





Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR Progetti di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale nelle 12 Aree di Specializzazione individuate dal PNR 2015-2020

# Analisi LCA per verificare l'effettiva "convenienza" ambientale delle soluzioni tecnologiche di progetto identificate

## Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale D1.9





**Rapporto Tecnico – D1.9** 

Avviso	Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR
Codice progetto	ARS01_01259
Nome del progetto	Community Energy Storage
	Gestione Aggregata di Sistemi di Accumulo
	dell'Energia in Power Cloud
Acronimo	ComESto
Documento	D1.9
Tipologia	Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale
Data di Rilascio	04/05/2022
Obiettivo Realizzativo	OR1
Attività Realizzativa	A1.9
Soggetti Beneficiari Proponenti	UNICAL, UNISI, EVOLVERE, TIM
Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto	Maria Camilla Baratto, Elena Busi, Giuseppe Di
Beneficiario)	Florio – UNISI
	Alessandro Burgio – EVOLVERE
Verificato (Nome, Cognome – Soggetto	Maria Camilla Baratto, Elena Busi – UNISI
Beneficiario)	
Approvato (Nome, Cognome – Soggetto	Membri del PEB
Beneficiario)	

La riproduzione, anche parziale, di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta del Project Executive Board di progetto.



#### Rapporto Tecnico – D1.9

## Indice

EXEC	UTIVE SUMMARY	8
1.INT	RODUZIONE	
2.LCA	E METODI DI CALCOLO	
2.1.	NANOGRID PER SISTEMI IBRIDI: NGFHA	
2.2.	CONFIGURAZIONI DI NANOGRID NG0 E NG1	
2.2.1.	SISTEMA DI GENERAZIONE DA FOTOVOLTAICO	
2.2.2.	SISTEMA DI ACCUMULO A IONI LITIO	
2.3.	FASE D'USO: PRODUZIONE E CARICHI	
2.3.1.	TIME-DEPENDENT CARBON INTENSITY DEL MIX ELETTRICO	
2.4.	METODI LCA	
3.RISU	JLTATI E DISCUSSIONE	
3.1.	RISULTATI LCA PER NGFHA	
3.2.	RISULTATI LCA PER CONFIGURAZIONE NANOGRID NG1	
3.3.	RISULTATI LCA FASE D'USO ED ANALISI COMPARATIVA: NG1 $\mathcal{VS}$ NG0	
3.3.1.	Analisi statistica delle emissioni (emissioni evitate) ghg rispetto alla carbon intensity	
3.4.	ANALISI CICLO DI VITA COMPLETO	
3.5.	INTERVENTI MANUTENTIVI E SOSTITUZIONE DI APPARATI	
4.CON	JCLUSIONI	53
5.BIBI	LIOGRAFIA	54



## **Indice delle Figure**

EXECU	ITIVE SUMMARY
1.	INTRODUZIONE
2.	LCA E METODI DI CALCOLO
2.1.	NANOGRID PER SISTEMI IBRIDI: NGFHA
Figura 2	2.1. 1 - Schema della composizione della nanogrid nGfHA13
2.2.	CONFIGURAZIONI DI NANOGRID NG0 E NG1
Figura 2	2.2. 1 - Configurazione nanogrid NG117
2.2.1.	SISTEMA DI GENERAZIONE DA FOTOVOLTAICO
2.2.2.	SISTEMA DI ACCUMULO A IONI LITIO
2.3.	FASE D'USO: PRODUZIONE E CARICHI
2.3.1.	TIME-DEPENDENT CARBON INTENSITY DEL MIX ELETTRICO
Figura 2	2.3. 1 - Richiesta di energia elettrica su base oraria. Time-dependent carbon intensity del mix elettrico nazionale21
2.4.	METODI LCA
3.	RISULTATI E DISCUSSIONE
3.1.	RISULTATI LCA PER NGFHA
Figura 3	3.1. 1 - Diagramma di Sankey delle emissioni di GHG per la nGfHA24

rigura 5.1. 1 - Diagramma di Sankey delle emissioni di Orio per la norri A	24
Figura 3.1. 2 - Caratterizzazione degli impatti ambientali per nGfHA nelle categorie di effetto sull'ambiente del metodo	
ReCiPe 2016 Midpoint	25
Figura 3.1. 3 - Caratterizzazione degli impatti ambientali per nGfHA nelle categorie di sfruttamento delle risorse del	
metodo ReCiPe 2016 Midpoint	26
Figura 3.1. 4 - Valutazione del danno ambientale con metodo ReCiPe 2016 EndPoint per nGfHA	27

#### 3.2. RISULTATI LCA PER CONFIGURAZIONE NANOGRID NG1

Figura 3.2. 1 - Emissioni di CO2eq per configurazione NG1. I dati sono rappresentati nei relativi valori percentuali per i tre componenti di NG1: fotovoltaico (PV), accumulo energetico (Li-ion Battery) e nanogrid (nGfHA)	3
Figura 3.2. 2 - : Analisi di sensibilità delle emissioni di CO2eq rispetto alla vita utile del sistema di accumulo energetico29	)
ReCiPe 2016 Midpoint	)
Figura 3.2. 4 - Caratterizzazione degli impatti ambientali per NG1 nelle categorie di sfruttamento delle risorse del metodo ReCiPe 2016 Midpoint	L
Figura 3.2. 5 - Valutazione del danno ambientale con metodo ReCiPe 2016 EndPoint per la configurazione NG1	-
Figura 3.2. 6 - Analisi di sensibilità con il metodo ReCiPe 2016 Endpoint per la configurazione NG1. Nello Scenario Base il lifetime del sistema di accumulo è di 3000 cicli, mentre per lo Scenario 2 è di 6000 cicli di carica/scarica	)

#### 3.3. RISULTATI LCA FASE D'USO ED ANALISI COMPARATIVA: NG1 VS NG0

Figura 3.3. 1 - Risultati del test on-field. Sull'asse principale sono mostrati la produzione da PV e gli scambi con la rete e	!
l'accumulo a ioni litio. Sull'asse secondario, lo stato di carica dell'accumulo	.33
Figura 3.3. 2 - Emissioni di CO2eq (dati in blu) e consumi elettrici da rete (dati in rosso) dei test effettuati sulla	
configurazione NG1. Le emissioni sono espresse in termini assoluti (non normalizzati per la FU)	.35



Figura 3.3. 3 - Confronto tra le configurazioni nanogrid NG1 (in blu) ed NG0 (in arancione) e la Baseline (in grigio) delle	
emissioni di CO2eq per la fase d'uso	.35
Figura 3.3. 4 - Confronto con il metodo ReCiPe 2016 Endpoint per le configurazioni di nanogrid NG1 ed NG0 e la Baseline	e
	.36

