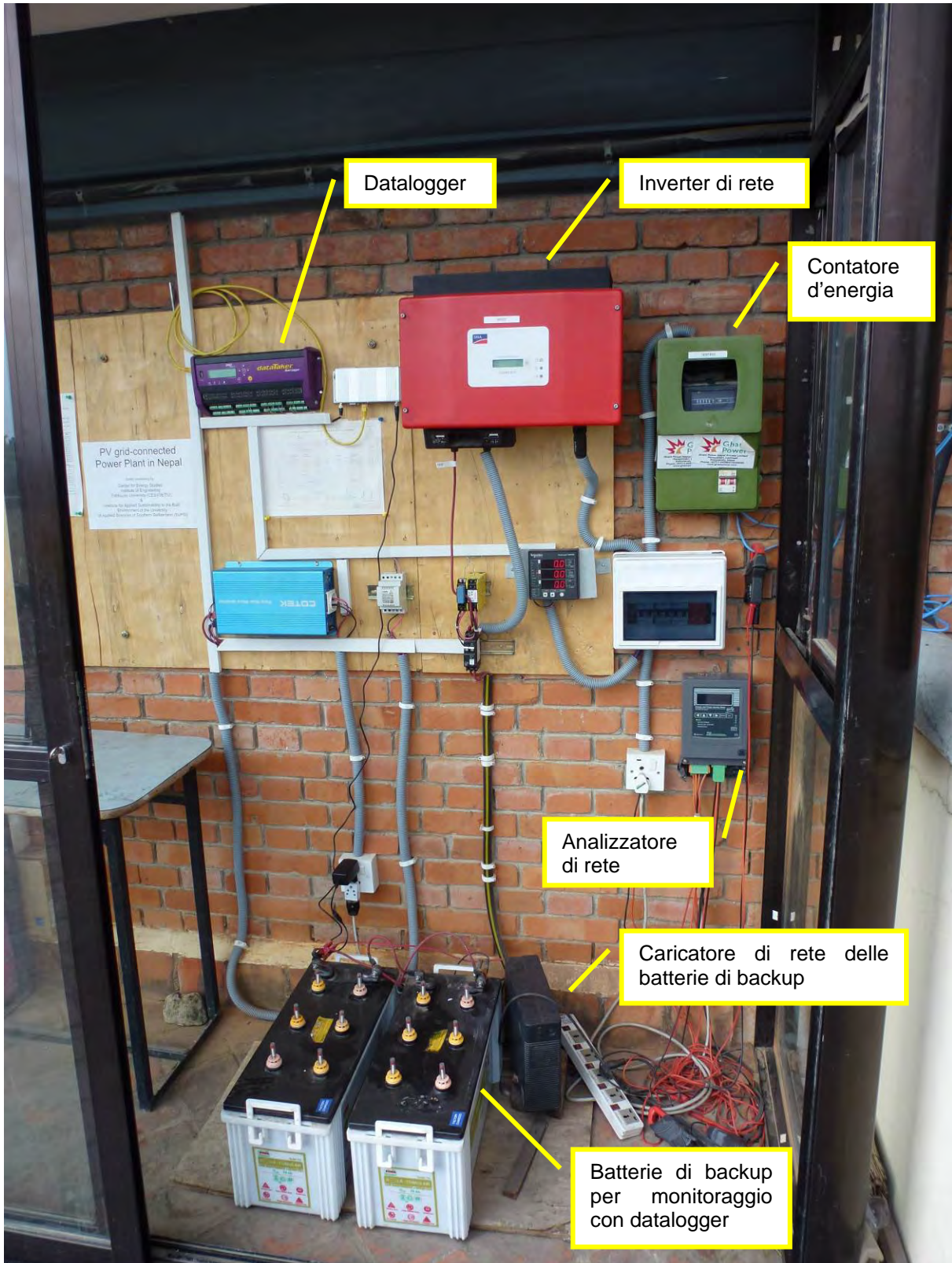


Figura 6: inverter, contatore di energia e strumenti di monitoraggio all'impianto P2, CES (Centre of Energy Study), Pulchowk Engineering Campus, Tribhuvan university.



Figura 7: Sensore di temperatura ambiente ventilato (T_a) e cella di riferimento, tipo Sensol, per la misura di irraggiamento su piano inclinato (G_i).

Su ogni impianto sono stati installati: una cella di riferimento per la misura di irraggiamento su piano inclinato (Sensol) calibrata presso la SUPSI, un sensore di temperatura sul retro del modulo PV e un sensore di temperatura ambiente ventilato.

Inoltre, a causa delle frequenti, programmate e prolungate interruzioni di rete, il sistema di monitoraggio era stato equipaggiato di batterie di backup e di un inverter tradizionale. I problemi principali di misura sono derivati dal caricatore delle batterie. I modelli in commercio in Nepal sono generalmente di scarsa qualità e basso rendimento così pure gli inverter tradizionali DC/AC. Dopo varie sostituzioni si è proceduto alla posa di modelli più costosi ma di migliore qualità.

In alcuni casi o per un'erronea interruzione della rete o per una durata eccessiva delle interruzioni di rete, le batterie di backup del monitoraggio hanno subito varie scariche profonde, danneggiandole. Si è quindi proceduto all'installazione di un modulo solare fotovoltaico supplementare per rendere completamente autonomo il sistema di monitoraggio.

4.2.2 P2: Min Bhawan Office, Nepal Electricity Authority

Nella località di **Min Bhawan** a Kathmandu (denominata **P2**), presso gli uffici della NEA (Nepal Electricity Authority), sono stati installati 3 impianti con la medesima configurazione di moduli PV (6 moduli LDK 185W in serie) ma con tre tipi di inverter (SMA, SAMIL, FRONIUS). In questo modo si è voluto verificare le performance di tre tipologie differenti nella **località considerata di riferimento** dove non avviene nessun tipo di interruzione programmata della rete (load-shedding).



Figura 8: i tre campi fotovoltaici da 1.1 kWp sopra gli uffici della NEA (Nepal Energy Authority) a Min Bhawan (P2).

In particolare questa disposizione ha permesso di misurare l'energia realmente prodotta da un impianto PV collegato alla rete nelle condizioni climatiche di Kathmandu, ma senza i problemi di rete elettrica trovati altrove.

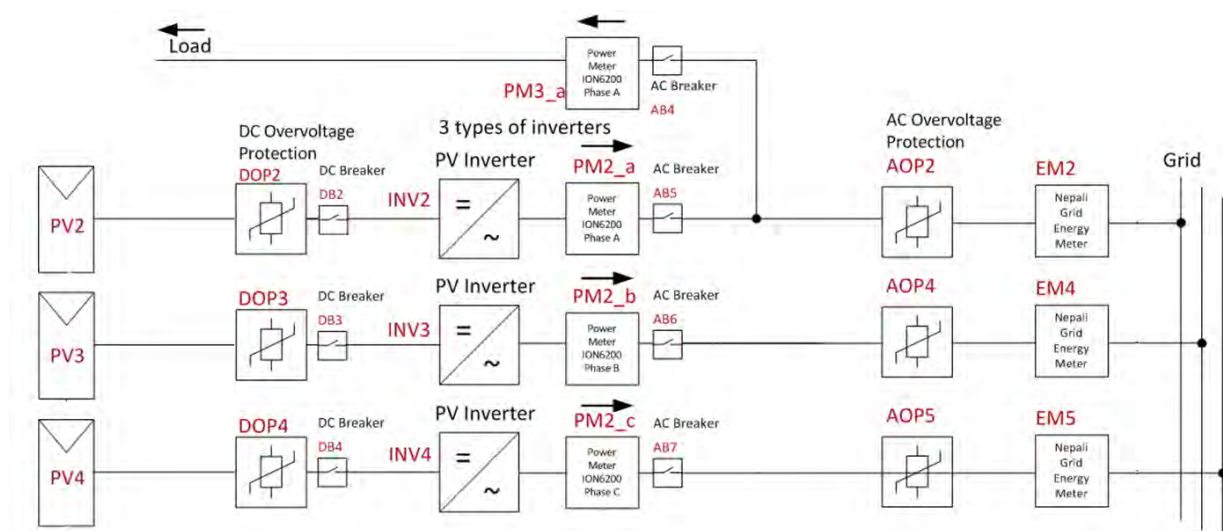


Figura 9: schema a blocchi degli impianti ubicati a Min Bhawan, uffici della Nepal Energy Authority (P2).

Gli impianti nella località P2 dispongono dei disgiuntori e delle protezioni come per la località P1. Gli impianti sono autonomi tra di loro. Le caratteristiche elettriche e termiche di ogni impianto sono monitorate separatamente.

Presso la località P2 è stata installata la stazione meteorologica di riferimento equipaggiata con in più un piranometro per la misura dell'irraggiamento su piano orizzontale e un piranometro per la misura dell'irraggiamento su piano inclinato (Figura 10).

Anche in questo caso si è proceduto alla posa di batterie di backup per il sistema di monitoraggio, ma senza modulo solare supplementare.

Setting inverter SAMIL è risultato piú complicato rispetto agli altri inverter: esso avviene tramite dip switch contrariamente all'inverter SMA (tramite software su PC) o all'inverter Fronius (tramite display sull'inverter)



Figura 10: piranometro orizzontale e su piano inclinato sugli impianti in località P2.



Figura 11: Array dei moduli solari LDK dell'impianto PV in P2.



Figura 12: Ondulatori e contatori di energia, batterie di backup e sistema di acquisizione dati degli impianti in P2.

Gli inverter e i contatori di energia, così come le batterie di backup e il sistema di acquisizione dati degli impianti in P2, sono all'esterno e protetti da porte-finestre come in P1.

Le strutture portanti sono identiche in tutti e tre le località e sono formate da strutture di alluminio collegate tra di loro mediante rivetti. I moduli PV sono fissati tramite viti e bulloni alla struttura. Non sono stati utilizzati sistemi di installazione rapidi come in Europa, Stati Uniti o Giappone.

I profili di carico in P1 e P2 consistono unicamente dal consumo della connessione ad internet, dal sistema di monitoraggio e dal suo sistema di back-up.

4.2.3 P3: Imadol, distretto di Lalitpur, uffici RIDS-Nepal

La terza località, P3, a Imadol, distretto di Lalitpur, si trova nella periferia della zona urbanizzata e densamente popolata di Kathmandu. Il sistema PV è identico a P1 con in aggiunta un accumulo locale a tensione di sistema di 24V e formato da 4 batterie da 200Ah e cioè una capacità totale di 9.6kWh.

Nell'edificio vivono due famiglie e durante il giorno sono presenti negli uffici dell'ultimo piano i dipendenti della ONG RIDS-Nepal.

In questa località la rete è debole e oltre alle quotidianamente interruzioni di rete causate dal load-shedding si aggiungono altre interruzioni non programmate.

Durante le interruzioni un inverter bidirezionale alimentato dalle batterie crea una micro-rete autonoma alimentando gli appartamenti e gli uffici della ONG. Il collegamento dello stabile alla rete pubblica è ad una considerevole distanza dal trasformatore.



Figura 13: Inverter di rete, inverter bidirezionale Studer, sistema Solsafe e strumenti di misura presso la sede RIDS-Nepal a Imadol, distretto di Lalitpur (P3).

I 6 moduli solari LDK sono installati sul tetto più elevato dello stabile (Figura 14), sotto il quale un solo locale accoglie le apparecchiature, gli accumulatori e il sistema di acquisizione dati (Figura 13).

Come nelle altre installazioni i valori meteorologici sono monitorati. L'irraggiamento è misurato tramite una cella di riferimento Sensol. La temperatura del modulo è misurata con un RTD (PT100) posizionato sul retro del modulo e la temperatura ambiente è misurata tramite un apparecchio ventilato e protetto dai raggi del sole.



Figura 14: i 6 moduli PV posizionati sul tetto della sede RIDS-Nepal a Imadol, distretto di Lalitpur (P3).

Il setup dei parametri dei 5 inverter nelle tre località è stato scelto in modo da massimizzare l'energia immessa nella rete, limitando le interruzioni dovute alla bassa qualità della rete, ma senza compromettere in nessun momento la sicurezza del sistema collegato alla rete.



Figura 15: modifica dei setting dei parametri per il collegamento alla rete dell'ondulatore fotovoltaico e dell'ondulatore bidirezionale di batteria (P3).

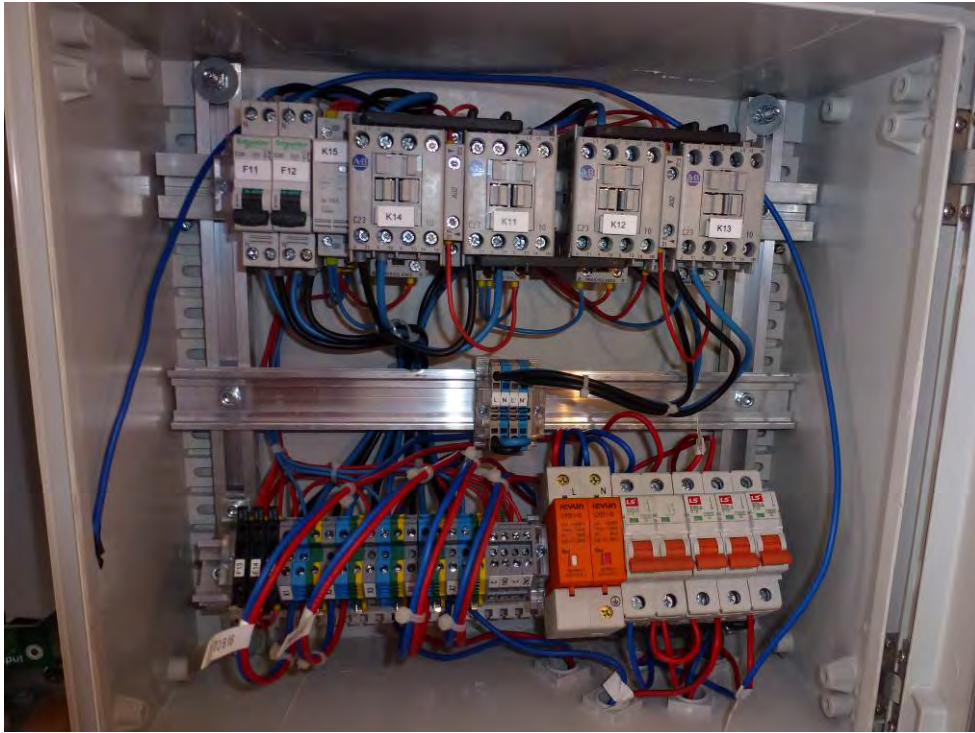


Figura 16: Montaggio del sistema Studer Solsafe per il collegamento in AC dei moduli fotovoltaici alla rete.

Il concetto Solsafe di Studer Innotec è un sistema che devia automaticamente il collegamento di un inverter fotovoltaico dalla rete pubblica alla micro-rete alimentata dall'inverter-caricatore (Studer Xtender) collegato alle batterie. Si è scelto questo sistema in modo da separare completamente l'immissione in rete pubblica da quella di funzionamento ad isola. L'inverter-caricatore (Xtender) è quindi disabilitato dall'immissione in rete, ma permette il caricamento in AC in modo micro-grid.



Figura 17: Posizionamento della struttura portante in P3 durante le fasi della costruzione.



Figura 18: Nella periferia di Kathmandu la popolazione coltiva ogni pezzo di terra lasciato libero dalle costruzioni.



Figura 19: Raccolta nei campi adiacenti all'edificio a Imadol, Lalitpur.

4.2.4 Sistema di acquisizione dati

Il monitoraggio degli impianti e delle loro caratteristiche di funzionamento avviene tramite un datalogger (DataTaker).

I sensori del lato DC (corrente e tensione dei moduli PV) e i valori dei sensori meteo sono misurati direttamente dal datalogger. I valori dal lato AC (tensione, frequenza, corrente, potenza attiva e reattiva) sono misurati da un Power Meter (ION 6200) che trasmette i dati al datalogger tramite una porta seriale.



Figura 20: Datalogger utilizzato nelle tre località.

Il sistema di acquisizione dati registra i dati medi ogni 10 minuti, calcola le medie orarie e svolge dei calcoli preliminari. I dati sono in seguito trasferiti sul server remoto della SUPSI in Svizzera e da lì caricati sulla website specialmente sviluppata del progetto PV in Nepal: <http://pvnepal.supsi.ch/livedata.php>

La comunicazione tra datalogger e server avviene tramite un apparecchio LAN-GPRS per le installazioni P1 e P2, mentre in P3 esso è collegato alla rete LAN della ONG RIDS-Nepal.

PV Plant 3 – 1kWp PV with backup and connection to grid with load shedding

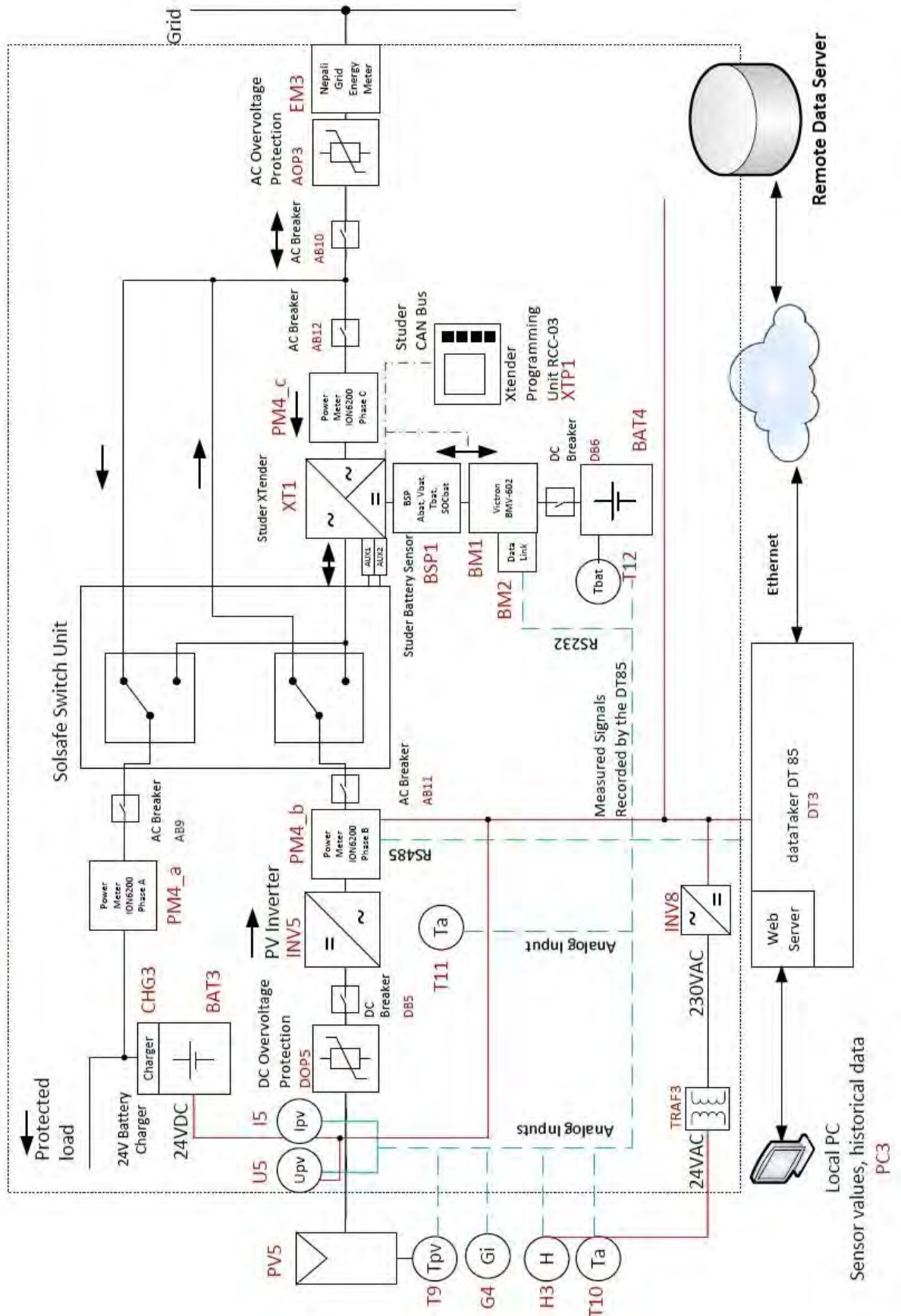


Figura 21: Schema a blocchi ed elementi del sistema di monitoraggio sull'impianto P3 a Imadol.

La schermata principale mostra l'ubicazione delle tre ubicazione degli impianti. Tutti i menu sono consultabili da terzi. Unicamente nella pagina "live data" tutti i dati sono di libero accesso a tutti gli user registrati. Una interfaccia permette di visualizzare il funzionamento quotidiano degli impianti PV durante tutto l'anno mostrando i valori di tutti i parametri registrati (Figura 23)

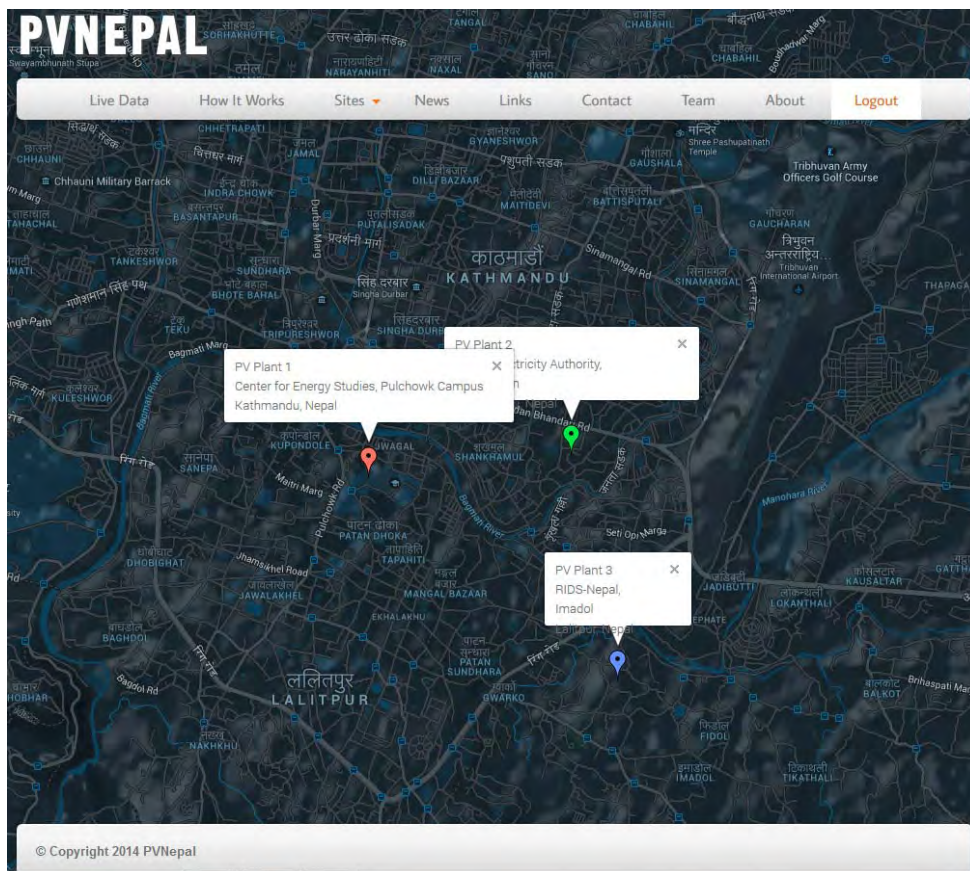


Figura 22: Homepage del progetto PV in Nepal



Figura 23: Esempio di visualizzazione dell'irraggiamento e della potenza dell'impianto P1 in marzo 2014, con consumi notturni prelevati dalla rete.

5 Risultati

5.1 Maggiori ostacoli alla decentralizzazione di piccolo sistemi PV

Per diffondere sistemi fotovoltaici piccoli e decentralizzati in tutto il paese è necessario affrontare i principali ostacoli che limitano la diffusione dei sistemi PV collegati alla rete in Nepal.

I maggiori impedimenti sono:

- Mancanza di un quadro normativo e politico.
- Le caratteristiche tecniche della rete (fluttuazione della tensione e della frequenza oltre i valori limite)
- Interruzioni frequenti della rete (load-shedding)
- Redditività economica.
- La mancanza di consapevolezza pubblica.
- La mancanza di professionisti qualificati.

Gli ostacoli tecnici si riferiscono alle instabilità di rete e alla bassa qualità delle caratteristiche della rete, dove i limiti standard sono sovente superati. Inoltre le diffuse interruzioni programmate (load-shedding) e i brevi blackout possono creare problemi di funzionamento agli apparecchi elettronici (inverter e caricatori). La difficoltà di reperire localmente inverter appropriati (Inverter PV on-grid e inverter bidirezionali di batteria per creare una micro-rete) può rallentare la diffusione di questa tecnologia.

Economicamente i costi iniziali elevate rappresentano un ostacolo considerevole, così come la necessità di creare un mercato specifico e dei canali di importazione. Malgrado le recenti diminuzioni di costo dei sistemi PV, i sistemi PV GC rimangono ancora solo accessibili alla classe media-alta.

Istituzionalmente, il contesto legale attuale non permette il collegamento di sistemi PV GC e sarà necessario adattare norme e standard. Infine i politici e i decisori istituzionali non sono ancora consapevoli del potenziale e dei vantaggi, per il Nepal e per la popolazione, dei sistemi PV. Essi devono disporre di informazioni che ne evidenziano l'adeguatezza al fine di sostenerne lo sviluppo.

Solar Home Systems (SHS) sono molto comuni nelle zone rurali e urbane del Nepal. Molte ditte installano sistemi stand-alone nel paese e in particolare nelle zone rurali.

L'ente governativo per la promozione delle energie rinnovabili (AEP: Alternative Energy Promotion Centre) organizza corsi di formazione sui sistemi stand-alone, ma il personale delle ditte solari non ha le competenze professionali richieste per progettare, installare e mantenere sistemi PV collegati alla rete o micro-reti.

Di conseguenza in aggiunta ai cinque impianti fotovoltaici pilota collegati alla rete, installati e monitorati, il progetto prevede anche attività di formazione.

5.2 Affidabilità della rete elettrica pubblica in Nepal

5.2.1 Load-shedding

Il potenziale di produzione centralizzata idroelettrica in Nepal è estremamente elevato, ma le condizioni di povertà del paese non ne permettono lo sfruttamento. Durante l'anno fiscale 2013/2014 il consumo globale di energia elettrica è stato di 4'631.51 GWh, corrispondente al 78.4% della domanda totale stimata. Di questi, 3'559.28 GWh (il 76.8% del consumo totale) sono stati prodotti nel paese mentre 1'072.23 GWh (23.2%) sono stati importati dall'India. La dipendenza dall'India è ulteriormente aumentata, togliendo ulteriori risorse economiche al paese.

La produzione locale era così suddivisa: 1'258.94 GWh (35.4%) dai IPP (Independent Power Producers), e i rimanenti 2'300.34 GWh (64.6%) sono stati prodotti dalle centrali di NEA (Nepal Electricity Authority), di cui il 99.6% consiste di impianti idroelettrici.

Da notare che ben il 25% dell'energia prodotta o importata è persa nelle parti tecniche (trasformatori, linee di distribuzione, ecc.) e non-tecniche (furti, errori, ecc.). Di queste perdite totali il ~19% sono nel sistema di distribuzione, il ~ 5% nel sistema di trasmissione e circa il 1% nel sistema di generazione [4].

Negli ultimi 5 anni il numero di utenti allacciati alla rete è cresciuto di 1 milione, raggiungendo i 2.5 milioni di utenze domestiche collegate. Durante il medesimo periodo il consumo domestico è aumentato del 50% e rappresenta il 43% delle entrate finanziarie di NEA.

Il costo dell'energia fissato per l'utente finale, non riesce però a coprire le spese sostenute da NEA e di conseguenza lo stato è costretto a finanziare la produzione di energia non potendo/volendo aumentare le tariffe per ragioni politiche.

L'instabilità e l'inaffidabilità della rete pubblica Nepalese è cresciuta con il crescere dei bisogni degli utilizzatori. A partire dal 2001 è stato introdotto il "load-shedding", interruzioni programmate durante il giorno, dei sette settori della rete pubblica. Nel 2009 il regolare load-shedding durante il periodo secco ha raggiungeva le 20 ore al giorno di mancanza di rete. Le ore di interruzione avvengono a qualsiasi ora della giornata. La durata delle interruzioni varia giornalmente ed è suddivisa in due periodi distinti della

giornata. Il programma delle interruzioni è pubblicato settimanalmente su tutti i quotidiani e su internet.

Nel corso del 2014 il load-shedding oscillava tra le 7 ore totali giornaliere del periodo delle piogge (estate) e le 12 ore totali giornaliere nel periodo stagionale secco (inverno).

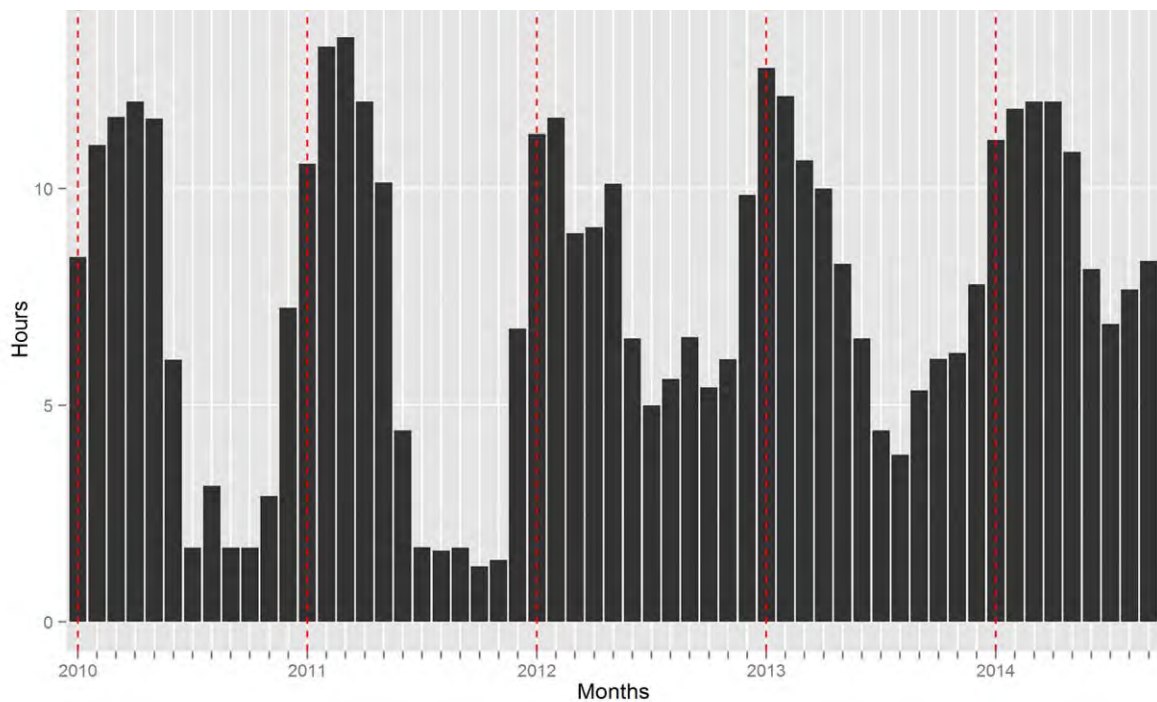


Figura 24: medie mensili di load-shedding [ore al giorno] (2010-2014).

La Figura 24 illustra la media mensile delle ore giornaliere di load-shedding (<http://www.yalamandu.com/>) dove si può notare che malgrado la diminuzione delle ore giornaliere di assenza della rete elettrica, il minimo annuale è aumentato e raramente andava sotto le 5 ore giornaliere di mancanza della rete durante il periodo delle piogge in estate.

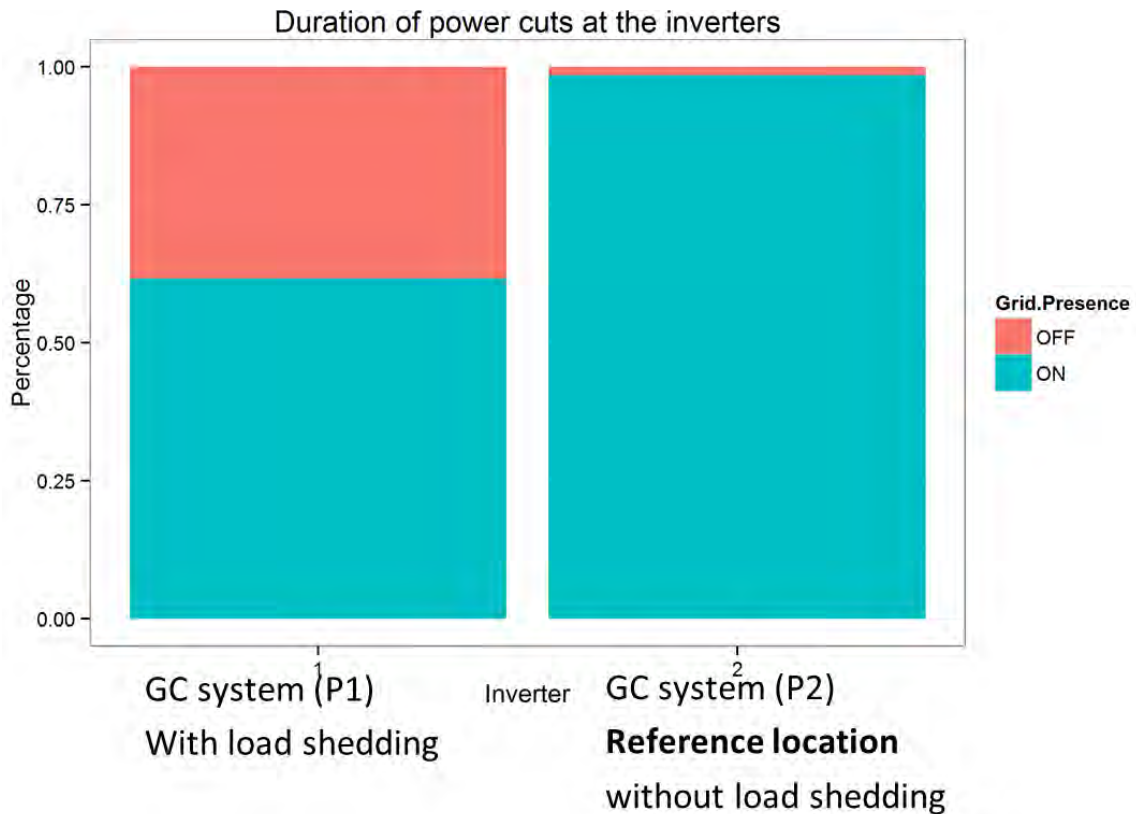


Figura 25: Durata delle interruzioni di corrente nei sistemi GC PV in P1 (a sinistra) e nel sistema di riferimento in P2 (a destra).

Annualmente le interruzioni causate dal load shedding e da blackout non programmati, hanno avuto una durata del 38.1% del tempo (misura effettuata presso la località P1, CES/IOE Tribhuva University). Mentre nella stazione di riferimento sono avvenuti unicamente 3 eventi lunghi e 33 eventi di interruzione corti.

Durante il periodo del monzone, le piogge permettono una migliore produzione idroelettrica. Tuttavia le centrali idroelettriche nepalesi sono per la maggior parte a filo d'acqua o con capacità di accumulo ridotto (da 4 a 20 ore). Di conseguenza l'unica diga disponibile in Nepal non riesce ad fornire l'energia di accumulo necessaria nella stagione secca e già nel novembre di ogni anno il load-shedding giornaliero aumenta (Figura 26).

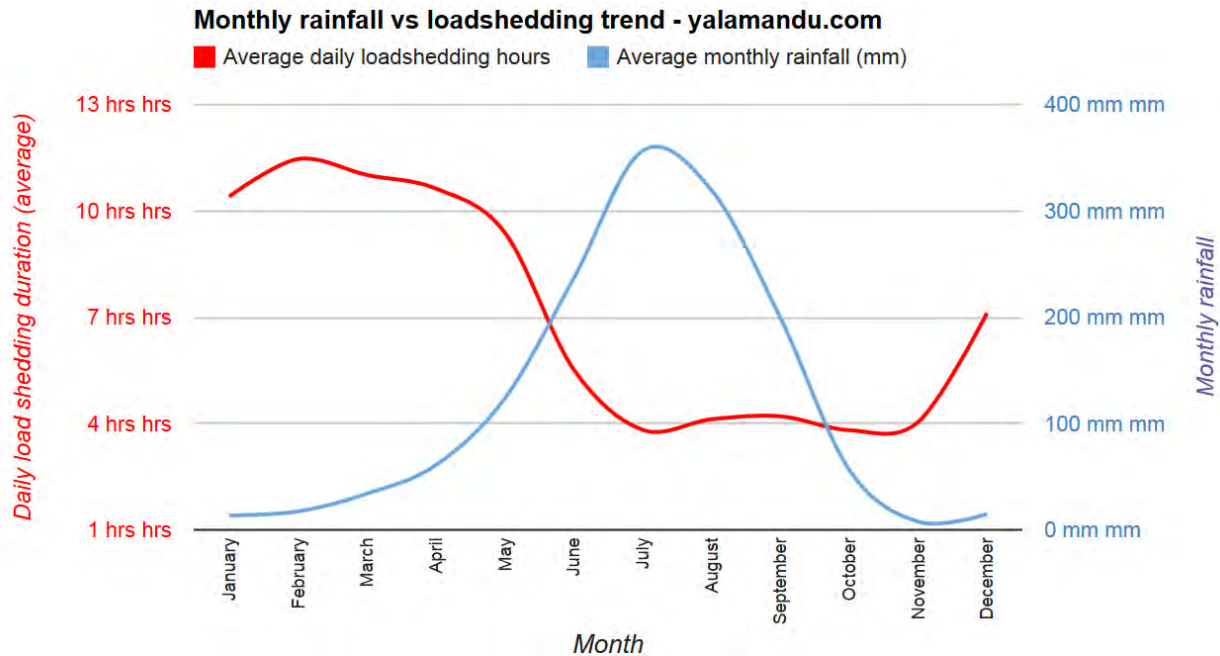


Figura 26: durata del load-shedding giornaliero e piovosità mensile in un anno (fonte: yalamandu.com)

5.2.2 Utilizzo di caricatore-batteria-inverter

Con l'aumentare del load-shedding le utenze cercano altri mezzi per sopperire alla mancanza della rete, mezzi che purtroppo spesso non fanno che aumentare le problematiche energetiche e la povertà del paese. Uno dei metodi più diffusi è l'utilizzo di caricatori – batterie - inverter. Quando la rete è presente l'utente preleva dalla rete energia da accumulare in batterie stazionarie. Con semplici convertitori DC/AC (inverter) l'energia è utilizzata nelle ore di solito serali.

Gli apparecchi utilizzati sono spesso estremamente economici ma nel contempo poco efficienti. Il rendimento stimato dei caricatori da rete è di ca. 80%. Le batterie, di durata limitata (2-3 anni) e spesso non adeguatamente controllate, hanno un rendimento non superiore al 80%. Il convertitore AC/DC di bassa gamma ha in media un rendimento del 85%. Di conseguenza il rendimento globale non supera il 55% dell'energia prelevata al punto di prelievo ($\eta = 0.8 \cdot 0.8 \cdot 0.85 = 54.4\%$). Globalmente, per ogni kWh di energia utilizzato con un sistema caricatore-batteria-inverter, NEA deve produrre 2.45 kWh considerando anche le perdite di rete (25% nel 2014). Un aumento dell'uso inefficiente di caricatori-batterie-inverter crea un circolo perverso aumentando le ore di mancanza di rete e aumentando le spese del governo che deve finanziare NEA.

Per questo motivo il governo ha proibito l'uso di questo sistema, che tuttavia rimane diffuso, anche tra i parlamentari stessi.

In questo anno fiscale (2014/2015), il governo del Nepal ha annunciato il sostegno ai sistemi fotovoltaici stand-alone anche in ambito urbano e per la conversione degli impianti caricatore-batteria-inverter. Fino ad erano accordati dei sussidi solo in ambito rurale nelle zone non raggiunte dalla rete elettrica pubblica. Il nuovo sussidio in ambito urbano sostiene le installazioni da 100Wp a 200Wp con un contributo unico di 5'000 NRs, e un sostegno unico di 8'000 NRs per gli impianti con potenza superiore a 200Wp, ma solo per un massimo di 25'000 utenze (<http://www.aepc.gov.np/urbansolar/>). In questo modo gli utenti prelevano meno energia dalla rete non caricando ulteriormente il sistema elettrico.