#### 3.3.1. Analisi statistica delle emissioni (emissioni evitate) ghg rispetto alla carbon intensity

Figura 3.3.1. 1 - Plot delle emissioni ed emissioni evitate rispetto agli scambi di rete. Le rette definiscono la regione	
delimitata tra la minima (A) e massima carbon intensity (B)	37
Figura 3.3.1. 2 - Distribuzione delle emissioni nel settore compreso tra la minima e la massima carbon intensity. I rombi	
indicano il "centro di massa" per le configurazioni studiate	39
Figura 3.3.1. 3 - Distribuzione delle emissioni evitate nel settore compreso tra la minima e la massima carbon intensity	41

#### 3.4. ANALISI CICLO DI VITA COMPLETO

Figura 3.4. 1 - Carbon footprint per il ciclo di vita delle configurazioni NG1 ed NG0 e della Baseline nello Scenario Base42
Figura 3.4. 2 - Carbon footprint per il ciclo di vita delle configurazioni NG1 ed NG0 e della Baseline nello Scenario243
Figura 3.4. 3 - Risultati LCA del ciclo di vita completo nello Scenario Base (NG1 barre a sinistra, NG0 barre centrali e
Baseline barre a destra)
Figura 3.4. 4 - Risultati LCA del ciclo di vita completo nello Scenario2 (NG1 barre a sinistra, NG0 barre centrali e Baseline
barre a destra)45
Figura 3.4. 5 - In alto, configurazione nanogrid ibrida Supercapacitor-Batteria LiFePO (NG2). In basso configurazione
nanogrid con batteria a flusso ad elettroliti semi-organici (NG3a)46

#### 3.5. INTERVENTI MANUTENTIVI E SOSTITUZIONE DI APPARATI

Figura 3.5. 1 - Numero degli interventi di manutenzione in base alla durata degli stessi	48
Figura 3.5. 2 - Numero (e frequenza) degli interventi di manutenzione sullo stesso impianto	49
Figura 3.5. 3 - Chilometri percorsi (in rosso) e litri di carburante consumati (in blu) nei dodici mesi del 2019 a causa degli	i
interventi di manutenzione	50
Figura 3.5. 4 - A sinistra, vita utile (in giorni) rispetto a 230 inverter esaminati. A destra, numero di installazioni di inverte	er.
La suddivisione è in base alla potenza nominale	51

- 4. CONCLUSIONI
- 5. **BIBLIOGRAFIA**



#### Rapporto Tecnico – D1.9

## Indice delle Tabelle

EXECU	TIVE SUMMARY	
1.	INTRODUZIONE	
2.	LCA E METODI DI CALCOLO	
2.1.	NANOGRID PER SISTEMI IBRIDI: NGFHA	
2.2.	CONFIGURAZIONI DI NANOGRID NG0 E NG1	
Tabella 2	2.2. 1 - parametri impianto PV	18
Tabella 2	2.2. 2 - Parametri sistema di accumulo Li-ion	۱9
2.3.	FASE D'USO: PRODUZIONE E CARICHI	
2.3.1.	TIME-DEPENDENT CARBON INTENSITY DEL MIX ELETTRICO	
2.4.	METODI LCA	
3.	RISULTATI E DISCUSSIONE	
3.1.	RISULTATI LCA PER NGFHA	
3.2.	RISULTATI LCA PER CONFIGURAZIONE NANOGRID NG1	
3.3.	RISULTATI LCA FASE D'USO ED ANALISI COMPARATIVA: NG1 VS NG0	
Tabella 3	3.3. 1 - Carbon footprint della fase d'uso per le diverse configurazioni di nanogrid	36

#### 3.4. ANALISI CICLO DI VITA COMPLETO

Tabella 3.4.	1 -	Risultati LCA del ciclo di vita per lo Scenario Base (Carbon footprint e ReciPe)	43
Tabella 3.4.	2 -	Risultati LCA del ciclo di vita per la configurazione NG1 nello Scenario2	44
Tabella 3.4.	3 -	Risultati LCA del ciclo di vita per configurazioni nanogrid con diversi sistemi di storage energetico	47

#### 3.5. INTERVENTI MANUTENTIVI E SOSTITUZIONE DI APPARATI

Tabella 3.5. 1 - Numero e frequenza degli interventi di manutenzione	49
Tabella 3.5. 2 - Numero e frequenza degli interventi di manutenzione sullo stesso impianto	49
Tabella 3.5. 3 - Suddivisione mensile degli interventi in base ai chilometri percorsi e litri di carburante consumati	50
Tabella 3.5. 4 - Numero e percentuale per le installazioni di inverter in base alla potenza (la percentuale è riferita alla	
potenza complessiva installata)	51

#### 4. CONCLUSIONI

5. **BIBLIOGRAFIA** 



## Abbreviazioni ed acronimi

Abbreviazione/Acronimo	Testo Esteso
LCA	Life Cycle Assessment
IEA	Agenzia Internazionale dell'Energia
PV	Fotovoltaico
NG	Nanogrid
FU	Unità Funzionale
IEA	International Energy Agency
IGBT	Transistor Bipolare a Gate Isolato
SOC	State of Charge
GHG	Greenhouse gas
GWP	Global Warming Potential
SOD	Stratospheric Ozone Depletion
OF-hh	Ozone Formation – human health
PMF	Fine Particulate Matter Formation
ТА	Terrestrial Acidification
MWE	Marine Water Eutrophication
MWEX	Marine Water Ecotoxicity
ТЕХ	Terrestrial Ecotoxicity
НСТХ	Human Carcinogenic Toxicity
Hn-CTX	Human non-Carcinogenic Toxicity
LU	Land Use
MRS	Mineral Resource Scarcity
FRS	Fossil Resource Scarcity
HmH	Human Health
ES	Ecosystems
RS	Resources
FER	Fonte Energia Rinnovabile
LFP - LiFePO	Litio Ferro Fosfato
BMS	Battery Management System
RFB	Redox Flow Battery



#### EXECUTIVE SUMMARY

La valutazione ambientale della nanogrid, quale tecnologia abilitante per la facilitazione della creazione di comunità energetiche, è stata effettuata seguendo due linee di approfondimento. Il primo aspetto che è stato analizzato nel dettaglio, si riferisce all'analisi LCA della componentistica della nanogrid (nGfHA) sviluppata nell'ambito del progetto ComESto. In questa fase, lo "hardware" è stato studiato, prendendo in considerazione e valutando l'impatto ambientale di cablaggi, bus DC, schede elettroniche e convertitori. Le peculiarità di funzionamento e controllo della nGfHA permettono un'ottimizzazione nella gestione dei carichi, dei sistemi di generazione ed accumulo di energia. Conseguentemente, per un'adeguata valutazione della sostenibilità della nanogrid è stato perseguito un approccio sperimentale, in cui a partire da dati raccolti in seguito a test ad hoc è stato analizzato il funzionamento di una nanogrid, collegata ad un impianto PV ed un accumulo agli ioni litio, e sono stati quantificati i potenziali impatti verso l'ambiente. Infine, una quantificazione della manutenzione, a cui un utente dotato di una nanogrid e diversi sistemi di generazione ed accumulo di energia andrebbe incontro, è stata condotta a partire da dati raccolti dal partner di progetto Evolvere, relativamente a molteplici impianti fotovoltaici di loro proprietà o in loro gestione. In questo scenario, la manutenzione – in termini di interventi, chilometri percorsi, etc. – di un utente dotato di una nGfHA si può ipotizzare molto simile a quella in atto per gli impianti presi in considerazione.

I risultati ottenuti sulla nGfHA hanno messo in evidenza un complesso profilo ambientale, nel quale gran parte della componentistica della nanogrid gioca un ruolo di rilievo nel determinare i potenziali danni verso l'ambiente. Ciononostante, sono risultati particolarmente importanti i convertitori DC/AC, specialmente per la presenza in questi componenti di trasformatori – sia toroidali che a lamierini -, i quali apportano un carico ambientale dovuto alla sostenuta quantità di metalli e alle relative lavorazioni. Sebbene l'analisi LCA abbia individuato nella nGfHA diversi elementi impattanti, nella configurazione di impianto denominata NG1, provvista di fotovoltaico ed accumulo energetico (ioni litio), il supporto della nanogrid, la nGfHA, presenta contributi minoritari, rispetto agli altri elementi. Ciò consente di trarre una prima importante conclusione: il sistema di gestione di accumulo distribuito, abilitato dalla tecnologia nGfHA, a fronte dei connessi vantaggi apportati, non aggrava un'ipotetica utenza, di tipo domestico o simile, di un forte impatto ambientale. Tra le analisi effettuate, l'unico indicatore che presenta un rilievo maggiore per la nGfHA è quello relativo agli effetti sulla salute umana dell'indicatore aggregato del metodo ReCiPe Endpoint. Anche in questo specifico aspetto, l'utilizzo di soluzioni alternative o componenti meno impattanti per i trasformatori, presenti nei convertitori DC/AC, rappresenterebbe un alleggerimento del carico ambientale collegato alla nGfHA. L'estensione dell'analisi alla fase d'uso restituisce una più ampia valutazione delle performance ambientali della nanogrid, comprendendo gli impatti in opera della nanogrid. Rispetto ai dati raccolti durante la fase di test, si verifica che la nanogrid massimizza l'autoconsumo nella configurazione NG1, rendendosi quasi completamente indipendente dalla rete elettrica nazionale. Conseguentemente, a questa quasi-autosufficienza corrispondono impatti ambientali particolarmente ridotti, sia in termini di emissioni di gas climalteranti sia di impatti nelle categorie di danno del metodo ReCiPe. In confronto ad uno scenario sprovvisto di accumulo energetico (configurazione NGO) o ad un semplice consumatore, ovvero uno scenario sprovvisto sia di accumulo che di generazione da fotovoltaico (Baseline), la fase d'uso della configurazione NG1 risulta di gran lunga più sostenibile sul lungo termine. Ad esempio, le emissioni di CO<sub>2</sub>eq (carbon footprint) sono ridotte del 60%, rispetto alla



configurazione NGO, e del 86%, rispetto alla Baseline. Risultati molto simili si ottengono utilizzando metodi di calcolo, quali il ReCiPe, che considerano altre categorie di danno ambientale. D'altro canto, un'analisi statistica degli scambi di energia con la rete elettrica nazionale mette in luce che, sia il prelievo di energia da rete, quanto l'immissione in rete, possono essere efficientati rispetto alla carbon intensity oraria del mix elettrico nazionale. Ciò comporterebbe un ulteriore miglioramento delle performance ambientali della fase d'uso della nanogrid. Il ciclo di vita del sistema analizzato consta della fase di produzione dei componenti e della fase d'uso della nanogrid; perciò, i risultati ottenuti dai test sono stati integrati con i risultati relativi alla produzione, assemblaggio e trasporto. Per la nanogrid NG1 il contributo maggiore viene dal sistema di accumulo a ioni litio, seguito dal PV, fase d'uso e in ultimo dalla nGfHA. Il rilevante impatto dell'accumulo energetico conferisce alla NG1 un profilo ambientale (carbon footprint e ReCiPe Endpoint) più svantaggioso rispetto alla configurazione NGO. Diversamente, rispetto alla Baseline, entrambe le configurazioni di nanogrid, NG1 ed NG0, sono dal punto di vista ambientale ampiamente più sostenibili. Va comunque precisato, che sia le emissioni, sia i valori di impatto collegati alle altre categorie (fa eccezione solo l'indicatore Human health del ReCiPe Endpoint), per la configurazione NGO sono, in valori assoluti, superiori alla NG1. I risultati riportati tengono conto della extra-produzione da fotovoltaico, che nel caso di NG0 viene in toto esportato alla rete elettrica nazionale; quindi, gli impatti ambientali sono allocati sui due output del sistema. L'impatto del sistema di accumulo utilizzato nella NG1 deriva principalmente dalla limitata vita utile rispetto a PV e nGfHA, si è quindi proceduto ad effettuare un'analisi di sensibilità con un lifetime più esteso, che ha evidenziato come le performance della configurazione NG1 tendono ad eguagliare la NGO. Si ritiene che tale scenario sia realizzabile in diversi modi: utilizzo di sistemi d'accumulo più duraturi, condizioni d'esercizio che migliorino le prestazioni del sistema di accumulo, condizioni stazionarie meno esigenti di altre applicazioni, etc. La gestione stessa della nanogrid potrebbe ottimizzare i cicli di carica e scarica del sistema d'accumulo ed allungarne la vita utile. Questa ipotesi dovrebbe essere soggetta a verifica sperimentale, con ulteriori test e per periodi più lunghi. In questa strategia di eco-efficientamento ricade l'utilizzo contemporaneo di più sistemi d'accumulo. Una tale configurazione di storage multiplo potrebbe avere un effetto olistico, caricando meno i vari sistemi di storage energetico ed aumentarne il lifetime. Anche questo scenario andrebbe verificato con campagne sperimentali ad hoc, per ricavare i relativi dati da inserire nel modello di valutazione ambientale qui sviluppato. Quindi, in ultimo si è proceduto a valutare le performance ambientali della nanogrid, nel caso in cui il servizio svolto dalla batteria a ioni litio fosse fornito da differenti sistemi d'accumulo studiati in ComESto. Si sono costruiti i rispettivi modelli LCA per due configurazioni, nell'ipotesi di un'identica fase d'uso, ed a parità di energia immagazzinabile. Le due configurazioni utilizzate come paragone con la NG1 prevedono, in un caso un sistema multiplo di storage con un supercapacitor ed una batteria ioni litio, nell'altro caso una batteria a flusso. I risultati mostrano, da un lato, i possibili vantaggi che si possono ottenere con una gestione integrata di più sistemi d'accumulo, dall'altro, come le prestazioni ambientali dipendano dalle specifiche categorie d'impatto analizzate e dalle caratteristiche peculiari del sistema di storage.