Tuttavia, fino ad ora, non erano previsti sussidi di alcun genere agli impianti solari fotovoltaici collegati alla rete. Nella formulazione di regole di System Design per il sussidio in ambito urbano è solamente inserita l'indicazione di inserire un "prioritizer" in grado di rendere prioritario il solare rispetto alla rete in un rapporto del 60%. Non si evita

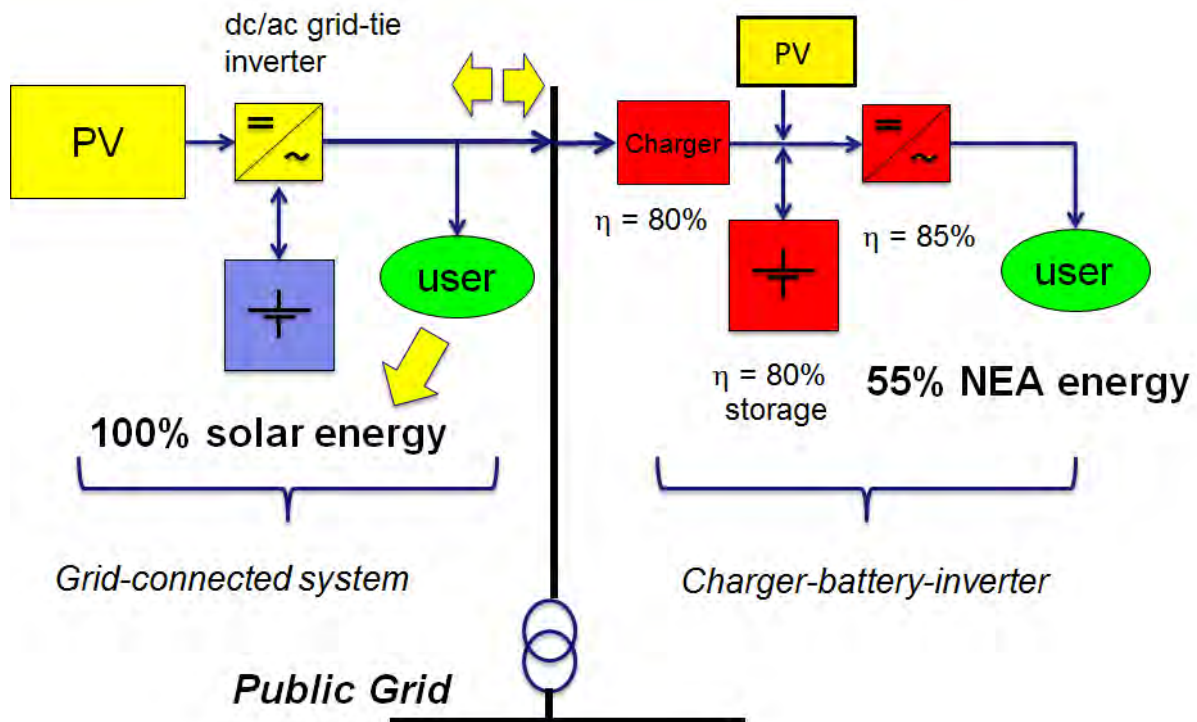


Figura 27: schema a blocchi di un sistema caricatore-batteria-inverter (a destra) con, in giallo, i moduli con caricatore solare stand-alone, e a sinistra un sistema solare fotovoltaico collegato alla rete con batterie di back-up come nella installazione realizzata in P3.

In confronto un sistema collegato alla rete, anche di piccola potenza, per esempio con microinverter da 250W, non genera un sovraccarico della rete pubblica ma può contribuire alla produzione globale di energia immettendola nella rete quando la batteria è già carica. Quindi contribuisce a diminuire le ore di mancanza di rete (load-shedding).

5.3 Sporcizia (Soiling)

Kathmandu, la capitale del Nepal, è una città polverosa ed inquinata. Sui lati della ring-road, la strada che circonda Kathmandu, una fascia sterrata permette la circolazione di mezzi e persone che così facendo sollevano la polvere. Le strette strade del centro non sono completamente asfaltate e la polvere è presente ovunque. Il problema della sporcizia sui moduli PV risulta molto più problematico che non nella maggior parte delle città in Europa.



Figura 28: polvere sui moduli dell'installazione PV presso l'università (P1).

In un giorno della stagione secca si è proceduto alla pulizia di una parte dell'impianto P2 per effettuare un confronto diretto dell'effetto della polvere depositata sui moduli fotovoltaici.



Figura 29: parte degli impianti in P2 puliti per i test di sporcizia.

Dopo la pulizia dei moduli PV l'impianto presentava un incremento della potenza del +48.3%.

Ciò mostra l'importanza della manutenzione e della pulizia da effettuare sui moduli PV. Durante la stagione secca i moduli dovrebbero essere puliti ogni ca. 2 settimane!

Di conseguenza l'accesso all'impianto deve essere garantito tutto l'anno per effettuare regolarmente la pulizia senza pericolo. I tetti piani delle case di Kathmandu si prestano bene a questa applicazione in quanto vengono sempre sfruttati anche per altre attività.

5.4 Stabilità della frequenza di rete

Il valore standard della frequenza di rete in Nepal è di 50Hz. Generalmente, in Europa, la frequenza di connessione degli inverter fotovoltaici di rete è di 50 ± 0.2 Hz. In seguito l'inverter rimarrà connesso fino a quando la frequenza di rete non esca dai parametri standard limite tra 48.75 e 51.25 Hz.

In ogni impianto la frequenza di rete è stata misurata al POI (Point Of Injection). Nel grafico della Figura 30 è mostrata la misura di frequenza durante un anno completo. Le linee dei limiti standard (NEA) del Grid Code nazionale sono mostrate in verde. I parametri degli inverter (linee rosse) sono stati modificati in modo da sostenere la rete in caso di sovraccarico, cioè quando la frequenza sarebbe bassa. Tuttavia, come si può notare dal grafico, il valore della frequenza non ha un andamento direttamente correlato con il carico di rete.

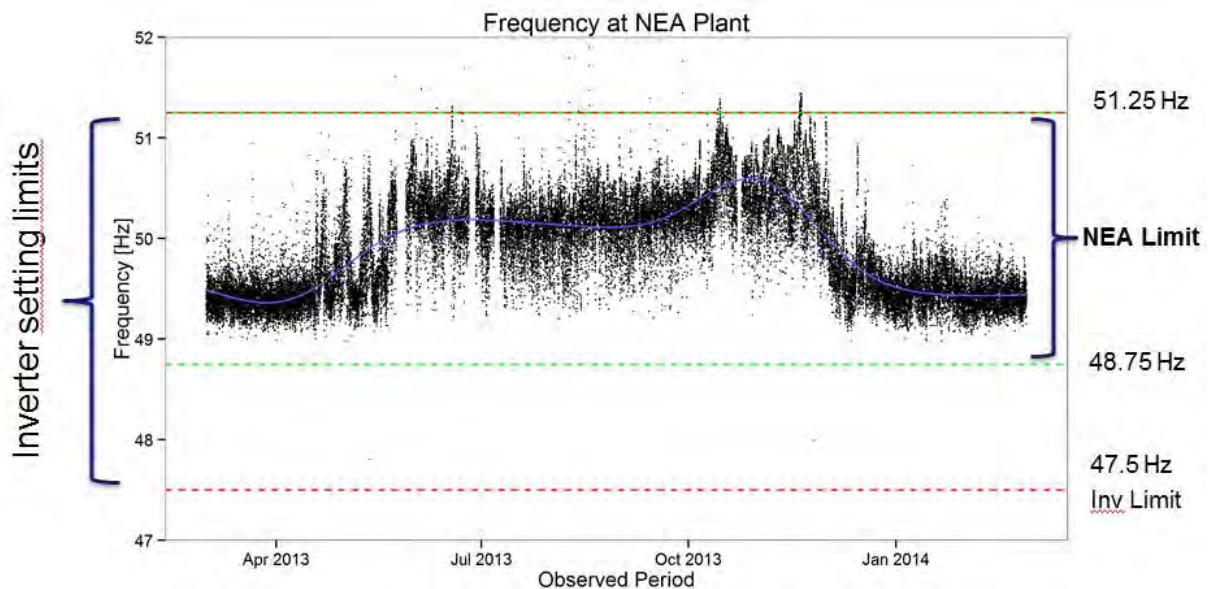


Figura 30: Frequenza di rete misurata al POI degli impianti di riferimento in P2.

Sebbene la frequenza rimanga nei limiti degli standard essa è generalmente poco stabile e per mesi rimane a livelli completamente o superiori o inferiori allo standard 50 Hz (Figura 31). Per questo motivo i limiti di frequenza per la riconnessione di tutti gli inverter nelle tre località, sono stati mantenuti a 51.25 – 48.75Hz.

Si può notare nella distribuzione della frequenza (Figura 31) due picchi di regolazione, a 49.4 Hz e 50.2 Hz rispettivamente.

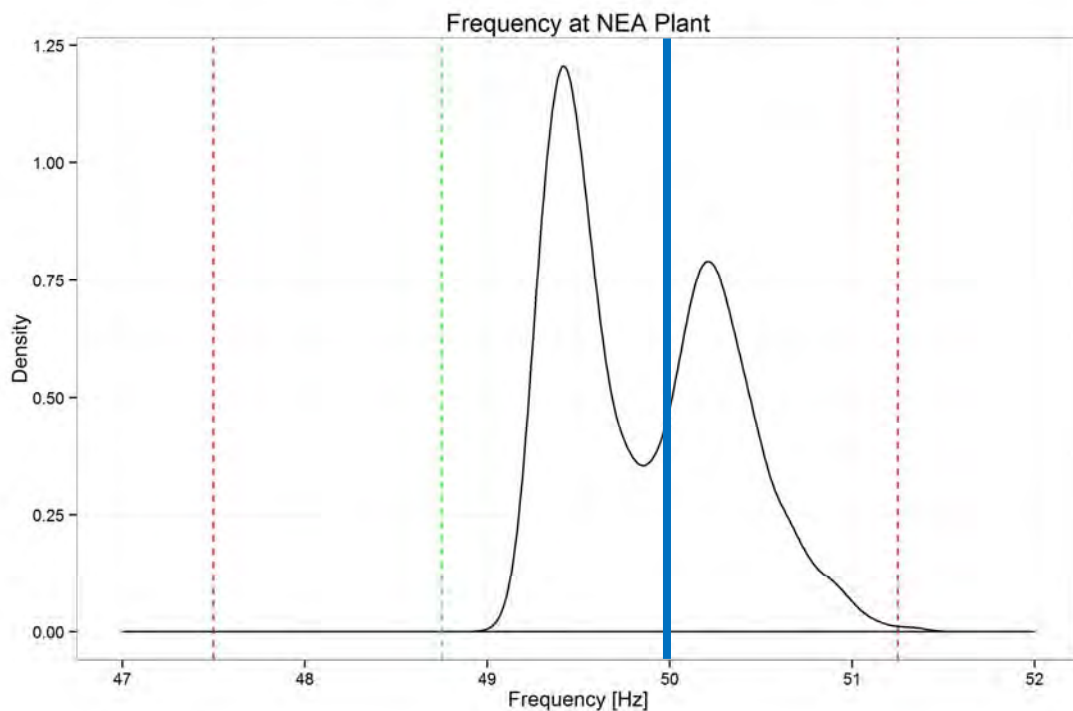


Figura 31: Distribuzione della frequenza durante un anno a Kathmandu, Nepal. In blu: frequenza nominale; in verde: limiti di frequenza standard; in rosso: limiti di frequenza nei setting dell'inverter.

5.5 Stabilità della tensione AC al punto di immissione

La tensione di rete al punto di immissione (POI) è determinata da vari parametri e dipende sia dal tipo di trasformatore e dalle sue caratteristiche, sia dal carico del trasformatore e dalla distanza del POI da esso. Due dei luoghi scelti per le installazioni sono caratteristici di due situazioni tipiche per quanto riguarda la tensione di rete alla presa a Kathmandu mentre il terzo luogo è considerato di riferimento essendo lo stabile direttamente collegato alla centrale di distribuzione di NEA e non soggetto ad interruzioni di rete. La variabilità e i massimi e i minimi della tensione AC al POI sono stati presi in considerazione per determinare i parametri da inserire nei setting degli inverter. Come principio di base si è scelto di sostenere la rete in tensione permettendo l'immissione anche in presenza di tensioni basse, ma mantenendo un grado di sicurezza alla disconnessione automatica sufficientemente alto.

Quando la rete è presente la tensione presso l'impianto al CES/TU (P1) è abbastanza stabile (Figura 32). Il trasformatore non è eccessivamente caricato e la tensione rimane nei limiti dello standard di rete.

Si può vedere chiaramente dal grafico la riduzione della tensione AC misurata, fuori dai limiti standard, causata dai frequenti blackout programmati e non programmati. Da notare che i valori di misura sono medie sui 10 min e durante le transizioni ciò risulta in tensioni più elevate.

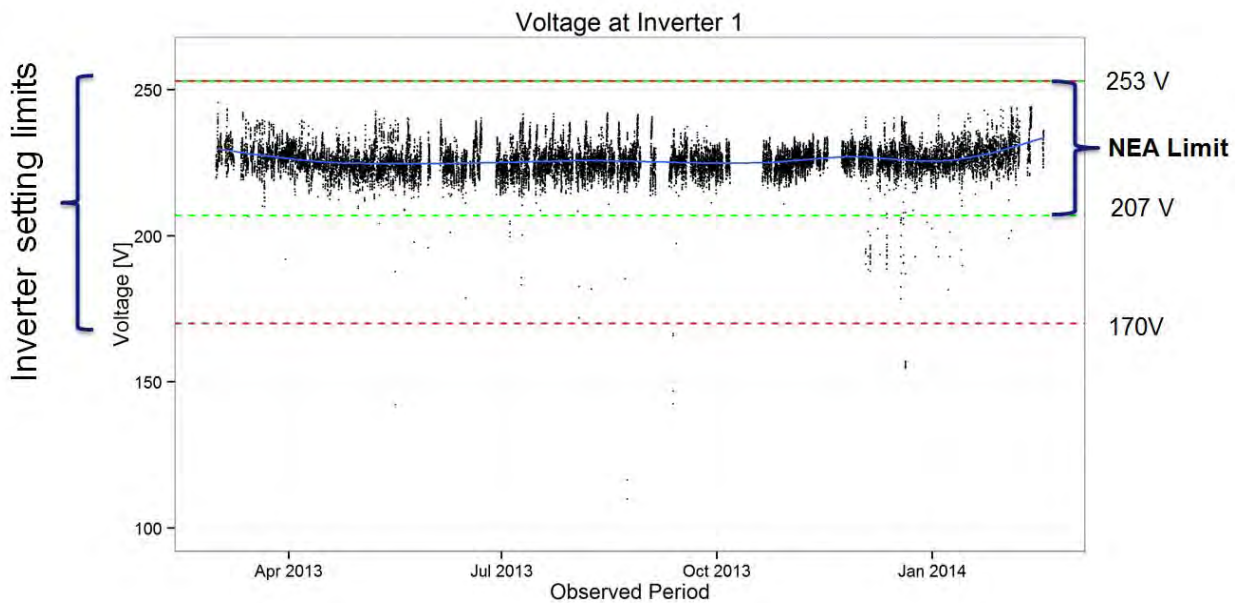


Figura 32: Tensione di rete al POI dell'impianto P1, CES/IOE, Tribhuvan University.

Al POI dei tre impianti collegati presso la centrale di distribuzione del Nepal Electricity Authority di Min Bhavan, la tensione è più stabile e nel corso dell'anno varia poco (Figura 33). Essa è tuttavia inferiore al valore standard di 230Vac, e mediamente è di 214.2Vac.

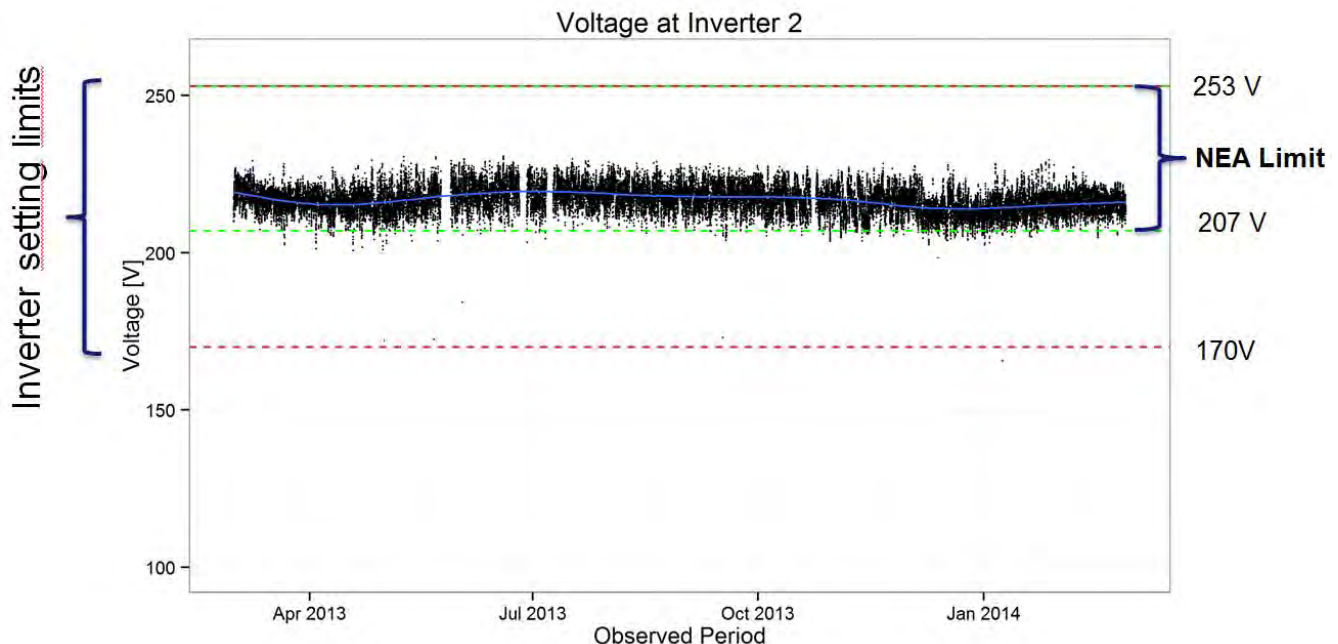


Figura 33: Tensione di rete al POI dell'impianto P2, località di riferimento, NEA, Min Bhavan Office.

Spesso la tensione AC risulta inferiore ai limiti standard ma tuttavia sempre nei parametri definiti per gli inverter che quindi hanno la possibilità di continuare ad immettere in rete.

Il grafico seguente (Figura 34) riporta la statistica della variazione giornaliera di tensione al POI degli impianti di riferimento in P2. Si può notare come l'immissione di energia da parte degli impianti PV collegati alla rete (3 x 1.1 KWp) non influenza minimamente la tensione di rete.

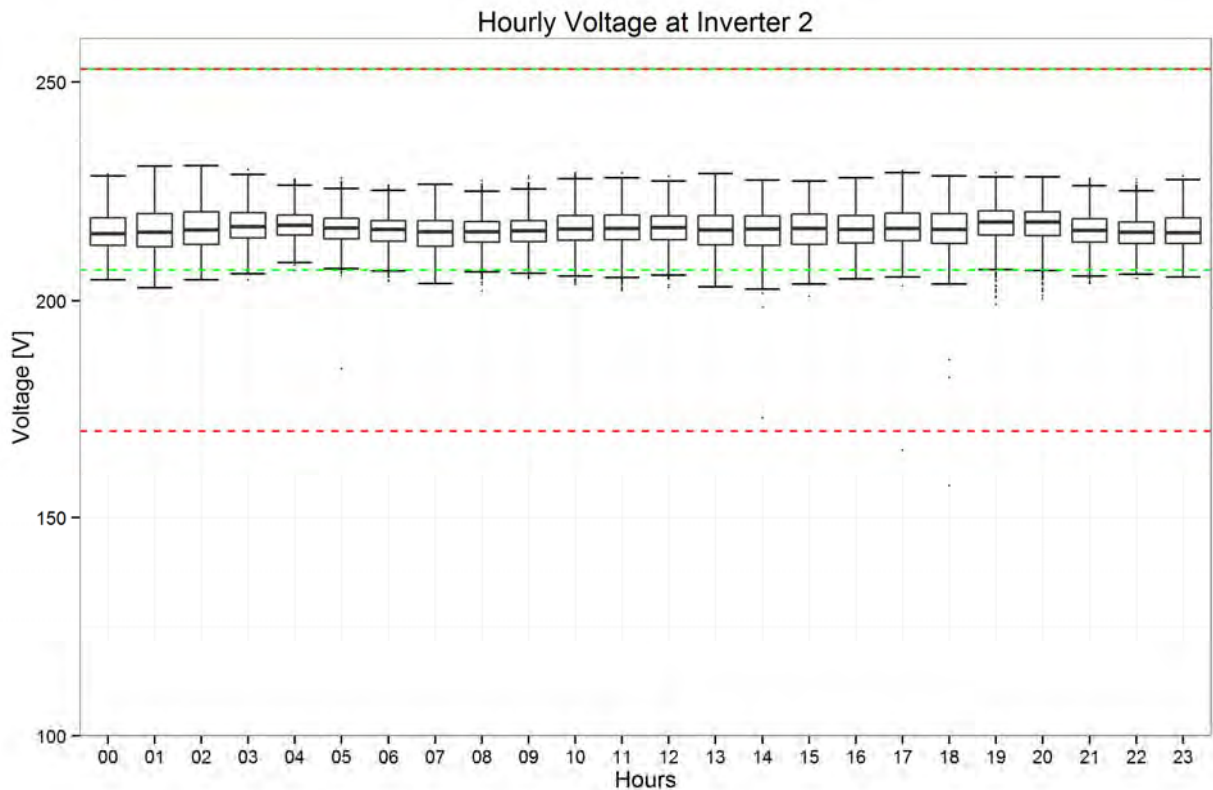


Figura 34: distribuzione giornaliera della tensione al POI degli impianto GCPV in P2 (NEA).