#### 1. INTRODUZIONE

Allo stato recente dell'arte, i principali studi di Life Cycle Assessment (LCA) applicati alle nanogrid o alle microgrid sono finalizzati all'elettrificazione di comunità remote o isolate. Infatti, al mondo oltre 1,3 miliardi di persone (il 18% della popolazione mondiale) non hanno accesso a una rete elettrica [Mills et al., 2016; Williams et al., 2015; Mills et al., 2007]. Le comunità rurali e suburbane che non hanno accesso alla rete fanno affidamento su fonti di energia alternative, come generatori diesel e cherosene o combustione di biomassa, per cucinare e illuminare [Rao et al., 2012; Barnes et al., 1996]. Sfortunatamente, l'uso di queste fonti di energia provoca numerosi impatti ambientali. Infatti, la combustione incontrollata di cherosene, diesel e biomassa può causare danni alla salute umana e ambientale a causa di ingestione accidentale, incendi, malattie respiratorie, emissioni cancerogene e distruzione degli habitat locali [Barnes et al., 1996; Mills et al. 2013; De Koning et al., 1985; Ezzati et al., 2001]. L'accesso a una fonte affidabile di elettricità crea vantaggi significativi per le comunità in termini di salute, sviluppo economico e qualità complessiva della vita. Le comunità ricevono benefici per la salute attraverso miglioramenti igienico-sanitari, metodi di cottura puliti (miglioramento della qualità dell'aria), refrigerazione e diffusione dell'educazione sanitaria attraverso i media (ad esempio radio e televisione) [Mills et al., 2016; Mills et al. 2013; Poverty Reduction UNDP, 2011; The Welfare Impact, 2008]. L'accesso all'elettricità è anche significativamente legato al miglioramento della produttività, alla crescita, alla riduzione della povertà, al reddito delle famiglie, all'occupazione, allo sviluppo di nuove imprese e alla produttività delle imprese [Attigah et al., 2013; Kanagawa et al., 2016]. Vantaggi significativi, in termini di qualità della vita, vengono realizzati in queste condizioni, in particolare a livello sociale: per esempio migliori opportunità educative come classi professionali e possibilità di studio esteso per tutte le classi sociali [Jacobson et al., 2007; Kirubi et al., 2009; Books 2004].

Tradizionalmente, l'elettrificazione si attua estendendo la rete elettrica centrale nel territorio. Tuttavia, l'estensione della rete richiede capitale e tempo e comporta un sostanziale impatto ambientale [Deichmann et al., 2011; Weber et al. 2010; Lee et al., 2004; Widiyanto et al., 2003; Turconi et al. 2014; Jorge et al. 2012]. A causa di questi problemi, l'estensione della rete potrebbe non essere l'opzione migliore per elettrificare le comunità rurali in estesi territori disabitati e difficilmente raggiungibili [Schnitzer et al. 2014]. Una soluzione alternativa sono le versioni autonome più piccole di reti elettriche note come microgrid. Le microgrid e le nanogrid sono un'opzione interessante per le comunità off-grid, perché possono essere precostruite e installate direttamente nelle comunità in tempi relativamente brevi e con impatti ridotti sull'ambiente locale. La gestione dell'energia prodotta in modo sostenibile e gestita in modo efficiente è indubbiamente un futuro promettente nella direzione dell'autosufficienza energetica. Un sistema di microgrid di base è costituito dal componente di generazione di energia, ad esempio moduli fotovoltaici (PV), un sistema di backup dell'energia, come un banco batterie o generatore diesel, e altri componenti necessari, quali regolatori di carica e bilanciamento dei sistemi. Ci sono oltre 3700 microgrid già in funzione in tutto il mondo con diverse tecnologie di accumulo e generazione di energia e un'ampia gamma di capacità di uscita [Bilich et al. 2016]. Studi dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA) hanno previsto che oltre il 50% delle connessioni necessarie per elettrificare i restanti 1,3 miliardi di persone nel mondo dipenderanno da energie alternative sorgenti, come le microgrid [Pathways for Concerted Action, 2012].



Gli studi LCA sulle micro e nanogrid in letteratura non sono molti. Fra i più importanti quello effettuato sull'installazione di tre progetti pilota di microgrid in Kenya con capacità di 10, 20 e 50 kW della First Solar, un importante produttore di pannelli fotovoltaici a film sottile al tellururo di cadmio (CdTe), in collaborazione con Powerhive (un'impresa tecnologica) [First Solar, 2014]. L'obiettivo principale di questa analisi era determinare gli impatti ambientali del ciclo di vita di tre sistemi di microgrid utilizzando la valutazione del ciclo di vita basata sui processi (LCA). Questo ha permesso il confronto di queste soluzioni tra di loro e rispetto alle soluzioni tradizionali per l'elettrificazione. Oltre alla progettazione complessiva del sistema di microgrid, l'LCA risulta anche utile nell'esplorare l'effetto della variazione dei componenti e di altri fattori sull'impatto del ciclo di vita di questi sistemi di micro/nanogrid.

Sebbene siano stati condotti numerosi studi di fattibilità tecnologica ed economica per microgrid solari nelle comunità off-grid, il focus sulle prestazioni ambientali del ciclo di vita dei sistemi di microgrid nelle comunità off-grid è un'applicazione relativamente nuova della metodologia LCA [Ma et al. 2014a; Ma et al. 2014 b; Akinyele et al., 2016]. Uno studio molto interessante si è concentrato sull'impatto della durata delle microgrid a livello di sistema in una varietà di categorie ambientali ed era l'analisi di una microgrid ibrida diesel-PV-eolica a Koh Jig, un'isola vicino alla Thailandia [Smith et al., 2015]. A differenza del suddetto studio, la maggior parte della ricerca LCA pertinente all'argomento si concentra sui componenti delle microgrid (cioè moduli e batterie) sia da isolate o per altre applicazioni. Anche le applicazioni di moduli fotovoltaici su scala industriale, su tetto e connesse alla rete sono state oggetto di numerosi studi LCA riassunti dagli studi di armonizzazione LCA NREL e dal gruppo di lavoro Task 12 dell'IEA [National Renewable Energy Laboratory Life Cycle Assessment Harmonization Page, 2016; Kim et al., 2012; Hsu et al. 2012; Frischknecht et al. 2015].

La First Solar ha anche pubblicato diversi studi LCA sulla produzione e l'applicazione dei moduli CdTe [Sinha et al., 2012 a; Sinha et al., 2012 b; Sinha et al., 2013].

Anche le batterie, in particolare nei veicoli elettrici, sono state al centro della ricerca LCA. Argonne National Lab ha pubblicato una revisione e un'aggregazione complete di precedenti LCA su batterie al piombo-acido (PbA), nichel-metallo idruro (NiMh) e agli ioni di litio (Li-ion) [Sullivan et al., 2010; Spanos et al., 2015]. Sono stati pubblicati anche vari altri LCA per batterie, che prendono in considerazione applicazioni di mobilità e diverse composizioni chimiche delle batterie [Spanos et al., 2015; Notter et al., 2010; Rydh et al., 2005; Ellingsen et al., 2014; Majeau-Bettez et al., 2011; Zackrisson et al., 2010]. Le stime del ciclo di vita di altri componenti principali come generatori diesel [Smith et al., 2015], regolatori di carica [Posorski et al., 2003] e cablaggio elettrico [Frischknecht et al., 2015; Socolof et al., 2014] sono state prodotte nell'ambito di studi più ampi. Attualmente, fatta eccezione per il lavoro sulla valutazione comparativa del ciclo di vita di due diversi sistemi di cogenerazione basati su SOFC con accumulo di energia termica integrato in una nanogrid di una casa unifamiliare, frutto di una collaborazione fra Università e Centri di Ricerca del progetto ComESto [Di Florio et al., 2021] esistono pochi studi recenti riguardanti la LCA sulle nanogrid. Uno studio che però non prende in considerazione nell'analisi la parte hardware è quello di Rossi et al.2020. In tale studio una nanogrid composta da un impianto fotovoltaico, un generatore di backup e un sistema di accumulo di energia viene analizzata mediante un approccio di Life Cycle Assessment. Lo studio prevede la progettazione di un sistema solare domestico (Solar Home System) e il suo profilo ambientale viene valutato considerando diverse batterie agli ioni di litio. Tra queste, le celle all'ossido



di alluminio al nichel-cobalto sono risultate la soluzione più adatta per un Solar Home System (46,66 Pts/MWh). Inoltre, viene eseguita un'analisi di sensitività del Solar Home System e viene proposto un impianto di accumulo di energia ibrido che integra idrogeno e batterie per affrontare il problema della variabilità stagionale della radiazione solare. Vengono considerati quattro scenari con diversi livelli di pressione del gas e durata dei dispositivi. I risultati mostrano che attualmente la configurazione più sostenibile è rappresentata dal Solar Home System, ma in futuro una nanogrid ibrida dotata di accumulo di idrogeno a 700 bar potrebbe essere la migliore configurazione off-grid, per ridurre al minimo l'impatto sull'ambiente (37,77 Pts/MWh). Estendendo la prospettiva alle future configurazioni potenziali di rete, viene valutata una connessione efficiente del Solar Home System con una smartgrid, il che risulterebbe in un ulteriore aumento della sostenibilità (22,81 Pts/MWh) del sistema, rispetto ad altre soluzioni off-grid.



## 2. LCA E METODI DI CALCOLO

In questa sezione vengono presentati i procedimenti con cui sono stati costruiti gli inventari del modello LCA ed i metodi utilizzati nello svolgimento dell'analisi. Nel paragrafo 2.1 vengono dati i dettagli relativi all'inventario della nanogrid nGfHA. In questa parte i dati sono fortemente basati sui dati primari della nGfHA progettata e costruita dal partner di progetto UniCal. Nel paragrafo 2.2 sono riportati i dettagli d'inventario delle configurazioni di nanogrid NGO e NG1, in cui alla nGfHA si aggiungono il sistema di generazione da FER (PV) e l'accumulo d'energia (batteria a ioni litio LFP). Nella sezione 2.3 si riportano i particolari per la costruzione della fase d'uso da inserire nel modello LCA. In questa fase il blocco di dati su cui si fonda la fase d'uso deriva da una serie di test (dati primari), eseguiti dal partner UniCal per un periodo di tempo rappresentativo del funzionamento della nanogrid in configurazione NG1. Da ultimo, nel paragrafo 2.4 vengono forniti i dettagli sui metodi di calcolo utilizzati.

L'unità funzionale (FU) è così definita: "1 kWh di carico servito per 25 anni di servizio con una media giornaliera di circa 10 kWh"

#### 2.1. NANOGRID PER SISTEMI IBRIDI: nGfHA

La nanogrid nGfHA è costituita da due schede elettroniche, la cui composizione è schematicamente riportata in Figura 2.1.1. La scheda denominata *Scheda Elettronica 1* include la circuitistica che definisce la nanogrid stessa. Infatti, sulla *Scheda Elettronica 1* sono installati il bus DC ed un modulo IGBT a 6 gambe, sul quale sono montati quattro convertitori: due convertitori DC/DC (PV e Battery) e due convertitori DC/AC (Critical Loads e Grid). Sulla *Scheda Elettronica 2*, invece, si trova collocata la circuiteria di condizionamento (cablaggio).



Figura 2.1. 1 - Schema della composizione della nanogrid nGfHA



Sulla base dei dati primari forniti dal partner di progetto Unical, l'inventario dei diversi componenti è stato realizzato modificando in modo congruo dataset analoghi reperibili nel database Ecoinvent. Per tutti i dati non direttamente forniti dal partner di progetto, per cui si è comunque reso necessario una modifica del relativo dataset Ecoinvent, si è proceduto a ricavare le informazioni mancanti dalla letteratura scientifica o da fonti online. I requisiti di trasporto sono tutti basati su distanze di trasporto standard per i materiali consumati in Europa, seguendo le indicazioni del database Ecoinvent.