La tensione AC presso la terza località risulta molto più problematica rispetto alle prime due. Lo stabile si trova nella periferia di Kathmandu, a Imadol, distretto di Lalitpur, a notevole distanza da un trasformatore già sovraccarico in una zona dove le perdite di rete sono importanti.

Si può vedere nel grafico in Figura 35 la tensione misurata al punto di immissione dell'inverter (non dello stabile) nel corso di un intero anno. Durante il periodo invernale la tensione AC è chiaramente fuori dai parametri possibili per l'inverter installato (valore minimo selezionabile: 170Vac). La variabilità, come vedremo in seguito, è elevata durante tutto l'anno.

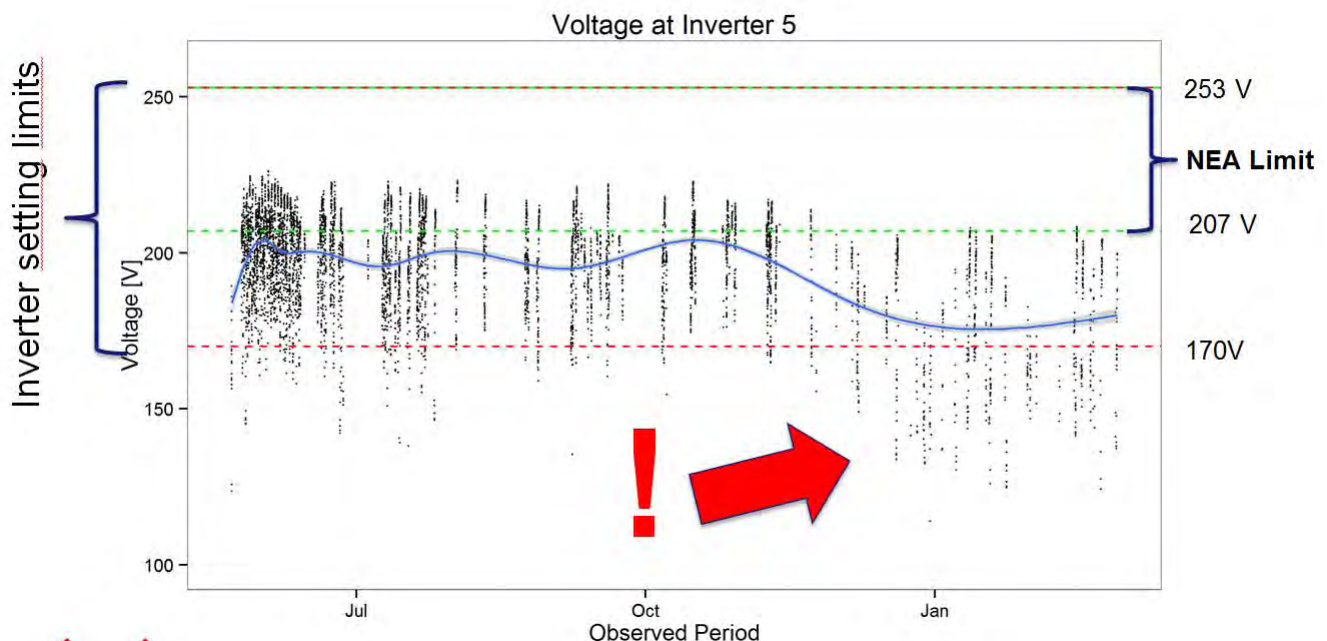


Figura 35: Tensione di rete al POI dell'impianto P3, Imadol, RIDS-Nepal Office.

In particolare si può notare come mai durante l'anno la tensione raggiunga i valori massima, ma anzi rimanga vicino o sotto il valore minimo standard di rete. Anche in estate, durante il periodo delle piogge, la tensione può risultare essere sotto i limiti dell'inverter.

Analizzando la distribuzione mensile della tensione (Figura 36) si nota che durante i mesi invernali l'inverter ha minor possibilità di immettere l'energia in rete.

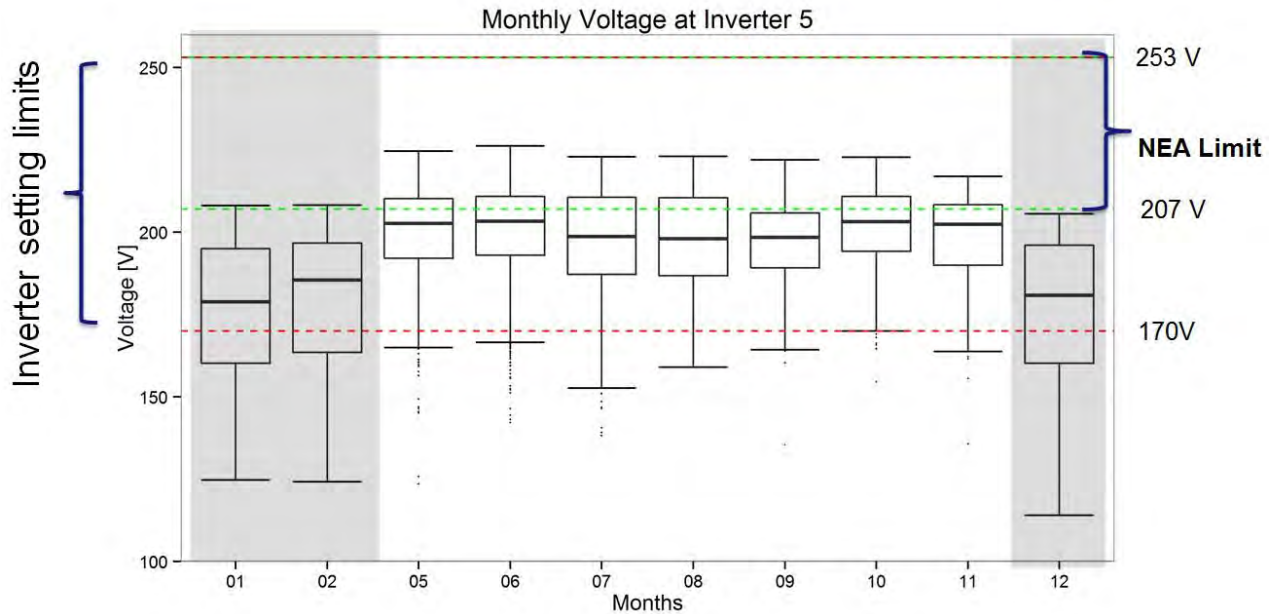


Figura 36: distribuzione mensile della tensione (P3 – RIDS Nepal).

Mediamente, nel corso dei tre mesi invernali, la tensione è inferiore al limite dell'inverter per il 37% del tempo, mentre nelle installazioni in P1 e P2 la tensione rimane quasi al 100% sopra il livello minimo delle norme NEA di tensione di rete. La Figura 37 mostra la distribuzione cumulata delle tensioni nelle tre località prese in esame. La situazione critica della rete nelle regioni periferiche e in località discoste ma collegate alla rete mostra chiaramente come un sistema fotovoltaico collegato alla rete necessita di un accumulo locale sia in caso di mancanza totale della rete, ma anche in caso di condizioni di tensioni non accettabili dall'inverter o per la sicurezza degli operatori di rete. Infatti non è consigliabile per ragioni di sicurezza diminuire ulteriormente la tensione di immissione minima dell'inverter.

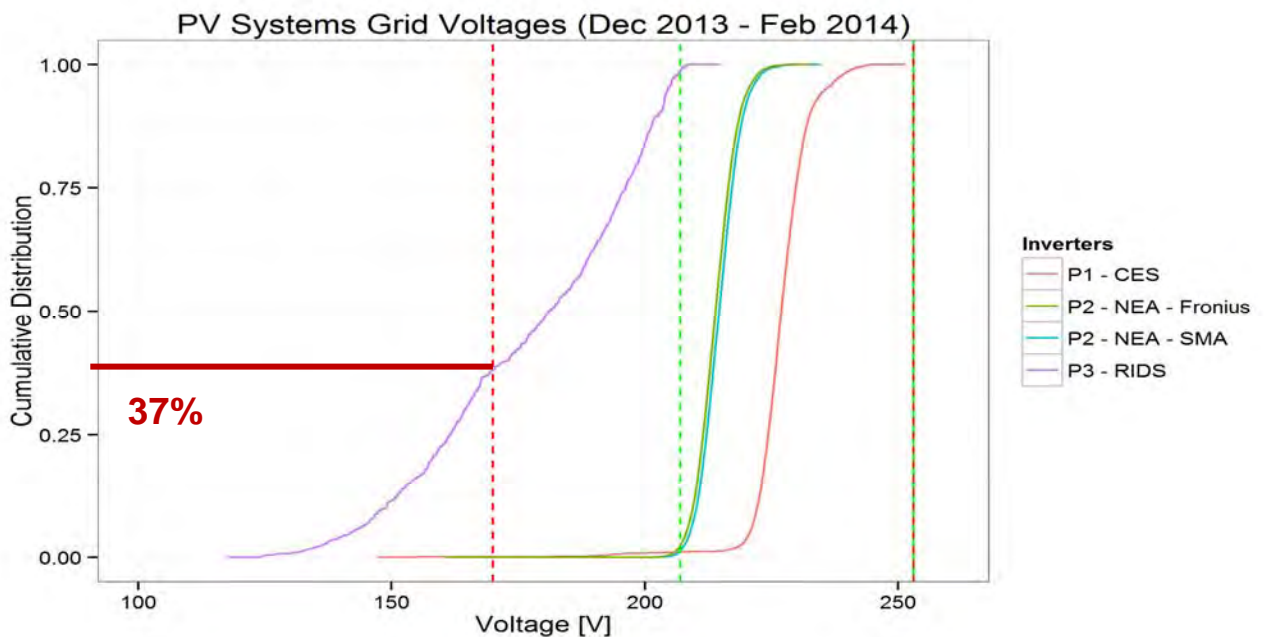


Figura 37: Voltage cumulative distribution (Dec 2013 – Feb 2014)

Nella situazione critica ad Imadol (P3) la tensione, contrariamente che in P1 e P2, è influenzata pure dalla potenza immessa in rete. Non è stato possibile misurare la tensione al punto di connessione dello stabile ma solo al punto di immissione dell'inverter, di conseguenza le tensioni riportate nel grafico seguente (Figura 38) sono influenzate dall'impedenza tra il POI e il collegamento dello stabile.

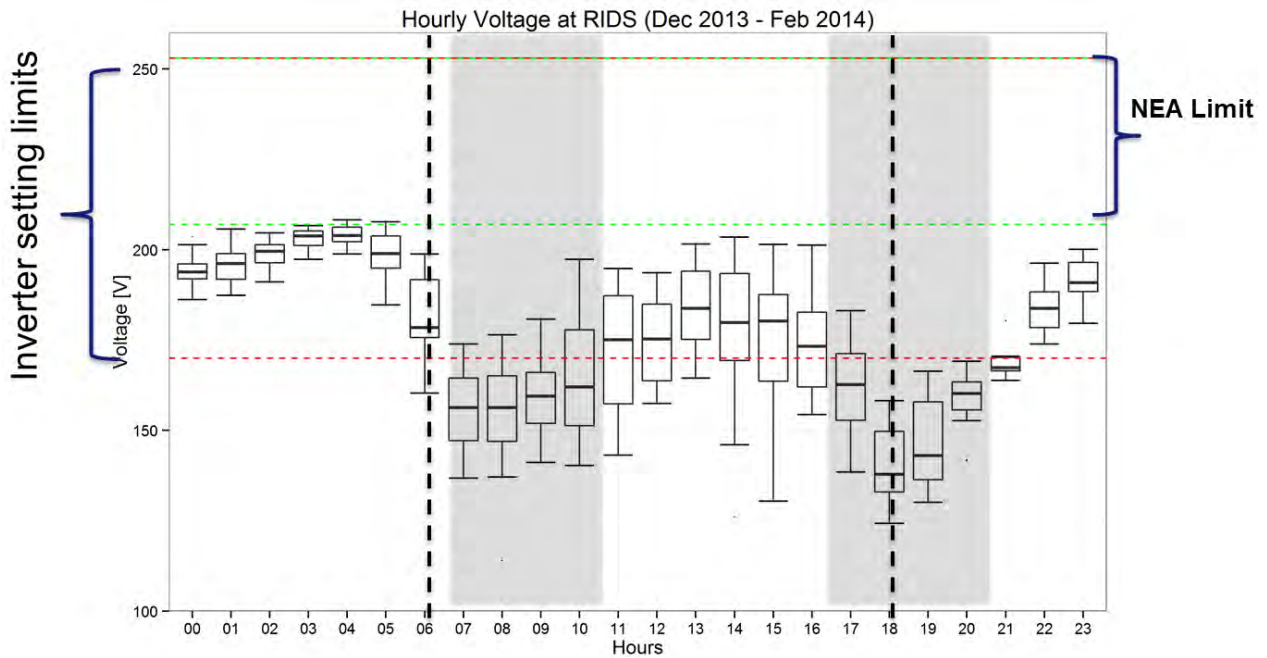


Figura 38: tensione media oraria durante l'inverno in P3 (linee verdi: limite standard NEA; in rosso: limiti dell'inverter).

Il profilo di carico a livello residenziale ha un massimo giornaliero durante le ore serali e un picco minore durante le ore mattutine. Nella Figura 38 si può osservare la distribuzione giornaliera della tensione al POI dell'impianto P3, dove si può notare come il 50 percentile della tensione si riduca sotto i 170Vac durante le prime ore della giornata (in grigio). In seguito, con l'immissione in rete di potenza proveniente dall'impianto solare fotovoltaico come pure dalla diminuzione di consumi sulla rete, la tensione aumenta per arrivare al 50 percentile sopra i 170Vac. Durante le ore serali, in coincidenza con il picco di consumo (in grigio), la tensione riscende sotto la tensione minima di soglia dell'inverter, quando però il sole sta oramai tramontando (linee tratteggiate: alba e tramonto medio).

Malgrado l'immissione in rete durante le ore di massimo irraggiamento e dopo aver caricato le batterie, la tensione al POI rimane al disotto dei limiti standard NEA.

Questa situazione di debolezza della rete è comune in molti parti del paese e non migliorerà con l'immissione di energia solare. In un contesto con un'alta percentuale di impianti di produzione decentralizzata la situazione potrebbe pure portare a tensioni di lavoro troppo elevate. In tutti questi casi un miglioramento della struttura della rete risulta necessario.

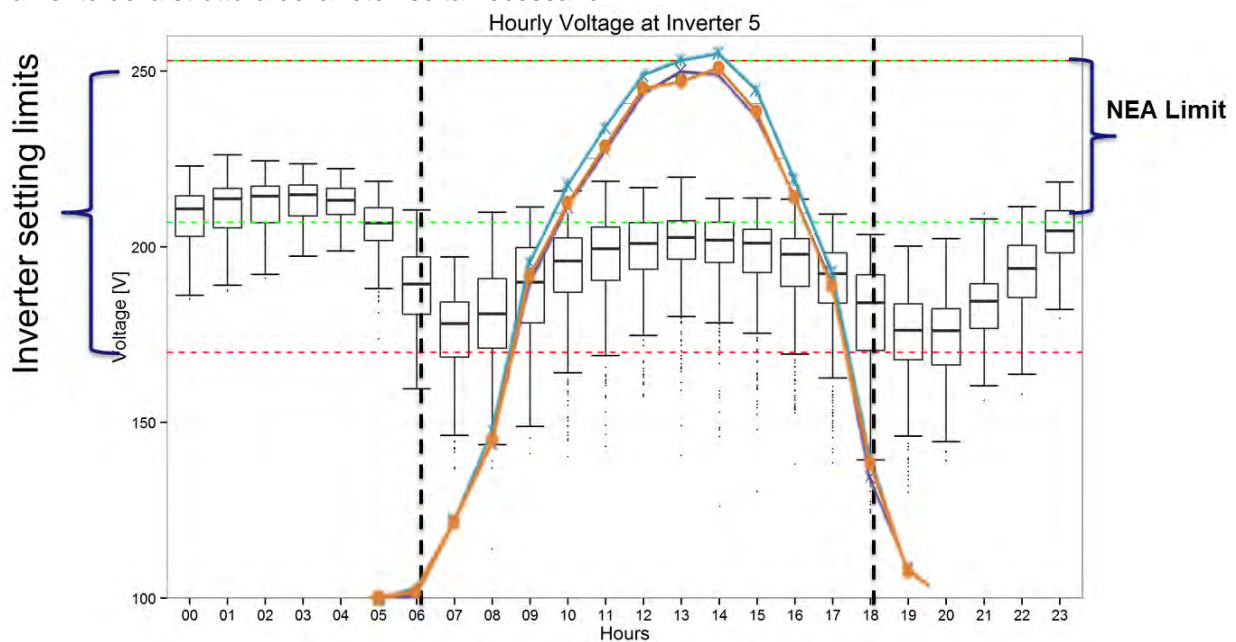


Figura 39: tensione media oraria in un anno in P3 e produzione normalizzata media.

L'evoluzione della tensione al di sotto dei limiti standard NEA non è solo problematica in inverno, ma si manifesta durante tutto l'anno (Figura 39). La variazione media della tensione durante le ore diurne, in corrispondenza della produzione solare, varia di ca. 40Vac.

Un sistema micro-rete (micro-grid) residenziale decentralizzato come quello installato ad Imadol permette di ovviare a parte delle problematiche di fabbisogno di energia e di rete debole migliorando le condizioni di vita alle periferie della rete e permettendo la creazione di commerci senza dover far capo a generatori diesel costosi. Una micro-rete residenziale permette di ottimizzare la gestione dell'energia in un contesto di rete debole e inaffidabile:

- Nella prima fase della giornata l'energia solare fotovoltaica carica le batterie (modalità con priorità solare) utilizzate alla sera e/o in mancanza della rete pubblica..
- Durante le ore del giorno una parte dell'energia è utilizzata dai consumatori e il sovrappiù è immesso nella rete pubblica.
- In presenza della rete, gli inverter (fotovoltaico GC e bidirezionale di batteria) funzionano come sorgenti di corrente, sostenendo la rete e aumentando la tensione localmente.
- Nella configurazione in P3 l'energia nelle batterie non è mai immessa nella rete pubblica ma utilizzata esclusivamente durante i periodi di mancanza di rete.
- In mancanza della rete pubblica l'inverter bidirezionale di batteria regola la tensione a 230Vac formando una rete autonoma (stand-alone) mentre l'inverter GC continua a funzionare normalmente all'interno della micro-rete.
- L'inverter fotovoltaico GC è normalmente configurato per immettere unicamente potenza attiva ($\cos\phi = 1$), ma può essere in futuro configurato per immettere potenza reattiva in modo da sostenere la tensione di rete localmente.

Questi effetti aumentano l'affidabilità e la qualità della rete a livello di utente. Nella Figura 40 è mostrata la tensione media oraria in percentile in confronto con l'insolazione e la produzione oraria di energia sottraendo l'energia necessaria per la ricarica delle batterie nella prima fase della giornata.

Nel grafico non è riportata la tensione durante i periodi di load-shedding quando la tensione è determinata dall'inverter di batteria e fissata a 220Vac.

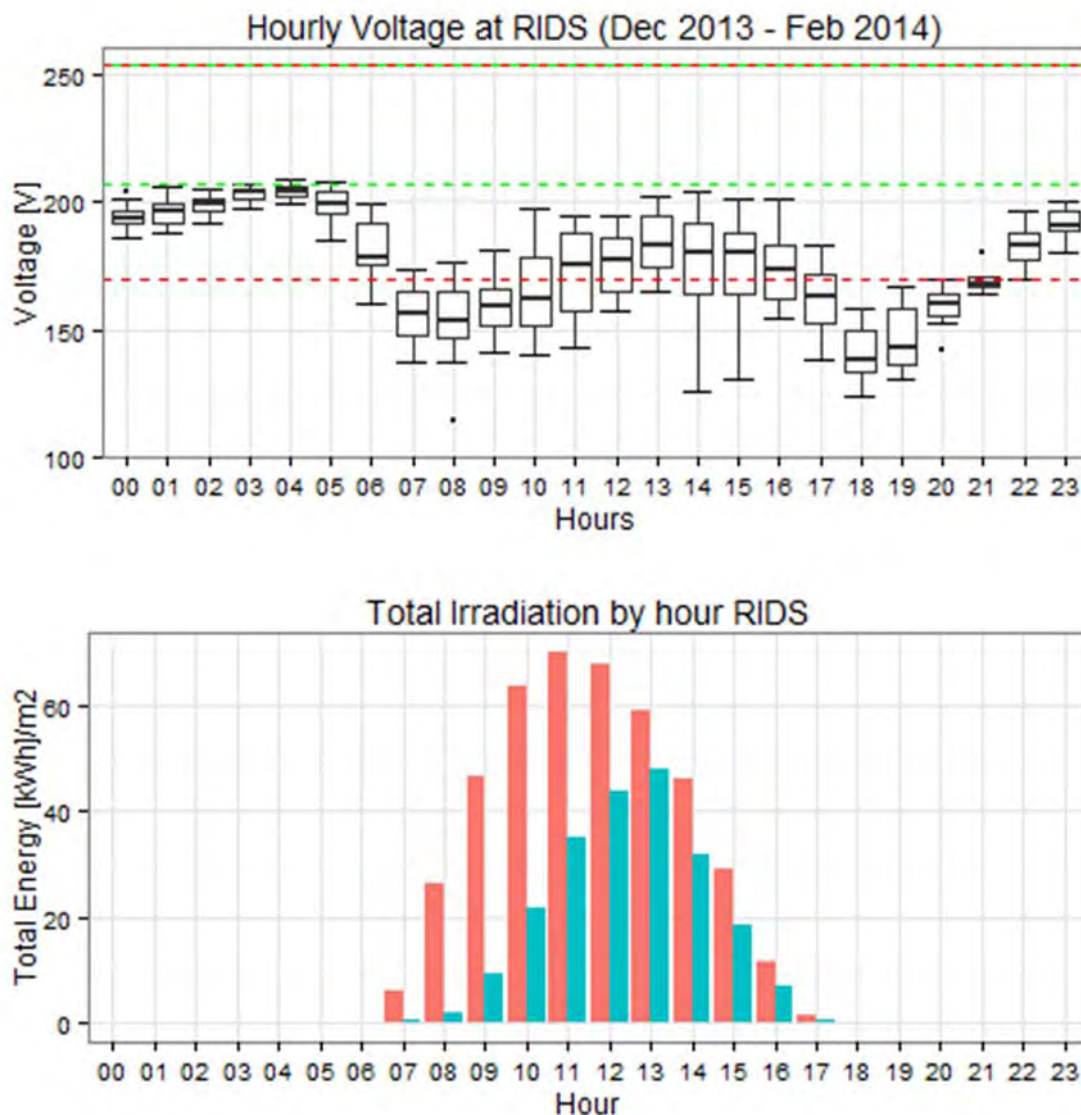


Figura 40: tensione media oraria invernale (grafico superiore) verso insolazione e produzione oraria immessa in rete.

5.6 Setting degli inverter fotovoltaici collegati alla rete

Le variazioni di frequenza e tensione mostrate nei capitoli precedenti sono stati considerati nella scelta della proposta di configurazione dei parametri degli inverter fotovoltaici connessi alla rete pubblica nepalese.

Le condizioni di instabilità, debolezza e inaffidabilità della rete non permettono di utilizzare i parametri standard nazionali della rete come viene fatto in tutti i paesi europei. I limiti devono permettere di sostenere la rete e migliorarne la qualità.

I limiti di frequenza per la riconnessione sono definiti in modo da permettere l'immissione anche nei periodi costantemente sopra o sotto i livelli standard di frequenza. La frequenza non è un parametro affidabile per definire il carico sulla rete globale e la funzione di regolazione della potenza in funzione della frequenza deve essere disabilitato ($P(f)$).

Il limite inferiore di tensione è definito in modo da permettere l'immissione in rete anche in caso di rete molto debole. Non tutti gli inverter hanno la possibilità di funzionare con tensioni inferiori a 180V. L'esperienza ha mostrato tuttavia che tensioni inferiori ai 150Vac sono possibili e l'immissione decentralizzata di potenza in rete può essere effettuato unicamente con inverter idonei.

Nuovi parametri di settaggio per inverter fotovoltaici collegati alla rete in Nepal:

- Tensione AC massima: 253 V
- Tensione AC minima: 170 V
- Limite superiore per riconnessione: 51.25
- Limite inferiore per riconnessione: 47.75
- Ritardo di riconnessione (Reconnection delay): 15 s

I moderni inverter permettono di essere configurati secondo le norme di vari paesi. In particolare le norme tedesche impongono un derating in funzione della potenza massima, questa funzione in Nepal deve essere disinserita.

5.7 Condizioni climatiche

Il Nepal è situato nella fascia ideale di 30° Nord di latitudine denominata "Solar Belt". La media decennale di insolazione su piano orizzontale è stimata a $H_o \cong 1950 \text{ kWh/m}^2/\text{y}$ (Meteonorm) e a $H_o \cong 1825\text{-}2007 \text{ kWh/m}^2/\text{y}$ (NREL and DSR with Meteosat) a seconda delle fonti [2].

La media mensile misurata durante il periodo del progetto risulta inferiore rispetto alla media decennale, in particolare durante il periodo invernale (Figura 42).

Si deve però considerare che non sempre è stato possibile effettuare la manutenzione dei sensori che andrebbero puliti quasi quotidianamente a causa dell'accumulo di polvere e sporcizia. Ciò risulta evidente nelle misure effettuate in particolare presso gli uffici del centro di distribuzione della NEA a Min Bhavan dove era più difficile garantire una continua manutenzione.

Sul piano inclinato dei moduli, orientati a sud, l'insolazione annuale è normalmente del 13% superiore all'insolazione su piano orizzontale alle condizioni climatiche di Kathmandu. L'insolazione su piano inclinato, misurata con un piranometro, è stata invece di $H_i = 1622 \text{ kWh/m}^2/\text{y}$ (misurata da febbraio 2013 a gennaio 2014) nella località di riferimento. La differenza rispetto alla media decennale stimata è stata quindi del -20%. Mediamente l'insolazione giornaliera sul piano dei moduli è stata di quindi di 4.44 kWh/m^2 . Il sensore presso lo stabile di RIDS-Nepal (P3) ha potuto essere pulito quasi quotidianamente e l'insolazione misurata è stata di 1812 kWh/m^2 , cioè del 10.5% più elevata, ma sempre inferiore ai valori decennali di ca. il 10%.

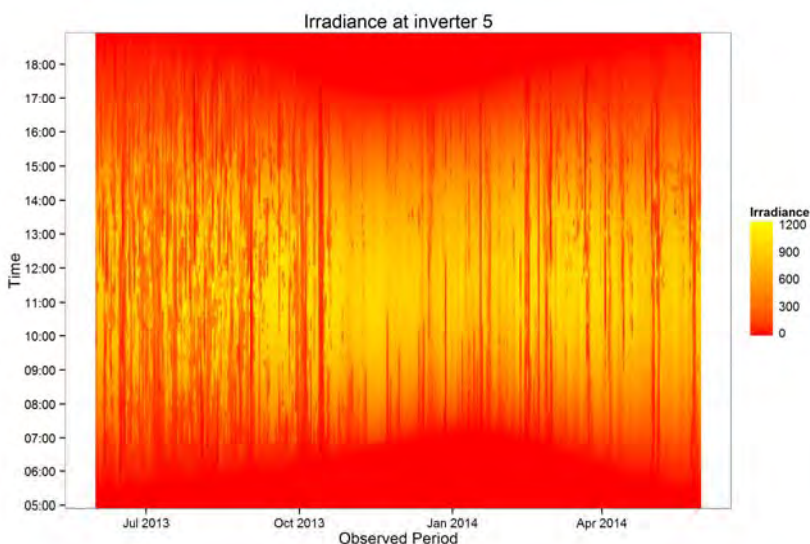


Figura 41: Irraggiamento in P3 in funzione dell'ora giornaliera tra marzo 2013 e febbraio 2014.

In Figura 41 si può notare la stabilità delle condizioni di irraggiamento durante il periodo invernale tra novembre e marzo.

La stabilità delle condizioni climatiche semplifica le previsioni di produzione e permette una migliore gestione della produzione decentralizzata di origine solare fotovoltaica.

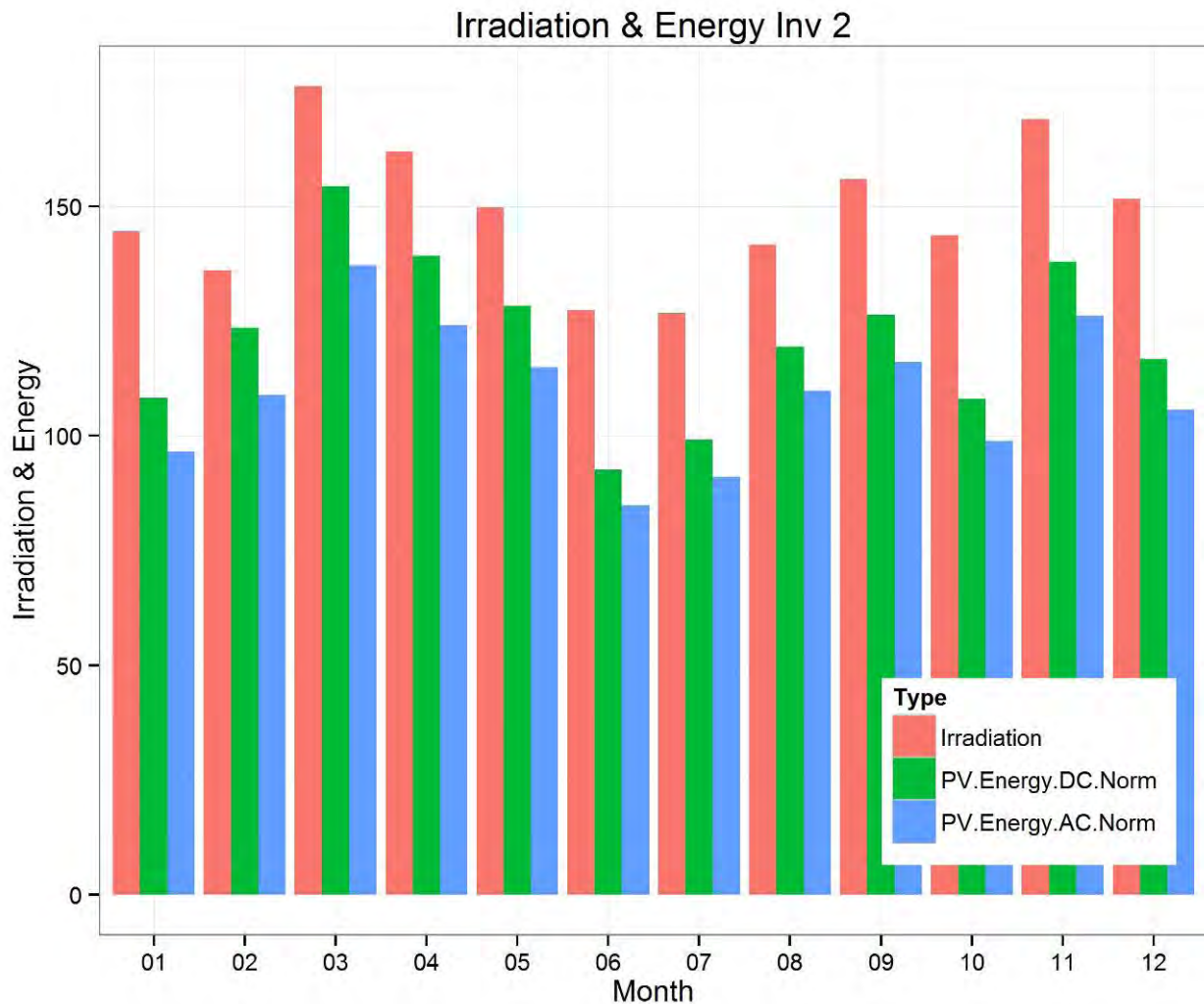


Figura 42: insolazione mensile (kWh/m2) e final yield AC e DC (kWh/kWp) dell'inverter 2 in P2 (NEA).

Gli eventi estremi in Nepal non sono rari e rapidamente le strade si trasformano in torrenti creando non pochi problemi alla circolazione. Pure gli strumenti di una installazione fotovoltaica devono essere dimensionati e protetti da eventi estremi e protetti contro le intemperie (Figura 43).



Figura 43: piogge torrenziali a Kathmandu, Nepal (maggio 2013).

5.8 Produzione di energia senza load shedding (P2)

Negli impianti di riferimento sono stati installati tre tipi di inverter fotovoltaici collegati alla rete. La potenza dei tre campi PV è di 1.11 kW a cui sono stati collegati un inverter SMA SB1200, un inverter Samil SolarRiver 1100TL e un inverter Fronius IG15. Tutti gli inverter hanno funzionato correttamente e un solo guasto si è prodotto per cause ignote all'inverter Samil.

Il PR degli impianti durante i primi mesi di funzionamento si situava tra l'80 e il 90%. In seguito è diminuito (Figura 44, barre verdi) probabilmente a causa della mancata pulizia quotidiana. La diminuzione è determinata soprattutto dalla differente quantità di polvere sulle cupole dei sensori di irraggiamento (piranometri) rispetto a quella sui campi fotovoltaici. La differenza di accumulo di polvere tra i due elementi crea una diminuzione del valore apparente del PR.

La differenza di produzione tra i tre impianti sono dovute essenzialmente alle differenze nelle caratteristiche dei tre inverter e sono limitate al 2.5%. La produzione normalizzata a 1kW in Figura 42 mostra come le perdite di conversione siano limitate e il rendimento dell'inverter SMA elevato. I tre impianti mostrano un comportamento simile.

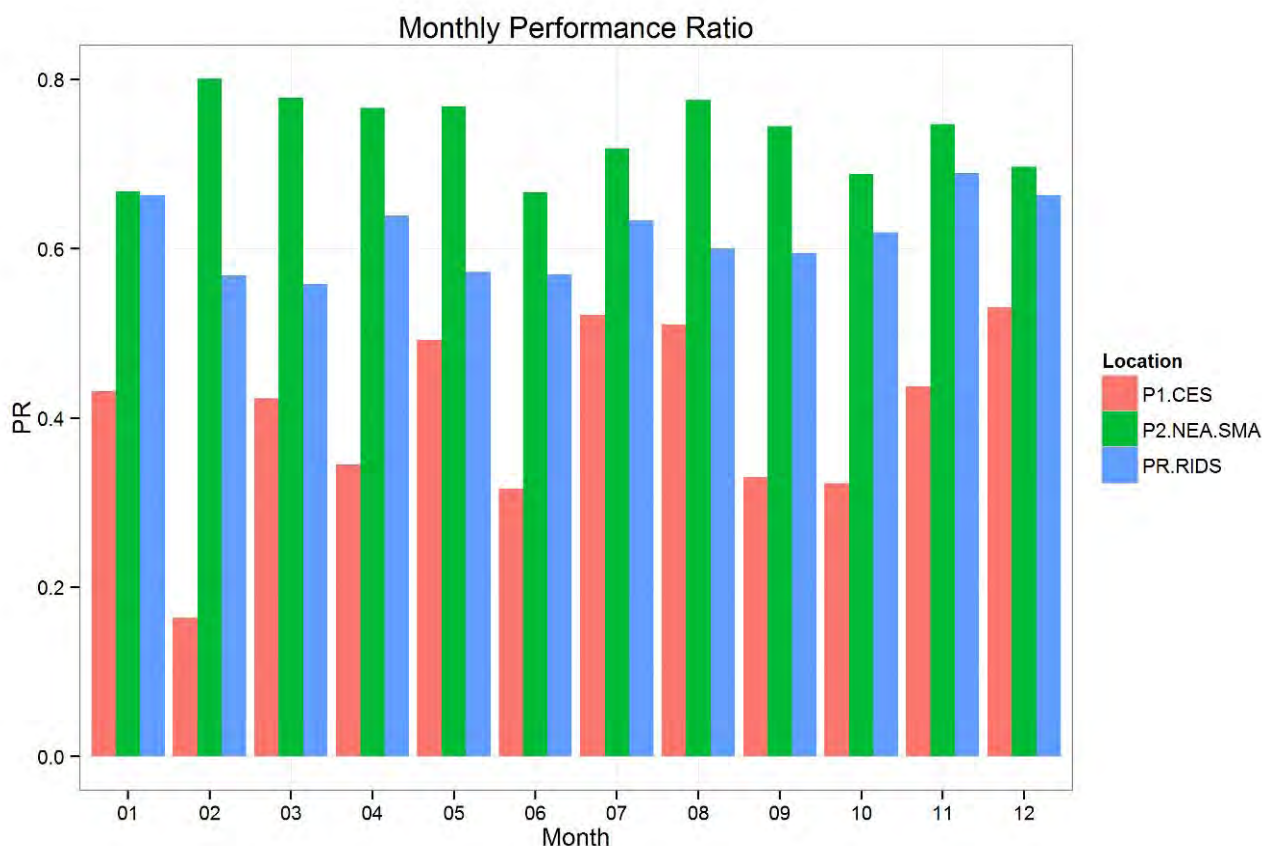


Figura 44: Performance Ratio mensile nelle tre località.

La distribuzione dell'energia prodotta (in bin di 10W) in funzione della potenza d'uscita (Figura 45) riflette, come atteso, un irraggiamento elevato malgrado il periodo delle piogge monsoniche. Il massimo dell'energia è prodotto tra 0.6 e 0.9kW corrispondenti a 700-1000 W/m² di irraggiamento.

Nella scelta degli inverter si privilegerà inverter con rendimenti elevati a potenze elevate. Il rendimento europeo ponderato è nei climi come quello nepalese poco indicativo.

La produzione dell'impianto PV con inverter SMA è stata di 1429 kWh in un anno (febbraio 2013-gennaio 2014). La produzione dell'impianto PV con inverter Fronius è stata di 1441 kWh. Mentre la produzione dell'impianto PV con inverter Samil è stata di soli 1030 kWh a causa di un guasto all'inverter.

La produzione media è stata quindi di **1435 kWh** a fronte di un'insolazione annuale misurata di **1622 kWh/m²**, e quindi il PR annuale apparente è stato del **79.7 %** (febbraio 2013 – gennaio 2014).

Considerando un'insolazione nella media decennale, la produzione annuale risulterebbe di ca. 1600 kWh/kWp.

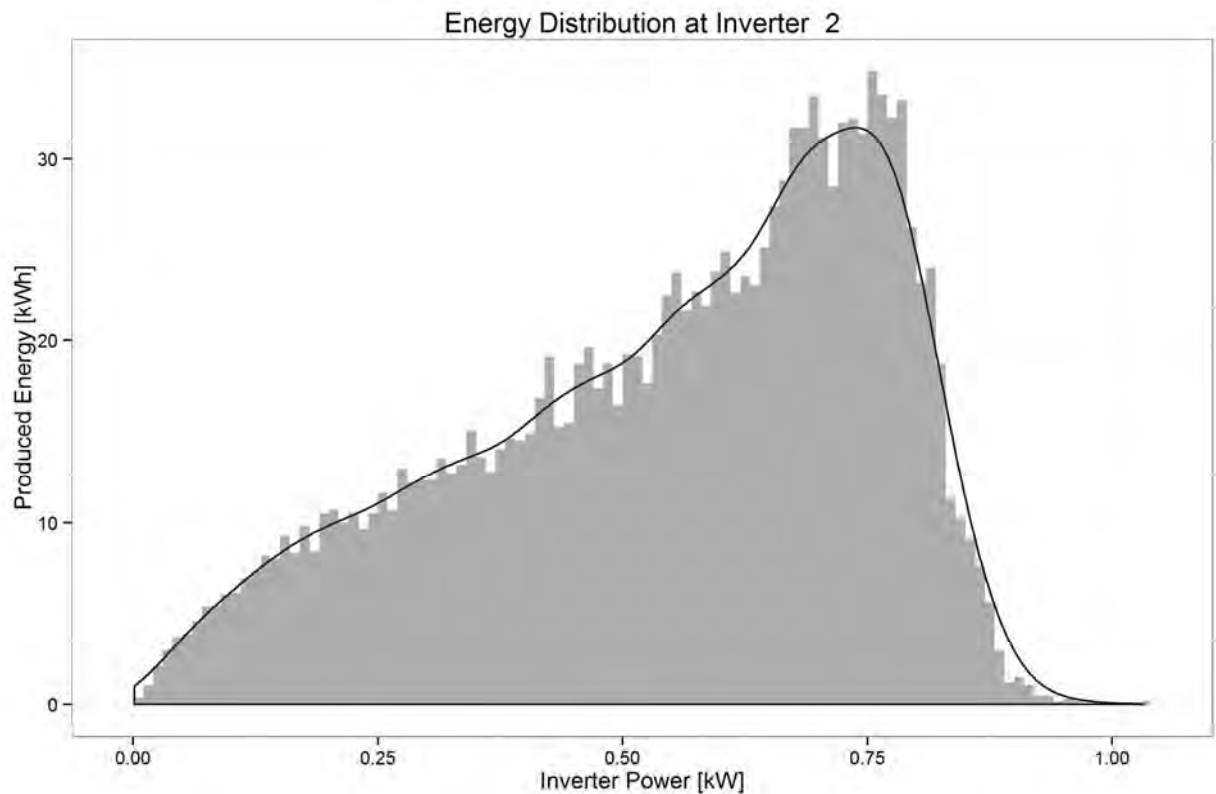


Figura 45: Distribuzione dell'energia (in bin di 10W) in funzione della potenza d'uscita. P2 , località di riferimento NEA Min Bhawan, Kathmandu.