#### SCHEDA ELETTRONICA 1

Il circuito stampato che compone la *Scheda Elettronica 1* è formato da 4 strati conduttori di rame e da Vetronite, quale materiale isolante. Il circuito stampato è una scheda ibrida, che utilizza le due tipologie più diffuse di schede elettroniche, ovvero *surface mounting* e *through-hole mounting*. Inoltre, *la Scheda Elettronica 1* è del tipo priva di piombo. In Ecoinvent sono presenti due dataset per schede elettroniche stampate, una relativa ad una scheda *surface mounting* a 6 layer ed un'altra relativa ad una scheda *through-hole mounting* a 2 layer. Con l'ausilio di dati primari forniti da UniCal, si è proceduto dunque a modificare i relativi dataset Ecoinvent, in modo da ottenere gli inventari per schede elettroniche a 4 layer, sia di tipo *surface mounting* sia *through-hole mounting*. La stima degli input di rame e Vetronite ha preso in considerazione il quantitativo di rame per layer a metro quadro (0.37 Kg·layer<sup>-1</sup>·m<sup>-2</sup> per la scheda *through-hole mounting* e 0.48 Kg·layer<sup>-1</sup>·m<sup>-2</sup> per la scheda *surface mounting*, per poi successivamente adeguare il quantitativo di Vetronite al dato sul peso complessivo della scheda. Infine, le due tipologie sono state integrate nella *Scheda Elettronica 1* con una composizione del 50% ciascuna. Per quanto riguarda la Vetronite, l'inventario relativo ad una resina epossidica presente in Ecoinvent è stato modificato in modo da adattarsi al caso specifico.

L'inventario per i componenti installati sulla Scheda Elettronica 1 è schematizzato di seguito:

<u>Il modulo IGBT</u>, ovvero transistor bipolare a gate isolato, utilizzato è un modulo della SEMIKRON, che prevede sei gambe. Dalla scheda tecnica sono state ricavate le informazioni necessarie per l'inventario. Rispetto al singolo IGBT è stato utilizzato un dataset presente nel database Ecoinvent per IGBT utilizzati in applicazioni di automotive.

<u>Il Bus DC</u> è composto da 12 condensatori elettrolitici per un totale di 4.5 mF. Per tali elementi si è fatto riferimento al relativo dataset presente in Ecoinvent. In parallelo ai condensatori sono montati due resistori da 22kOhm. Inoltre, altri due resistori da 100 Ohm ciascuno, utilizzati per la precarica, sono stati compresi nell'elemento del Bus DC.

<u>Il convertitore DC/DC - PV</u> contiene un filtro LC ed un filtro EMI DC/DC. L'inventario per il filtro LC è stato costruito secondo le seguenti prescrizioni:

- l'induttore (L) ha un rapporto ferrite/rame di 2.3/1 ed è provvisto di un avvolgimento in polietilene
- il capacitore (C) è della tipologia a polipropilene metallizzato ed utilizza alluminio come metallo per la metallizzazione



I dataset per l'induttore ed il capacitore a polipropilene metallizzato sono stati costruiti a partire da dataset simili di Ecoinvent e modificati congruamente. Infatti, per il filtro LC i dati generali sono stati forniti dal partner UniCal. Nell'inventario sono state comprese le lavorazioni per la ferrite e per il rame, lo stampaggio per l'avvolgimento in plastica ed una stima dei consumi energetici del processo produttivo. Per il capacitore i dati di input sono stati acquisiti da scheda tecnica di un analogo condensatore della Panasonic. Per l'inventario è stato usato, oltre al polipropilene per i layer e all'alluminio per la metallizzazione, una resina epossidica come sigillante e polietilentereftalato per l'involucro esterno. In particolare, il quantitativo di alluminio è stato stimato considerando uno spessore di metallizzazione di 0,03 micron ed il numero di layer è stato calcolato a partire dalle dimensioni del condensatore presente nella scheda tecnica. Da ultimo, nell'inventario sono stati compresi anche quattro pin di tipo "tinned wired" in rame più stagno. Anche in questo caso l'energia di processo è stata inclusa nell'inventario. Per quanto riguarda il filtro EMI DC/DC, questo è stato modellato come composto da un induttore, un capacitore a polipropilene metallizzato ed un resistore a film metallico. Le specifiche dei tre componenti elettrici sono state stimate sulla base delle informazioni reperibili nella scheda tecnica di un filtro per PV della Schaffner. Lo schema elettrico prevede, in realtà, diversi elementi capacitivi, induttanze e resistori; si è d'altronde ritenuto sufficiente approssimare la resistenza, la capacità e l'induttanza complessive in tre singoli elementi.

<u>Il convertitore DC/DC - Battery</u> prevede come quello per il pannello fotovoltaico un filtro LC ed un filtro EMI DC/DC con le medesime specifiche tecniche. L'inventario, dunque, è uguale a quello dell'altro convertitore DC/DC.

<u>Il convertitore DC/AC – Critical Loads</u> prevede un trasformatore toroidale, un filtro LC ed un filtro EMI DC/AC. Il quantitativo di ferrite e rame del trasformatore, il cui rapporto è pari a 2.3, è un dato di input fornito dal partner UniCal. A tale input sono stati aggiunti nell'inventario un film di polietilene per l'involucro, la resina epossidica quale isolante e le lavorazioni dei materiali con i relativi input energetici. Inoltre, il convertitore presenta un filtro LC per i carichi, che contiene un induttore ed un capacitore a polipropilene metallizzato. Rispetto all'analogo filtro LC per il convertitore PV, quello per i carichi critici contiene un'induttanza maggiore. Il filtro EMI DC/AC è composto da un'induttanza, una capacità ed una resistenza. Analogamente al filtro EMI DC/DC, queste caratteristiche di circuito sono distribuite su più elementi connessi tra loro. Anche in questo caso si è proceduto ad assemblare il tutto con tre soli elementi: uno per ogni caratteristica elettrica. L'induttore è della stessa tipologia precedentemente descritta, il capacitore è a propilene metallizzato e, infine, il resistore è della tipologia a film metallico. Le caratteristiche tecniche sono state ricavate dal datasheet di un filtro della REO Italia. Rispetto al filtro EMI DC/DC, il filtro DC/AC presenta un induttore più grande, ma un capacitore ed un resistore minori.

<u>Il convertitore DC/AC – Grid</u> per la rete elettrica esterna è costituito da un trasformatore a lamierini, un filtro LCL ed un filtro EMI DC/AC. Per quanto riguarda il trasformatore, i dati sono stati forniti direttamente dal partner UniCal e prevedono lo stesso rapporto tra i quantitativi di ferrite e rame e, come per il trasformatore toroidale, una resina epossidica come isolante ed un avvolgimento il polietilene. Rispetto al trasformatore toroidale del convertitore per i carichi critici, il trasformatore a



lamierini è 1.8 volte maggiore. Non è stato possibile ricavare maggiori dettagli sulla fase di produzione dei due differenti trasformatori (toroidale e a lamierini), ciò al fine di differenziare ulteriormente gli impatti ambientali delle due tipologie di trasformatori. Del resto, si ritiene che il contributo maggiore derivi dai materiali utilizzati, per cui una descrizione generica delle lavorazioni sia sufficiente a catturare le caratteristiche più importanti per entrambi gli elementi. Riguardo il filtro LCL, questo prevede un capacitore a polipropilene metallizzato e l'induttanza è stata modellata con un unico induttore. La tipologia di induttore e capacitore è analoga alle precedenti. Il filtro EMI DC/AC è identico a quello descritto precedentemente.