5.9 Produzione di energia in un contesto con load shedding (P1)

Il Sistema fotovoltaico collegato alla rete ubicato press il CES in P1 non dispone di un accumulo locale e può immettere energia unicamente nei momenti senza blackout.

Nel grafico seguente (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**) è mostrata la produzione di energia AC (Yf_ac: final yield) e le perdite dovute alla mancanza di rete, in alcuni mesi del 2013.

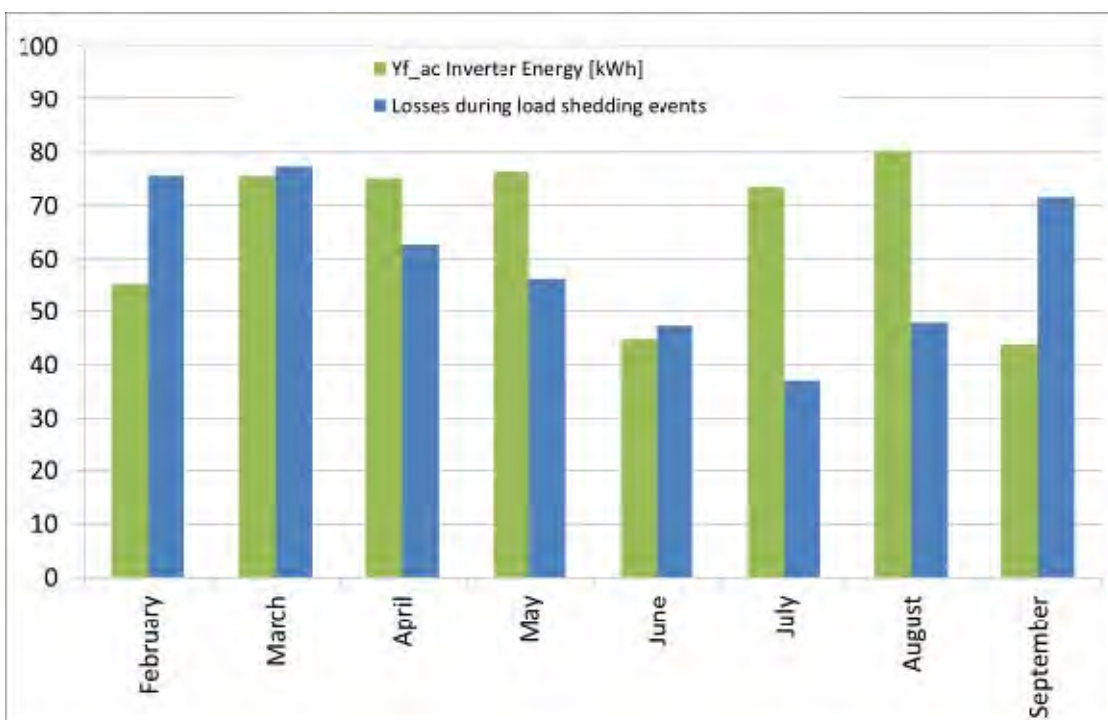


Figura 46: Energia prodotta (Yf_ac final yield) e perdite durante gli eventi di load-shedding, in P1, CES/IOE Tribhuvan University, Kathmandu, Nepal (febbraio-settembre 2013).

I blackout di approvvigionamento elettrico, corrispondenti al 38.1% del tempo, causano importanti perdite di generazione in particolare nei mesi invernali dove le perdite sono superiori alla produzione.

In contesti come quello nepalese, l'uso di batterie di accumulo risultano quindi indispensabili fintanto che le condizioni della rete non migliorino.

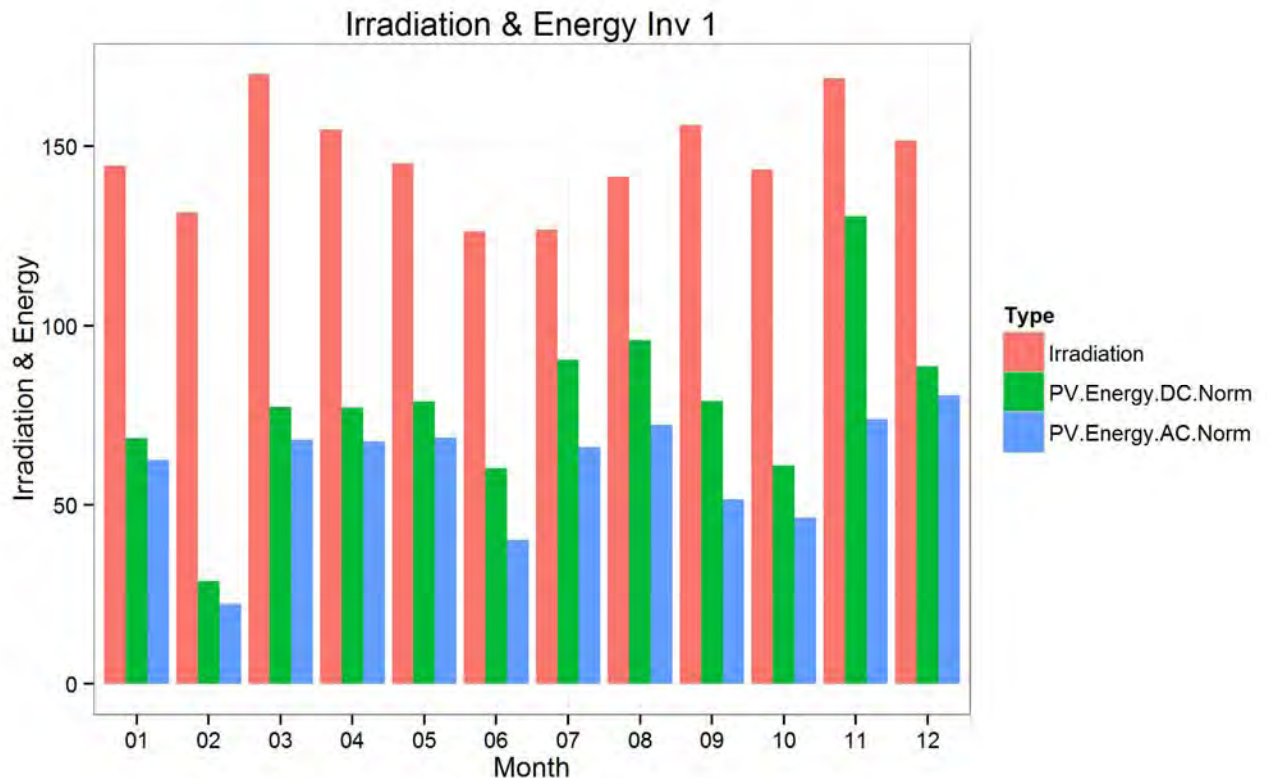


Figura 47: insolazione mensile (kWh/m²) e final yield AC e DC (kWh/kWp) dell'inverter in P1 (CES).

La produzione annuale nell'impianto in P1 dipende essenzialmente dalle ore totali di load shedding e dalla ripartizione delle interruzioni durante la giornata in corrispondenza delle ore di massimo irraggiamento. Considerando il periodo febbraio 2013 – gennaio 2014 la produzione è stata perciò di **830 kWh** a fronte di un'insolazione annuale di **1578 kWh/m²**, e con un PR annuale apparente del **47.4 %**. La produzione è stata quindi inferiore del **- 42.2%** rispetto all' impianto di riferimento in P2.

Oltre alle perdite di load-shedding anche in questo caso si deve considerare l'accumulo di polvere sui moduli PV e sul sensore di irraggiamento, una cella di riferimento, che potrebbero falsare i risultati. Sebbene la manutenzione sia stata più regolare rispetto all'impianto in P2 (NEA), essa non era ancora sufficiente. Inoltre le frequenti interruzioni (load-shedding e non programmate) hanno danneggiato le batterie del sistema di acquisizione dati che ha compromesso una parte dei risultati in particolare durante il mese di novembre 2013.

In ognuno degli impianti installati i carichi elettrici erano monitorati. Nell'impianto in P1 gli unici carichi consistevano nel sistema di acquisizione dati, ma soprattutto dall'inefficiente caricatore della batteria tampone e dalle perdite nelle batterie stesse. Mensilmente i consumi sono stati di ca. 37 kWh (1.2kWh/giorno), mentre in una famiglia di classe media-alta il consumo è di ca. 5kWh/giorno. Nel grafico in Figura 48 sono mostrati i bilanci mensili di un anno della produzione, del consumo e dell'energia immessa in rete in P1.

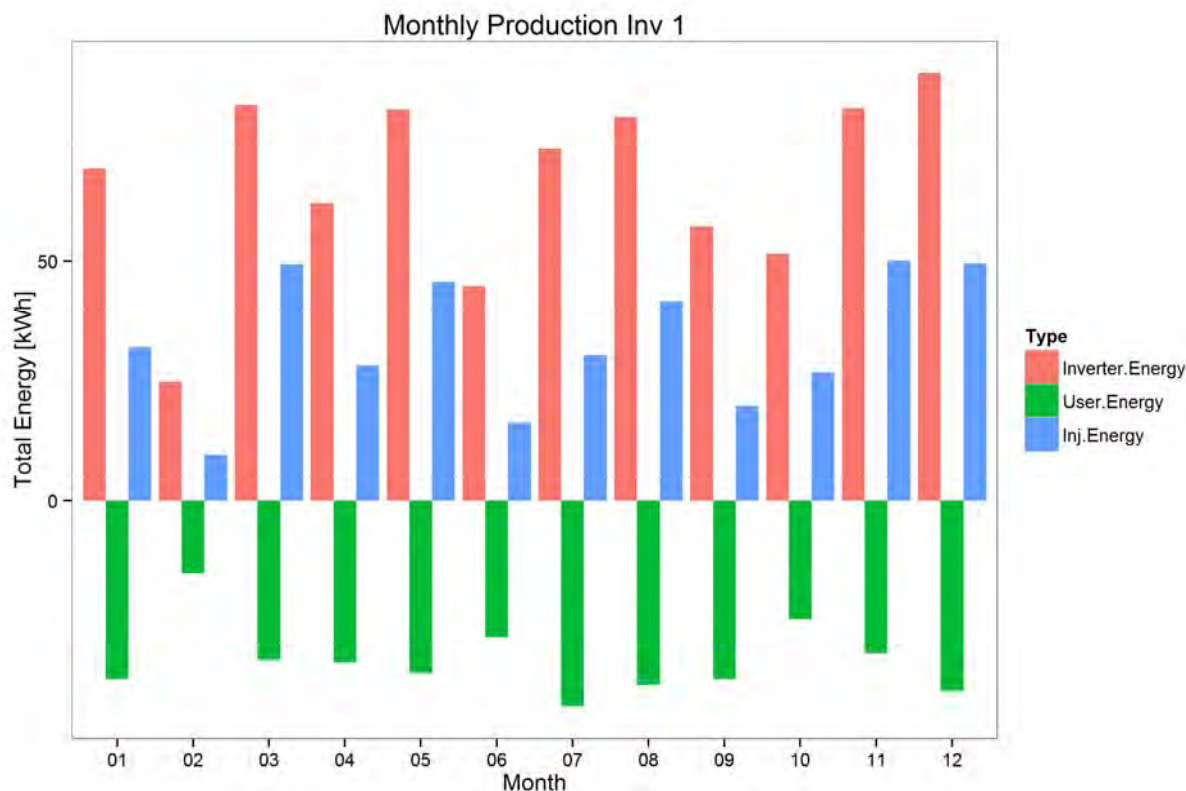


Figura 48: produzione mensile, energia utilizzata e energia immessa in rete nell'impianto in P1 (CES).

5.10 Produzione di energia in un contesto con load shedding e un sistema di accumulo (P3)

La micro-rete residenziale ubicata ad Imadol (P3) fornisce energia ad uno stabile con due famiglie e un ufficio. Tre fattori principali hanno ridotto i tempi in cui la rete era disponibile. Oltre alle problematiche di load-shedding con interruzioni globali nel 38.1% del tempo (capitolo 5.2.1), le tensioni di rete ridotte, come visto nel capitolo 5.5, hanno influito ulteriormente sulla disponibilità di collegamento alla rete. Il terzo fattore è relativo ai permessi ufficiali da parte di NEA. Per l'impianto P3 non è stato possibile ottenere il permesso di collegamento definitivo del sistema fotovoltaico alla rete come invece per le altre installazioni. Al fine della ricerca si è comunque proceduto al collegamento parziale e temporaneo dell'impianto riservandosi la possibilità in futuro per un collegamento ufficiale e permanente.

A causa di questi tre fattori, durante il periodo in esame (febbraio 2013 – gennaio 2014) la rete non era collegata all'inverter bidirezionale di batteria e all'inverter on-grid fotovoltaico durante l' **88.2% del tempo**. Durante questo tempo il sistema è rimasto in modalità micro-rete e la produzione di energia era influenzata essenzialmente dallo stato di carica delle batterie di accumulo.

In P3 l'effetto di riduzione della potenza causato dalla polvere e dalla sporcizia sui moduli non è stato visibile perché la manutenzione è stata costante e quasi quotidianamente un operatore ha pulito la superficie dei moduli PV e del sensore di irraggiamento.

Considerando il periodo febbraio 2013 – gennaio 2014 la produzione è stata perciò di **1213 kWh** (1093 kWh/kWp). La produzione è stata quindi inferiore del **-15.5%** rispetto all'impianto di riferimento in P2.

Malgrado il sistema a Imadol sia stato spesso in modalità mini-rete durante il periodo in esame, l'impianto ha avuto un rendimento elevato. Il PR annuale è stato del 66.9% (vedi anche Figura 44). Si deve comunque considerare che la misura dell'insolazione non è stata influenzata dalla sporcizia sul sensore di irraggiamento e durante il periodo sono stati misurati 1812 kWh/m² di insolazione su piano inclinato, mentre negli altri impianti si sono registrati 1622 kWh/m² di insolazione annuale.

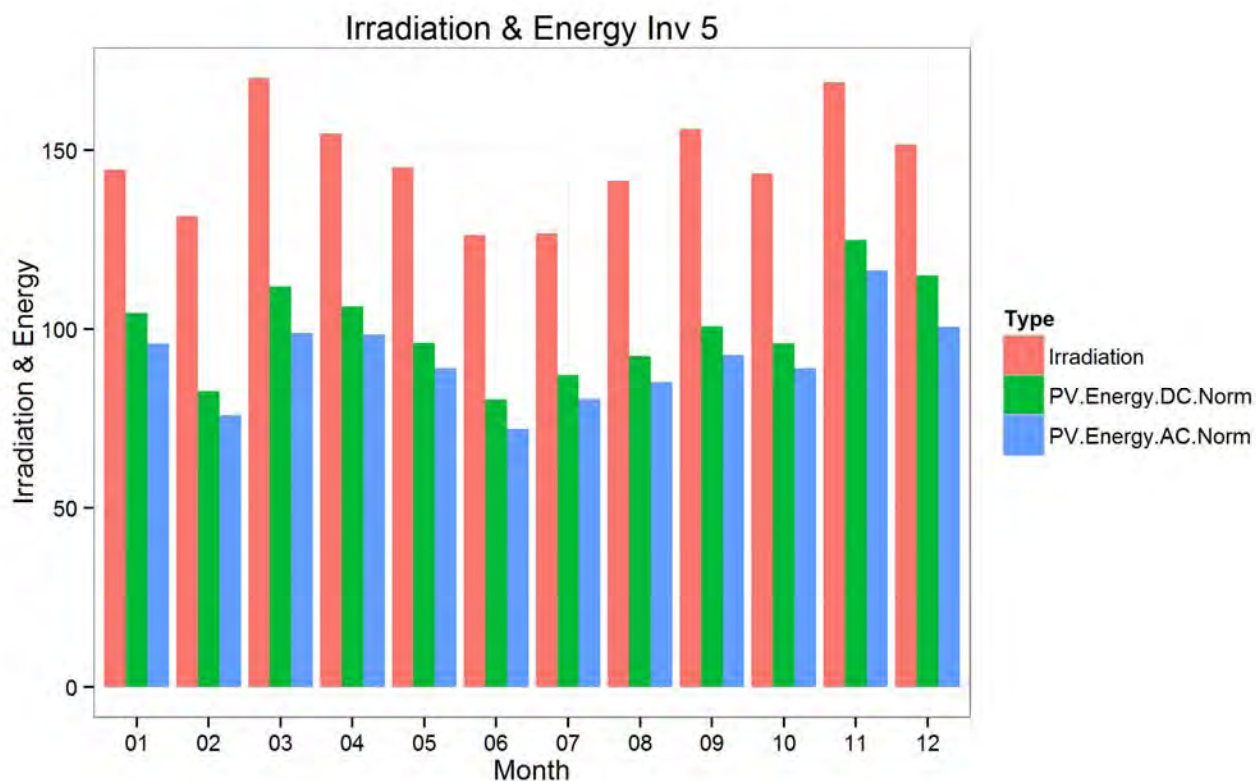


Figura 49: insolazione giornaliera [kWh/m²] e produzione DC e AC [kWh] mensili dell'impianto in P3 (RIDS-Nepal, Imadol).

L'impianto fotovoltaico GC ha funzionato correttamente durante tutto il periodo in esame (Figura 49). La produzione di energia è rimasta proporzionale all'insolazione, malgrado i fattori limitanti per l'immissione in rete e grazie al sistema di accumulo locale in modalità micro-rete.

La produzione è stata però limitata nelle ore serali quando la batteria era già piena, il load-shedding era più forte, le tensioni ridotte non permettevano di immettere in rete l'energia prodotta e l'aria era più fosca. Il grafico in Figura 50 mostra lo sbilanciamento della produzione verso le ore della mattina.

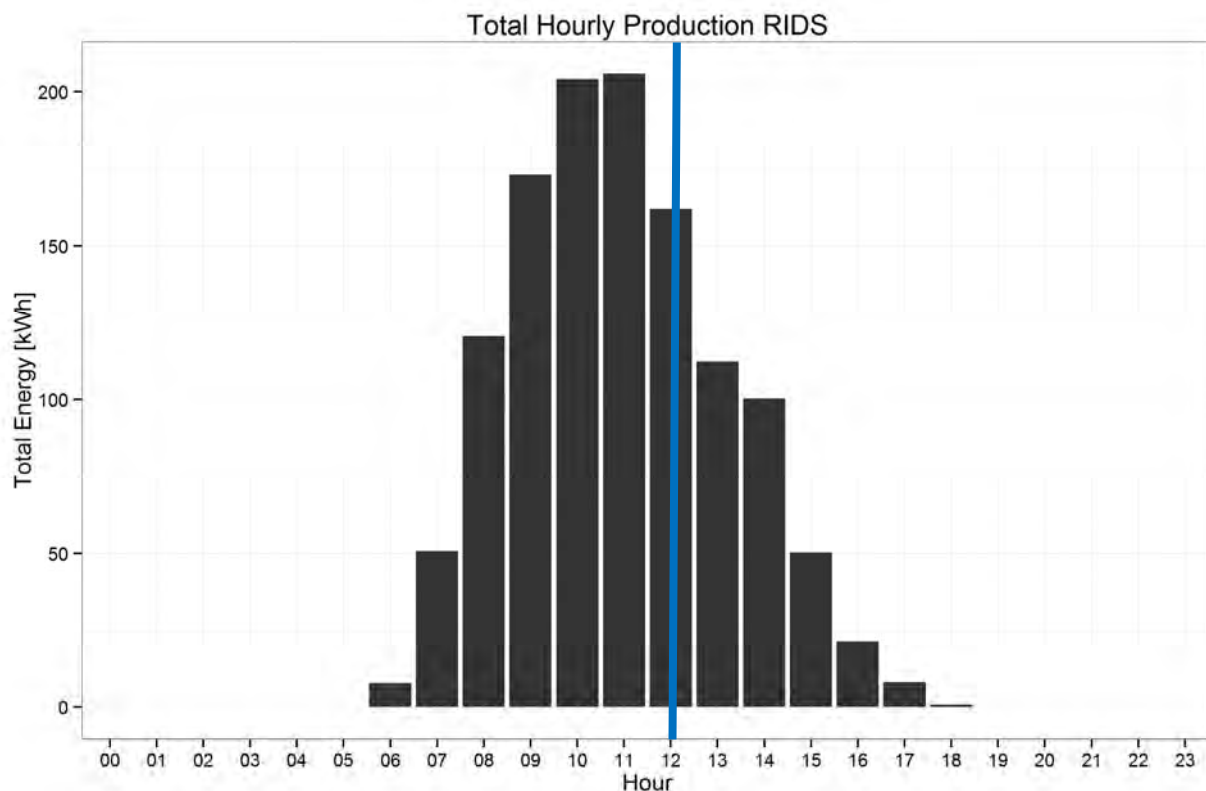


Figura 50: Energia prodotta in funzione dell'ora della giornata.

5.11 Costo di piccolo sistemi PV collegati alla rete in Nepal

I sistemi di piccola taglia sono proporzionalmente più costosi rispetto ai sistemi fotovoltaici di grandi dimensioni. In Europa il costo medio di un impianto si situa attualmente tra 1'000 e 2'600.- €/kWp installato. Il costo varia in funzione delle dimensioni dell'impianto, del paese, del costo del lavoro, del costo della parte amministrativa, ecc. Nel 2012 l'acquisto dei primi impianti collegati alla rete residenziali ha richiesto dei compromessi sull'importazione del materiale. In linea di principio si è voluto privilegiare il materiale reperibile nella nazione, ma di origine non necessariamente locale.

Si è potuto quindi acquistare la maggior parte dei componenti di sistema in Nepal, fatta eccezione degli inverter PV on-grid. Per la micro-rete in P3 si è optato per una configurazione con prodotti Svizzeri. Il montaggio è stato realizzato da una ditta locale, già esperta in impianti fotovoltaici ad isola (stand-alone). La ditta ha fornito i materiali principali e i moduli PV, fornendo assistenza pure per l'importazione del materiale mancante.

Nel 2012 il costo finale di un impianto fotovoltaico collegato alla rete era stato di 365 NRs/Wp (3.76€/Wp al cambio del 2012), mentre attualmente costerebbe ca. 250 - 300 NPR/Wp (2.0 - 2.4 €/Wp al cambio attuale).

Il costo dei moduli PV rappresenta il 33% dei costi totali (Figura 51) e rappresenta ancora un fattore importante nel bilancio dei costi. La diffusione degli impianti PV collegati alla rete favorirebbe una maggiore importazione di moduli PV con 60 celle, come utilizzati nella maggior parte dei paesi, permettendo una maggiore diversificazione delle importazioni.

Il primo fattore di costo nei primi 5 sistemi residenziali in Nepal è però il costo dell'inverter di rete. Gli inverter sono stati acquistati in Germania (SMA e Fronius) e in Cina (Samil). I costi di importazione sono stati elevati e il costo riportato non corrisponde al costo in un mercato sufficientemente esteso. La potenza ridotta degli inverter è un altro fattore da tenere in considerazione rispetto ai sistemi installati in Europa, US o Giappone. Probabilmente, in futuro sarà più conveniente installare micro-inverter con una potenza compresa tra 250-300W. Nel momento della scelta degli inverter per le 5 installazioni sul mercato non esistevano micro-inverter con una estensione della tensione AC sufficientemente ampia per permettere il collegamento nelle condizioni più critiche (come per esempio in P3).

In futuro il costo degli inverter di rete è destinato a scendere notevolmente riducendo ulteriormente il costo globale di un impianto.

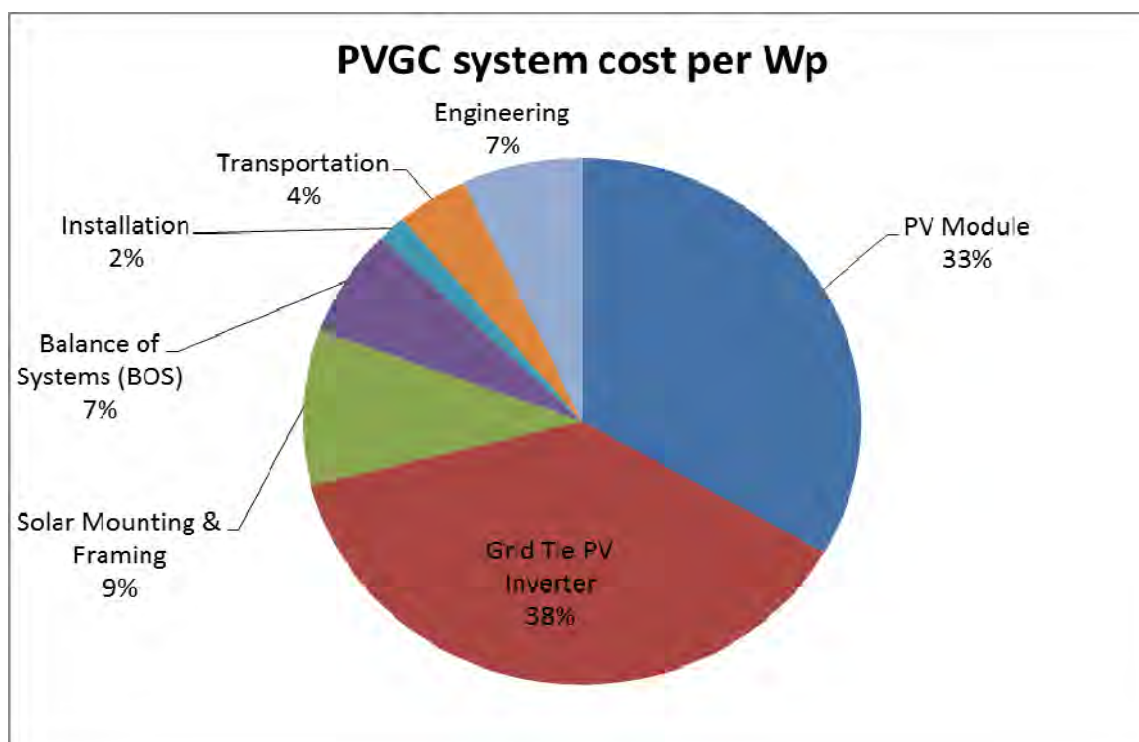


Figura 51: Ripartizione dei costi di un impianto grid-connected (GC) a Kathmandu, Nepal (2012).

I costi di installazione sono estremamente ridotti (2%) rispetto agli standard Europei, e la ripartizione dei costi della manodopera (2% + 7%) è molto inferiore rispetto alla ripartizione dei medesimi costi in Europa (44%). Un impianto residenziale con una potenza di 1kW è installato in meno di un giorno di lavoro da due tecnici qualificati.

Il costo dei trasporti può risultare elevato a causa del costo della benzina. Le strutture portanti sono realizzate in alluminio (9% del costo), tagliate e interconnesse sul posto. Normalmente la struttura è fissata direttamente sul tetto piano senza l'uso di zavorra supplementare.

Per il cablaggio si sono utilizzati cavi e canaline utilizzate normalmente in Nepal per installazioni all'esterno.

In uno studio precedente [2] condotto nel 2009, il costo dell'energia prodotta da un sistema PV collegato alla rete era di 17.5 NRS/kWp. Nel corso degli ultimi anni i costi dei moduli PV e degli inverter PV grid-connected sono diminuiti notevolmente. Nel 2012 il costo stimato dell'energia prodotta e immessa in una rete stabile e senza load-shedding sarebbe di ca. **10.0 NRS/kWh** (8cts€/kWh) nel migliore dei casi, con i seguenti presupposti:

- Una produzione annuale di almeno 1'600 kWh.
- Una manutenzione quotidiana, o perlomeno settimanale, di pulizia dei moduli durante il periodo secco.
- 2%/anno di costo di manutenzione (5'000 NRS/anno)
- Durata di vita dei moduli PV di 25 anni.
- IVA del 13% su tutte le spese a parte i moduli PV esenti da IVA.

Nel nostro caso non si sono considerati i costi derivanti dagli interessi e l'investimento è pagato cash. L'IVA locale è considerata su tutte le spese, meno che sui moduli PV i quali sono esenti dall'IVA se sono stati precedentemente qualificati da AEPC.

Il costo dell'energia nel corso degli anni è influenzato in modo importante dalla manutenzione, sia per ciò che riguarda il costo della manutenzione stessa, sia per ciò che riguarda la pulizia regolare dei moduli durante la stagione secca. Se la pulizia dei moduli fosse realizzata dalla famiglia proprietaria senza costi aggiuntivi allora il costo finale dell'energia si ridurrebbe a 6.8 NRS/kWh (5.5 cts€/kWh).

Togliendo la manutenzione e presupponendo una diminuzione globale nella produzione di energia del 30% (1120 kWh/anno) a causa della sporcizia, il costo dell'energia prodotta aumenterebbe a 9.8 NRS/kWh. In 25 anni di funzionamento dell'impianto il costo della manutenzione corrisponde ad 1/3 dei costi totali ed incide enormemente sul costo dell'energia.

Per la realizzazione di una micro-rete residenziale con accumulo simile a quella in P3 sono necessari ulteriori 100'000 – 150'000 NRS per un corrispondente impianto collegato alla rete da 1 kWp.

Per la realizzazione della micro-rete nel progetto sono stati utilizzati relativamente costosi e non è stata effettuata una ricerca di mercato sistematica.

Sul mercato non sono ancora molto diffusi componenti singoli che svolgano sia la funzione di inverter di rete, sia la funzione di inverter bidirezionale per le batterie e che possa funzionare in modalità micro-rete residenziale (ad isola). Inverter on-grid con accumulo sono presenti sul mercato Europeo per l'ottimizzazione dell'autoconsumo ma normalmente non sono abilitati al funzionamento ad isola.

5.12 Quadro normativo e politiche per l'immissione in rete

Nel corso del progetto non esisteva nessun quadro normativo per l'immissione in rete di energia da impianti con dimensioni inferiori a 100kWp, né nella rete di distribuzione a bassa tensione, né in quella a media o alta tensione. Infatti per poter collegare gli impianti PV di dimostrazione del progetto è stato necessario ottenere dei permessi speciali per la ricerca.

La regolamentazione permette unicamente a impianti micro-idroelettrici di immettere energia nelle linee di trasmissione della NEA a livello di media tensione (11kV) e solamente per potenze superiori a 100kW. Malgrado ciò la maggior parte delle installazioni micro-idroelettriche sono installate nelle aree remote senza collegamento alla rete.

La prima eccezione a queste regole generali è una centrale fotovoltaica da 680kWp installati a Kathmandu attraverso un finanziamento del governo Giapponese e collegata alla rete di trasmissione a 11kV. Ulteriori impianti con potenze superiori a 100kW sono previsti da NEA nella regione di Kathmandu e con l'assistenza dell' Asian Development Bank.

Inoltre, nel corso del 2014, NEA ha introdotto la possibilità ai produttori indipendenti (IPP) di realizzare impianti fotovoltaici, con potenza maggiore di 100kW. Gli impianti potranno operare anche in configurazione micro-grid (micro-rete autonoma in caso di blackout della rete pubblica).

Alla fine del progetto il governo ha permesso dapprima l'immissione di energia nella rete ed in seguito ha lanciato un programma per subsidiare piccoli impianti stand-alone PV anche in area urbana per togliere i poco efficienti caricatori-batterie-inverter. Il nuovo sussidio per l'ambito urbano sostiene l'installazione di sistemi stand-alone da 100Wp a 200Wp con un contributo unico di 5'000 NRs, e un sostegno unico di 8'000 NRs per gli impianti con potenza superiore a 200Wp.

Infine, sempre nel corso del 2014 e anche grazie ai 5 impianti PV dimostrativi del progetto, la situazione politica è cambiata. Attualmente non vi è alcuna sovvenzione (Feed-in-Tariff) in Nepal come è stato sperimentato in Europa e in altri paesi. Tuttavia nel luglio 2014 il ministro delle finanze ha annunciato l'introduzione della possibilità di collegare piccoli impianti residenziali alla rete. In seguito, attraverso l' Alternative Energy Promotion Centre (AEPIC), il governo ha lanciato un programma di sussidi per impianti PV collegati alla rete con una potenza tra 500W e 2000W remunerati a tariffa unica con 400 NPR/kWp (125NPR/€). Inoltre contemporaneamente è stato introdotto il net-metering, con una retribuzione media tra 10 e 12 NPR / kWh.

Il governo e NEA hanno tutto l'interesse a permettere l'uso dell'energia fotovoltaica collegata alla rete. I benefici per il governo riguardano in particolare il minor uso di diesel utilizzato nei generatori. Il diesel è acquistato a livello statale e subsidiato. Un minor uso ha come conseguenza minori sussidi annuali erogati. Inoltre tutti i combustibili fossili sono importati dall'India attraverso poche strade congestionate dal traffico. La dipendenza dall'esterno è estrema e influenza negativamente lo sviluppo del paese.

D'altro canto con il miglioramento della rete e dell'approvvigionamento elettrico NEA ha minori perdite finanziarie, normalmente coperte dallo stato. NEA può ridurre l'energia importata dall'India o fornita da IPP. Riducendo inoltre le ore di load-shedding è possibile la creazione di piccole industrie e attività altrimenti difficoltose. L'uso diffuso della generazione distribuita contribuisce infine a ridurre le perdite di trasmissione e distribuzione migliorando la qualità della rete.

5.13 Formazione e disseminazione dei risultati

Gli impianti realizzati sono stati il primo esempio di installazioni residenziali fotovoltaiche in Nepal. L'interesse suscitato era elevato sia presso i media locali, sensibili alla problematica di approvvigionamento energetico del paese, sia tra il personale degli enti governativi.

In Nepal, ma come d'altronde in tutti i paesi, il paradigma della produzione centralizzata dell'energia elettrica è particolarmente sentito e piccoli impianti collegati alla rete come quelli realizzati nel progetto non erano visti come un possibile contributo quantitativamente rilevante. Nel paese sono diffusi sia SHS (Solar Home System) sia pico-system nelle zone rurali ed urbane e il solare, sebbene percepito come alternativa povera, è conosciuto.

Osservare e immaginarsi la somma di migliaia di impianti solari fotovoltaici residenziali nel tessuto urbano è fondamentale per capire l'impatto che questa tecnologia può avere sull'insieme energetico del paese e del suo benessere. I cinque piccoli impianti realizzati permettono di osservarne le dimensioni compatibili con i tetti piani tipici del Nepal, la disponibilità finanziaria necessaria, l'energia prodotta e le sue possibilità di ovviare ai problemi quotidiani delle famiglie.

La dimostrazione della fattibilità e la disseminazione dei risultati è avvenuta attraverso vari incontri, interviste, articoli su quotidiani, conferenze nazionali e internazionali, seminari e workshop.

5.13.1 Seminario on PV Grid Connected System – 01 novembre 2012

La diffusione dei SHS in Nepal ha permesso la creazione di ditte installatrici con esperienza nel campo del fotovoltaico off-grid. L'ente governativo "Alternative Energy Promotion Centre" (AEPCC) organizza corsi di formazione di vari livelli orientati ai sistemi stand-alone per le ditte attive nel settore. Tuttavia non ci sono conoscenze relative al dimensionamento di impianti collegati alla rete pubblica.

Durante la durata del progetto sono stati effettuati due corsi di formazione espressamente dedicati agli impianti grid-connected.

Nel novembre 2012 un primo seminario su 'PV Grid-connected systems', con 60 partecipanti, è stato condotto presso la Tribhuvan University a Kathmandu (Figura 52). È stato seguito da molti studenti ed ingegneri delle ditte del settore che desideravano entrare in questo, per loro, nuovo mercato.



Figura 52: Training course on PV Grid Connected Systems, November 2012, Tribhuvan University, Kathmandu, Nepal.

Il corso si è svolto nell'arco di due giorni di teoria, seguiti da una visita agli impianti appena costruiti e di dimostrazione del loro funzionamento per rendere i partecipanti famigliari con i sistemi grid-connected e vederne la semplicità di installazione e le potenzialità.



Figura 53: Presentazione dell'impianto PV con storage (minigrid) in P3 (Imadol, Lalitpur).



Figura 54: Discussione sulle modalità di funzionamento del sistema di minigrid in P3.

L'esempio reale con test di connessione della rete e disinserimento con funzionamento in modalità ad isola (minigrid) dello stabile ha permesso una proficua discussione con i futuri installatori di sistemi residenziali collegati alla rete.

5.13.2 Seminario on PV Grid Connected System – 17 marzo 2014

Il 17 marzo 2014 è stato organizzato un seminario di formazione sulla tecnologia PV per sistemi collegati alla rete e micro-grid (“PV Grid Connected System”). Oltre alla formazione il seminario ha permesso di illustrare i risultati della ricerca e rendere attenti i futuri operatori delle peculiarità della rete elettrica Nepalese e delle sfide che rappresenta.

Il seminario, (come pure quello precedente - capitolo 5.13.1), è stato organizzato in collaborazione con SEMAN (Solar Electric Manufactures Association Nepal) che raggruppa i principali operatori del settore solare fotovoltaico stand-alone del paese.

I docenti erano: Domenico Chianese, senior researcher, SUPSI. Prof. Jagan Nath Shrestha, Ph. D., President Nepal Solar Energy Society, Visiting Professor, Center for Energy Studies, IOE/TU, Nepal Academy for Science and Technology Santosh Rai, Quality Control Officer, AEPC. Abhishek Adhikary, Nepal Electricity Authority. Davide Rivola, researcher, SUPSI.

Materiale e slides del workshop sono scaricabili dal seguente link: pvnepal.supsi.ch/workshop2014.

5.13.3 Workshop e meeting

Nel corso del primo viaggio in Nepal, il 22 giugno 2012, si è svolto presso la sede centrale della Nepal Electricity Authority, il primo incontro con il Sig. Sher Singh Bhat, Deputy Managing Director del Generation Directorate, per illustrare le finalità del progetto e discutere i problemi principali della diffusione dell’energia di origine solare fotovoltaica. Durante il medesimo periodo si è potuto ottenere un primo permesso di allacciamento alla rete preliminare dal direttore regionale della distribuzione di NEA, Sig. Juji Kaji Ranjit.

Con il direttore esecutivo di AEPC, Prof. Dr. Govind Raj Pokharel e i suoi collaboratori si è infine discusso sui possibili incentivi e le modalità di immissione in rete di piccoli impianti PV.

Un ulteriore workshop con i rappresentanti di NEA e AEPC si è svolto il 27 maggio 2013 (“Workshop on Sharing of Preliminary Findings of PVGC Systems in Nepal”).



Figura 55: Seminario e discussione sui risultati del progetto, 19 marzo 2014, Tribhuvan University, Kathmandu, Nepal.

Nel marzo 2014 i rappresentanti di NEA e AEPC e della commissione del parlamento (tra cui membri di WWF-Nepal) hanno partecipato al workshop “PV Grid Connected System” che abbiamo organizzato presso la Tribhuvan University per presentare i risultati delle ricerche.



Figura 56: presentazione tecnica durante il workshop del 19 marzo 2014.



Figura 57: partecipanti al workshop del 19 marzo 2014.

La televisione locale ha mandato in onda un servizio sul progetto, sul workshop realizzato e con le immagini degli impianti realizzati.

Il 21 marzo 2014 si è svolto l'incontro con la **commissione del parlamento** per le proposte sul fotovoltaico presieduta dal membro dell'assemblea costituente Gagan Kumar Thapa. Nella commissione sono attivi il direttore di WWF-Nepal Santosh Mani Nepal e il direttore del programma di conservazione di WWF-Nepal Dr. Ghana Shyam Gurung. All'incontro hanno partecipato una ventina di altri rappresentanti a cui sono stati illustrati i risultati della ricerca, le possibili applicazioni e le implicazioni di un diffusione del fotovoltaico collegato alla rete. Il Sig. Santosh Mani Nepal ha illustrato le proposte finora fatte e gli obiettivi della commissione. La discussione è continuata sui temi centrali dei permessi di allacciamento, Net Metering ed eventuali sussidi.

5.13.4 Disseminazione dei risultati e dimostrazione

Durante il progetto il Prof. Dr. Jagan Nath Shrestha (presidente NSES e già direttore del CES) e il direttore Prof. Dr. Tri Ratna Bajracharya (CES, IOE Tribhuwan University) hanno svolto varie visite con i rappresentanti di governo, membri del parlamento, studenti ed enti alle installazioni realizzate.



Figura 58: incontro con un rappresentanti del governo (ministro della Tecnologia e della Scienza).

Inoltre durante i workshop e i seminari sono stati coinvolti i media locali con varie interviste e articoli sui quotidiani.



Figura 59: Coinvolgimento della rete televisiva locale: intervista al Prof. Jagan Nath Shrestha, NSES, partner del progetto, e al team leader SUPSI ing. Domenico Chianese.

Articoli sono apparsi sui principali quotidiani nepalesi (NepaliTimes, The Himalayan Times)

5.13.5 Conferenze, poster e articoli

In occasione del convegno della ricerca SUPSI è stata tenuta una relazione su “Messa in rete di energia elettrica rinnovabile (fotovoltaico) in Nepal”, relatore: D. Chianese.