#### SCHEDA ELETTRONICA 2

La Scheda Elettronica 2 è quella su cui viene montata la circuiteria di condizionamento, che costituisce il cablaggio della nanogrid. La Scheda Elettronica 2 è formata da due strati conduttori di rame e da Vetronite, quale materiale isolante. Anche per questa scheda il circuito stampato è composto al 50% dalla tipologia surface mounting e per il restante 50% dalla tipologia through-hole mounting. Anche in questo caso si sono utilizzati circuiti privi di piombo. Analogamente alla Scheda Elettronica 1, la scheda surface mounting a 6 layer, presente nel database Ecoinvent, è stata modificata in modo da ottenere un'equivalente scheda a 2 layer. Per quanto riguarda la scheda through-hole mounting a 2 layer, il dataset già presente in Ecoinvent è stato modificato in conformità con i dati primari. Le stime necessarie sono state effettuate in maniera analoga alla Scheda Elettronica 1.

<u>Nanogrid Wiring</u>. La scheda elettronica per la circuiteria di condizionamento è stata infine corredata del cablaggio per la nanogrid, composto da cavi con tre sezioni diverse (cavi da 1 mm<sup>2</sup>, da 2,5 mm<sup>2</sup> e 4 mm<sup>2</sup>). Si è ipotizzato che tale cablaggio avvenga con una metratura molto simile per le tre sezioni. I dati per modellare i cavi sono stati presi dal catalogo della Prysmian "Catalogo cavi ed accessori di bassa e media tensione". Si è utilizzato lo spessore di guaina ed il diametro del core di rame.

Per quanto riguarda il tempo di vita utile (*lifetime*) della nGfHA, non si hanno informazioni specifiche al riguardo. Nelle linee guida dell'IEA per lo svolgimento di LCA su sistemi PV [1] a diversi componenti presenti anche nella nGfHA, quali trasformatori e cablaggi, viene attribuito un *lifetime* pari a 30 anni. Data però la maggiore complessità ed il tratto innovativo della tecnologia, si è deciso di adottare un valore più conservativo e, quindi, è stato adottato un tempo di vita utile pari a quello del sistema PV (25 anni), considerando questa una migliore ipotesi di lavoro.

#### 2.2. CONFIGURAZIONI DI NANOGRID NG0 E NG1

Lo studio LCA non è stato programmato e finalizzato all'analisi della nGfHA a sé stante, ma è stato concepito affinché mettese in rilievo le prestazioni ambientali della nanogrid a servizio di un'utenza energeticamente evoluta. In altre parole, la valutazione è stata estesa alla gestione dell'energia all'interno di una nanogrid che prevedesse tanto sistemi di generazione da FER, quanto sistemi di accumulo energetico. Per un corretto esame di tali aspetti, un'appropriata fase d'uso è stata costruita, e sperimentalmente verificata, a partire da una precisa configurazione di nanogrid. Inoltre, un secondo aspetto rilevante è che lo studio LCA è stato ampliato agli stessi sistemi d'accumulo,



sfruttando i risultati conseguiti nell'attività di progetto A1.8 "Sviluppo di valutazioni di sostenibilità economica ed ambientale delle diverse tecnologie/sistemi proposti" dell'obiettivo realizzativo OR1. Conseguentemente, i confini del sistema sono stati allargati in modo da comprendere, oltre al supporto della nanogrid nGfHA, almeno un sistema di produzione da FER ed un sistema d'accumulo energetico.



Figura 2.2. 1 - Configurazione nanogrid NG1

La configurazione di nanogrid su cui è stato svolto lo studio LCA è rappresentata in Figura 2.2.1. La configurazione, denominata NG1, è dotata, oltre che della nGfHA con quattro convertitori da 3 kW ed un bus DC, così come descritti nel paragrafo 2.1, di un impianto fotovoltaico di generazione a silicio monocristallino da 3.3 kW e di uno storage di energia con batteria a ioni litio, tipologia litio-ferrofosfato (LFP), con una capacità di 16.4 kWh. Nel seguito del capitolo vengono forniti maggiori dettagli riguardo i componenti della configurazione NG1 (paragrafi 2.2.1 e 2.2.2). La nanogrid ha dei carichi critici, con potenza all'incirca costante nel tempo di 90 W, che corrispondono alla logica di controllo della nanogrid stessa. L'utenza è rappresentata da un carico inseguito dalla nanogrid, con cui comunica attraverso lo stesso convertitore di rete. Rispetto al modello LCA, l'utenza stessa è fuori dai confini del sistema. Ciò che, invece, ne fa parte sono i flussi di energia da e verso la rete. Nel paragrafo 2.3 vengono forniti maggiori dettagli rispetto alla produzione elettrica da FER della nanogrid ed al carico servito. Al fine di esaminare l'effettiva convenienza ambientale dell'accumulo energetico, i risultati ottenuti con la configurazione NG1 sono stati comparati con quelli relativi ad una configurazione sprovvista di storage energetico. Questa configurazione è denominata nel resto del deliverable come NGO e, rispetto ai componenti di nanogrid, è del tutto equivalente a NG1, ad eccezione dell'accumulo che in NG0 non è presente.



#### 2.2.1. SISTEMA DI GENERAZIONE DA FOTOVOLTAICO

Per le caratteristiche tecniche dei pannelli fotovoltaici, sono stati presi come riferimento i moduli della Jinko Solar [2], modello Eagle PERC 60 JKM300M-60. Questi sono moduli monocristallini, composti da 60 celle di dimensioni 156·156 mm<sup>2</sup>. Il rendimento si attesta intorno al 18% ed il costruttore assicura un decadimento lineare – fino a 80% - del rendimento nei primi 25 anni di vita. In Tabella 2.2.1 sono riportate alcune caratteristiche tecniche.