Un poster di presentazione dei primi risultati e delle finalità del progetto è stato presentato a Berna in occasione della giornata REPIC del 24 settembre 2013 (*‘Les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique dans la coopération internationale - Réalisation de projets durables: facteurs clés de succès’*; titolo del poster: PV grid-connected pilot plant in Nepal; autori D. Chianese, D.Rivola).

Durante la principale conferenza europea “28th EU PVSEC” a Parigi (Francia) di ottobre 2013 è stato presentato un poster ed un articolo dal titolo: “Impact of small Decentralized PV Grid-Connected Plants on Load Shedding in Nepal”. Gli autori erano D. Chianese, D. Rivola, J.N. Shrestha, A. Zahnd. (Proceeding of 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Paris (F), 2013, pages 4280 – 4286).

Nel febbraio 2014 l'ufficio di Kathmandu della World Bank ha organizzato una conferenza dal titolo: “Large Scale Solar Energy Generation Workshop”. La conferenza si è tenuta il 3-4 febbraio 2014 presso l'hotel Yak and Yeti. Un poster di presentazione del progetto, realizzato dallo staff della Tribhuvan University, è stato preparato per l'occasione.



Figura 60: poster di presentazione del progetto alla conferenza della Word Bank di febbraio 2014.

Alla 29th conferenza EU PVSEC tenutasi ad Amsterdam (Paesi Bassi) tra il 22 e il 26 settembre 2014 sono stati presentati i risultati del progetto con una relazione orale e un articolo dal titolo: “A residential micro-grid in an unreliable grid context”; Autori: D. Chianese, D. Rivola, J.N. Shrestha, A. Zahnd.

6 Prospettive future

Il progetto ha mostrato le possibilità tecniche ed economiche per la realizzazione di impianti PV residenziali collegati alla rete.

Le normative attuali non permettono ancora il collegamento di piccoli impianti alla rete da parte dei singoli utenti. Tuttavia è possibile tramite un IPP collegare impianti a partire da 100kW. Cooperative o insiemi di utenti possono già ora operare in questo senso collegando micro-reti ad un solo POI e gestendo piccoli impianti decentralizzati non necessariamente con batterie di back-up.

Solo recentemente è stato introdotto un nuovo sussidio per impianti PV residenziali, ma le normative di interconnessione non sono ancora state pubblicate. Si è a conoscenza che verrà data la possibilità di connessione in net-metering e di conseguenza il prezzo di acquisto dell'energia corrisponde al prezzo di vendita (mediamente 10NRs/kWh).

La mancanza di energia nel paese non permette di uscire dalla spirale di povertà e dipendenza dagli aiuti esteri. La crescente domanda di energia crea una ulteriore pressione sul sistema già ora instabile e in difficoltà. Le soluzioni centralizzate tradizionali (costruzione di impianti idroelettrici, aumento delle linee di trasporto per importare energia dall'India) richiedono tempi di attuazione superiori ai tempi di crescita della domanda di energia.

I sistemi fotovoltaici collegati alla rete sono facili e veloci da installare ed estremamente modulari. L'autorizzazione ad installare piccoli impianti residenziali fotovoltaici arriva in un momento fondamentale per i bisogni del paese. L'installazione richiede però personale qualificato in numero sufficiente ed AEPC in collaborazione con SEMAN dovranno in futuro proporre corsi di formazione sulla progettazione ed installazione di impianti PV GC come quelli proposti da SUPSI nell'ambito del progetto. La documentazione dei corsi è a disposizione in inglese per i futuri docenti e dovrà essere adattata alle normative che verranno stabilite.

Una rapida implementazione di impianti GC nelle aree urbane della valle di Kathmandu è possibile. 100'000 installazioni PV di piccola potenza fornirebbero energia sufficiente per 100'000 nuclei familiari. I 100MW di potenza installati avrebbero un impatto visibile sulla durata dei load-shedding in particolare durante la stagione secca e soleggiata invernale, nel momento di maggior fabbisogno di energia e di minor produzione idroelettrica.

La potenza di picco mancante era stimata da NEA a 400 MW (alla sera; nel periodo fiscale 2013/2014).

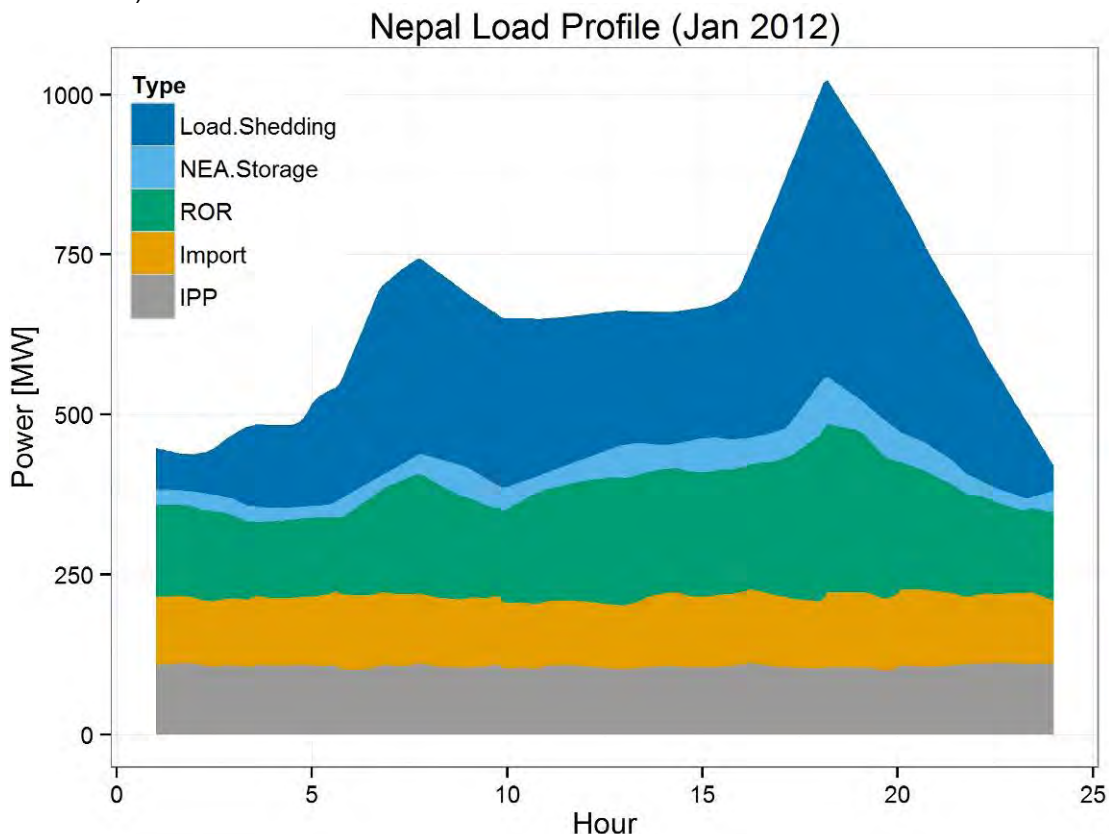


Figura 61: Produzione e profilo di carico in Nepal in gennaio 2012 (fonte NEA). In blu la stima della domanda supplementare di energia, ma non disponibile.

La produzione generata da 100MW di impianti PV porterebbe a diminuire le ore di load shedding giornaliera. In Figura 61 e in Figura 62 è mostrato l'impatto di 100MW fotovoltaici su una giornata estremamente critica nel gennaio 2012. La

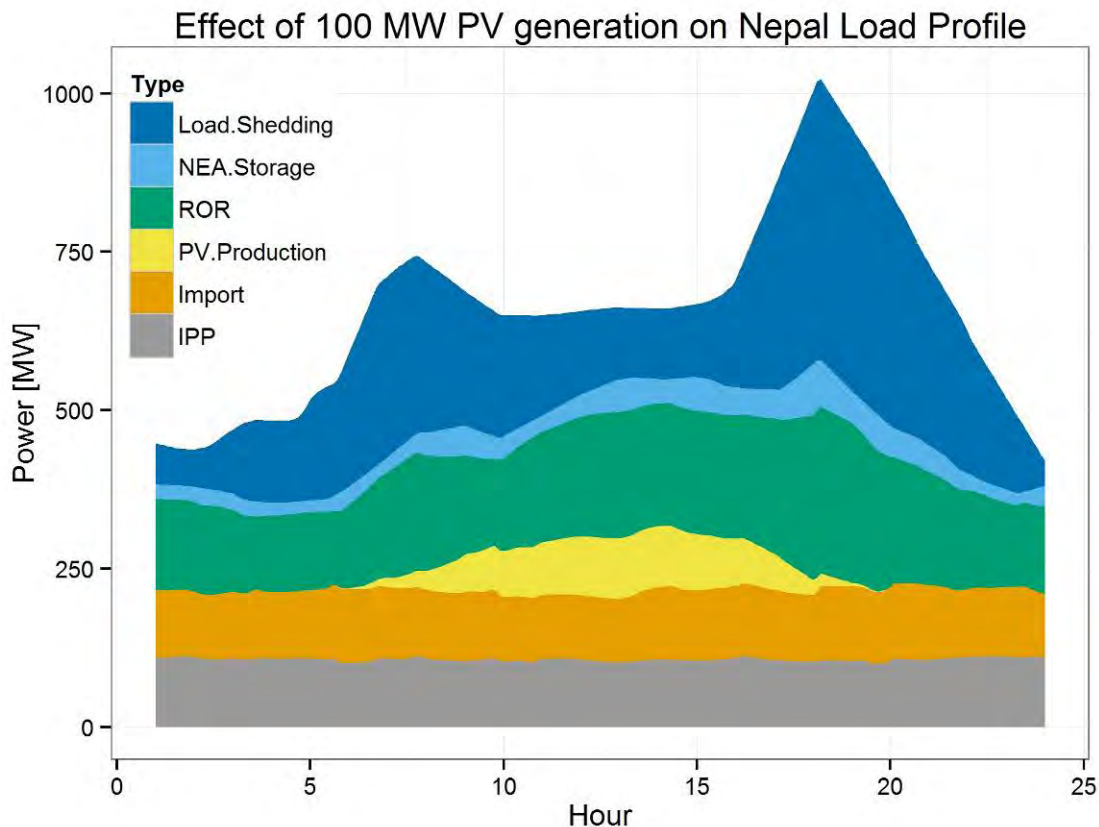


Figura 62: Produzione e profilo di carico in Nepal in gennaio 2012 con in giallo una simulazione dell'immissione in rete di 100MW di potenza fotovoltaica.

I maggiori ostacoli alla realizzazione di impianti residenziali grid-connected (GC) e micro-grid sono stati superati:

1. Il potenziale dei tetti disponibili nella valle di Kathmandu è sufficiente per la realizzazione di 100MW fotovoltaici nell'immediato futuro
2. Il costo degli impianti PV GC è nelle capacità finanziarie della classe medio-alta della popolazione,
3. la volontà di pagare (willingness to pay) per il miglioramento delle condizioni di approvvigionamento elettrico esiste,
4. il governo introdurrà un sussidio che copre quasi il 50% del costo di investimento iniziale.
5. un numero considerevole di ditte operano già nel settore del solare stand-alone e una parte delle competenze esiste.
6. La manodopera delle ditte solari è competente e necessita unicamente di una formazione complementare sulla progettazione e sulla installazione di impianti PV GC,
7. il materiale di base per la costruzione degli impianti PV è disponibile in loco,
8. sono state annunciate le norme per l'immissione in rete dell'energia generata da impianti fotovoltaici residenziali di piccola potenza.

In futuro si prevede di continuare la collaborazione con RIDS-Nepal e NSES per mantenere in funzione i 5 impianti PV e il monitoraggio delle caratteristiche di funzionamento.

La manutenzione ordinaria consiste nella pulizia regolare dei campi PV, il controllo dei sensori di misura, il controllo dell'acquisizione dati, mantenere e finanziare le connessioni internet. Inoltre sarà necessario provvedere alle eventuali riparazioni non ordinarie che dovessero essere necessarie.

In questo modo si vuole mettere a disposizione dei rappresentanti del governo locale, degli installatori e dei progettisti alcuni esempi funzionanti e in buono stato delle prime 5 installazioni PV residenziali collegate alla rete elettrica del Nepal.

La banca dati e la homepage, da dove è possibile scaricare i dati di funzionamento istantaneo e storico, verranno mantenuti in funzione per alcuni anni a disposizione di tutti gli interessati. Essi potranno essere utilizzati dalle organizzazioni come dati di riferimento della resa energetica nella regione di Kathmandu.

Attualmente la SUPSI è in trattativa con i due partner principali del presente progetto per la realizzazione di due nuovi progetti di analisi e ricerca.

Nel primo si vuole realizzare una micro-grid in ambito residenziale urbano, come già nel progetto attuale, ma con diverse decine di utenze/produttori di un quartiere. In esso si vuole esplorare la possibilità di diminuire il costo dell'accumulo con un sistema di storage in parte centralizzato e in parte decentralizzato e condiviso. Gli aspetti sociali e il modello di business dovrà essere approfondito per aumentarne l'accettabilità in seno alla popolazione

Un tema ancora non risolto è il riciclaggio delle batterie esauste. Attualmente in Nepal, secondo una stima, sono state installate più di 30 milioni di batterie al piombo acido e la problematica del riciclaggio è ancora irrisolta. In particolare nelle aree discoste il costo dei trasporti rende irrealizzabile un trasferimento in centri di raccolta al piano. Nei piccoli impianti stand-alone la durata di vita è limitata sia dalla gestione della carica e della scarica delle batterie (regolatori di carica di bassa qualità) sia dalla qualità stessa delle batterie. La qualità delle batterie deve essere migliorata così come il loro uso.

Con un secondo partner si vuole quindi proporre mini-reti ibride in comunità rurali e studiare soluzioni specifiche nelle zone remote e senza strade di comunicazione.

7 Conclusioni

(Evaluate the project, summarize the strengths, challenges, lessons learned, improvements to be made, and suggest recommendations for future projects)

Il progetto “PV grid-connected pilot plant in Nepal” ha permesso la costruzione di 5 impianti fotovoltaici decentralizzati dimostrativi in grado di immettere energia nella rete elettrica pubblica. Malgrado l’inaffidabilità e l’instabilità dei parametri della rete e le frequenti interruzioni i 5 inverter hanno funzionato correttamente.



Il progetto ha permesso di monitorare e quindi validare i parametri limite inseriti nel settaggio degli inverter al fine di permettere l’immissione dell’energia e sostenere la rete localmente.”

Nella località di riferimento, con una rete stabile, senza interruzioni e senza disfunzioni, è stato possibile verificare la produzione in condizioni ideali. Tuttavia le condizioni climatiche reali erano differenti dalle condizioni climatiche decennali misurate diversamente. I valori di insolazione risultavano inferiori del 20% rispetto ai valori decennali. Un problema sottovalutato è stata la polvere accumulata sui moduli PV e sui sensori di misura di irraggiamento. In due località non è stato possibile eseguire con sufficiente frequenza la manutenzione e la pulizia di questi elementi (capitolo 5.3).

La costruzione degli impianti ha richiesto l’importazione di materiale dall’estero. L’importazione è stata problematica in particolare per quanto riguarda gli strumenti per il monitoraggio. Due celle di riferimento per la misura di irraggiamento sono state perse in dogana e ci sono state difficoltà per le importazioni di strumenti necessari per la comunicazione remota dei datalogger.

Le condizioni della rete elettrica hanno richiesto l’uso di sistemi di backup per poter mantenere in funzione le apparecchiature per l’acquisizione dati. Sono stati installati in tutti gli impianti dei caricatori di batterie e delle batterie ausiliarie collegate ad un piccolo inverter autonomo. Il materiale è stato fornito da ditte locali. Il rendimento e l’affidabilità degli apparecchi di backup e delle batterie era purtroppo bassa e si sono persi dati a causa di malfunzionamenti ed eccessivi consumi. In progetti futuri si dovrà prestare maggiore attenzione agli apparecchi ausiliari e limitare i consumi del sistema di monitoraggio.

Una grande difficoltà riscontrata è stato l’ottenimento dei permessi di immissione in rete. Si è perso parecchio tempo nei vari uffici per riuscire a trovare chi fosse disposto ad assumersi la responsabilità di dare il permesso di immissione. I partner locali hanno avuto la tendenza a scegliere la strada tradizionale e richiedere inizialmente una autorizzazione ufficiale del governo a procedere, per seguire tutta la scala gerarchica fino al responsabile della rete di distribuzione delle zone dove sono stati realizzati gli impianti che avrebbe dato il permesso ufficiale. La tecnologia nuova ha creato incertezze nelle persone e malgrado si trattasse di potenze decisamente piccole, le decisioni si sono fatte attendere.

I primi impianti PV residenziali, collegati alla rete, sui tetti di Kathmandu, sono stati realizzati nell’ambito del nostro progetto a fine 2012. Le caratteristiche e le potenzialità dei sistemi fotovoltaici residenziali sono state mostrate alle autorità, ministri e parlamentari, ai responsabili e agli ingegneri della Nepal Electricity Authority (NEA), a AEPC, alle ditte locali e ai futuri ingegneri del paese, gli studenti dell’università. In particolare, attraverso visite guidate, workshop e seminari è stata mostrata la relativa semplicità e affidabilità di questi sistemi. Sebbene la potenza totale dei 5 impianti fotovoltaici da 1kW non sia elevata, essa riflette la disponibilità finanziaria e le esigenze della classe media della popolazione. Questa fascia della popolazione ha la possibilità di investire autonomamente per aiutare a risolvere il problema energetico che affligge il paese e ridurre il carico sulla rete nazionale.

La modularità dei sistemi fotovoltaici permette di modificare il design dei sistemi in modo da adattarli alle esigenze più disparate e in particolare per le piccole e medie imprese.

Il potenziale di replicazione è importante e i responsabili politici e il parlamento nepalese ne sono ora coscienti e hanno recentemente introdotto il permesso di immissione in rete anche per impianti di piccola potenza, creato un programma di sussidi per gli impianti PV GC residenziali in ambito urbano e permesso il net-metering.

7.1 Team del progetto

Gli enti che hanno partecipato direttamente al progetto erano, oltre alla SUPSI (Domenico Chianese e Davide Rivola), la ONG RIDS-Nepal (leader: Dr. Alex Zahnd) e la Tribhuvan University (Centre of Energy Studies – CES) inizialmente diretto dal Prof. Dr. Jagan Nath Shrestha (presidente di Nepal Solar Energy Society) ed in seguito dal Prof. Dr Tri Ratna Bajracharya. Inoltre NEA (Nepal Electricity Authority) ha contribuito alla definizione degli impianti e alla diffusione dei risultati. Infine la ditta Ghampower di Kathmandu ha realizzato il montaggio degli impianti e l'importazione del materiale mancante.



Figura 63: Il team del progetto: in piedi da sinistra a destra: Dr. Alex Zahnd (RIDS-Nepal), Davide Rivola (SUPSI), Avishek Malla (Ghampower e AEPC), Abishek Adhikari (NEA), Sandeep Giri (Ghampower), Seduti da sinistra a destra: Prof. Dr Tri Ratna Bajracharya (CES, IOE Tribhuvan University), Domenico Chianese (SUPSI, team leader), Prof. Dr. Jagan Nath Shrestha (NSES), Muni Raj Upadhyaya (RIDS-Nepal), Shrawan Pradham (Ghampower).

Non presenti nella foto: Paras Karki (RIDS-Nepal) – setup datalogger e monitoring, Manish Pradham (RIDS-Nepal) – sviluppo sito web.

8 Referenze e bibliografia

(Publications, reports, etc.)

- [1] Renewable 2014, Global Status Report, REN21, Paris, 2014, ISBN 978-3-9815934-2-6.
- [2] D. Chianese, D. Pittet, J.N. Shrestha, D. Sharma, A. Zahnd, M.R. Upadhyaya, S. Thapa, N. Sanjel, M. Shah, REPIC Final report: “Development of PV grid-connected plants in Nepal - A feasibility study and training programme” (2010), <http://www.repic.ch> and <http://www.pvnepal.supsi.ch/about/>
- [3] D. Chianese, D. Rivola, J.N. Shrestha, A. Zahnd., “Impact of small Decentralized PV Grid-Connected Plants on Load Shedding in Nepal”, Proceeding of 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Paris (F), 2013, pages 4280 – 4286.
- [4] NEA Annual reports, 2011, 2012, 2013, <http://www.nea.org.np/annual-report.html>
- [5] D. Chianese, D. Rivola, J.N. Shrestha, A. Zahnd., “Residential micro-grid in unreliable grid context”, Proceeding of 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Amsterdam (NL), 2014.
- [6] A. Zahnd., “The role of renewable energy technology in holistic community development”, Ph.D. Thesis, May 2013, Murdoch University, Australia.

9 Finanziamento

- FAI, Lugano, Switzerland, www.fondationassistanceinternationale.ch
- REPIC, St. Ursen, Switzerland, www.repic.ch
- SUPSI, ISAAC, Campus Trevano, Canobbio, www.supsi.ch/isaac