Tabella 2.2. 1 - parametri impianto PV

Tipologia Pannelli	Potenza Nominale (kW)	Superficie Occupata (m <sup>2</sup> )	Rendimento (%)
Silicio monocristallino	3.3	16.06	18.33

Come sarà esposto in maniera più dettagliata nel paragrafo 2.3, la fase operativa della NG è stata ricavata con un approccio sperimentale. Ciò ha consentito di ottenere l'aliquota di PV da riferire all'unità funzionale (FU) – 1 kWh di carico servito. Per l'aspettativa di vita ed il calcolo dell'irradiazione in opera dei moduli si è fatto riferimento alle prescrizioni contenute nelle linee guida su LCA per PV dell'agenzia internazionale per l'energia (IEA) [1]. La radiazione solare globale annua è stata ottenuta con l'ausilio del metodo sviluppato da ENEA, ENEA-Solterm, e reperibile al sito [3]. Impostando il calcolo con le coordinate geografiche della città di Cosenza, un'orientazione a sud (azimut 0°) ed un tilt di 30° dei pannelli, un coefficiente di riflessione al suolo di 0.25 ed in assenza di ostacoli, si ottiene un valore di 1657 kWh/(m<sup>2</sup>·y) – un valore prossimo si ottiene utilizzando il metodo contenuto nella norma UNI 8477. Si riporta che il valore medio giornaliero ottenuto per il mese di marzo, con il sopracitato metodo, è di 4.25 kWh/m<sup>2</sup>. Questo valore è molto vicino alla radiazione solare globale giornaliera ricavata durante i test (paragrafo 3.3) 3.95 kWh/m<sup>2</sup>, indicando che l'installazione e le condizioni di funzionamento durante i test siano vicine a quelle ottimali. Il fattore di utilizzo del sistema PV per kWh generato è così definito:

$$S = [LF \cdot Eff \cdot A \cdot Y]^{-1}$$
(Eq. 1)

Dove S è espresso in [kWh<sup>-1</sup>] ed equivale al reciproco dell'energia elettrica totale prodotta dal PV nella sua vita utile. LF il *lifetime* in anni, Eff il rendimento (computato come rendimento medio nei 25 anni di vita utile), A la superficie del PV [m<sup>2</sup>] e Y la resa media annua (*yield*) [kWh/(m<sup>2</sup>·y)]. Per le caratteristiche del sistema utilizzato e le condizioni di test, S è pari a  $9.1 \cdot 10^{-6}$  kWh<sup>-1</sup>.

## 2.2.2. SISTEMA DI ACCUMULO A IONI LITIO

L'inventario per la batteria agli ioni di litio è stato trattato ampiamente nel deliverable dell'attività A1.8 (D1.8 par.3.4) e corredato dalla analisi *cradle to gate* del ciclo di vita e dai costi delle esternalità ad esso associate. Per l'inserimento nella configurazione della nanogrid di ComESto, l'inventario è stato opportunamente modificato per scalare in modo appropriato peso e potenza con i valori forniti da UniCal. In particolare, per rendere coerente il valore del peso con la densità energetica si è sostituito il *case* di plastica con uno in acciaio. Tale sostituzione, oltre a rendere coerenti i dati della scheda tecnica della batteria, trova verifica sperimentale, in considerazione del fatto che la batteria è



effettivamente inserita in una cassa d'acciaio sigillata. I contenitori delle celle invece sono stati considerati composti da alluminio, come riportato dalla letteratura e dalle case produttrici di celle. In Tabella 2.2.2 sono riportate le caratteristiche della batteria impiegata nella configurazione NG1.

Tabella 2.2. 2 - Parametri sistema di accumulo Li-ion			
Tipologia	LiFePO		
Energia (kWh)	16.4		
Capacità (Ah)	80		
Tensione Nominale (V)	216		
Corrente Nominale (A)	80		
Dimensione Rack (cm)	60.80.100		
Lifetime (N° cicli)	3000 <sup>a</sup>		
a) da reference [4]			

Rispetto ad altre composizioni chimiche del catodo, le batterie a ioni litio del tipo LFP presentano tempi di vita più lunghi [4, 5]. Sebbene Majeau-Bettez et al. [5], da cui è stato ottenuto l'inventario per la batteria LFP, indichino un *lifetime* di 6000 cicli di carica e scarica, si è ritenuto opportuno avvalersi di un riferimento bibliografico più recente (2016), relativo ad un modello di previsione per il decadimento della capacità di batterie ioni litio [4], che riporta un valore pari a 3000 cicli scarica/scarica a 25 °C e un *C-rate* di 1C. Bisogna precisare, che il criterio secondo il quale si definisce il fine vita della batteria è fissato al decadimento ad 80% della capacità iniziale della batteria. Tale criterio è generalmente adottato per applicazioni di mobilità elettrica, ma potrebbe essere meno stringente per applicazioni stazionarie, quali quella studiata in ComESto, ed allungare la vita utile del sistema di storage. Inoltre, il *C-rate* a cui è sottoposto l'accumulo a ioni litio nella nanogrid è generalmente delle caratteristiche dell'accumulo all'interno del modello LCA, si è preferito lasciare questo criterio di fine vita inalterato. Del resto, al fine di valutare l'incidenza della durata del *lifetime* dell'accumulo a ioni litio sui risultati dell'analisi LCA, è stata effettuata un'analisi di sensibilità in cui sono stati messi a confronto due scenari:

- Scenario Base, in cui il lifetime della batteria a ioni litio è di **3000** cicli
- Scenario 2, "Li-ion lifetime extended", in cui il lifetime della batteria è di 6000 cicli

#### 2.3. FASE D'USO: PRODUZIONE E CARICHI

È naturale pensare, in termini molto generali, ai sistemi per l'energia come sistemi utilizzati per svolgere un lavoro, soddisfare dei carichi, mantenere in funzione delle apparecchiature, etc. Ciò definisce molto spesso il servizio reso e, conseguentemente, l'unità funzionale su cui formalizzare lo studio di analisi ambientale. Per una corretta analisi del ciclo di vita dei sistemi studiati, quindi, la valutazione degli impatti ambientali collegati al funzionamento del sistema (fase d'uso) svolge un ruolo centrale. Nell'analisi svolta per l'attività 1.9, si è deciso di ricavare sperimentalmente i dati sulla



fase d'uso della nanogrid ed integrare tali dati nel modello LCA. Si è già sottolineato come tale approccio sia alquanto innovativo e perseguito raramente nel campo dei sistemi per l'energia. Test *on-field* sono stati eseguiti tra il 7 ed il 10 marzo, monitorando per l'intero arco della giornata la produzione da PV, i carichi critici, la potenza scambiata con l'accumulo a ioni litio, sia in entrata che in uscita dalla batteria, e la potenza scambiata con la rete elettrica. La valutazione d'impatto ambientale della fase d'uso è stata eseguita rispetto ai sopracitati flussi d'energia. I dati del test, campionati ogni cinque secondi, sono stati accorpati e rappresentati su base oraria.

Nei test eseguiti, il funzionamento della NG è governato da due obiettivi:

- l'inseguimento del carico
- il controllo dello stato di carica (SOC) del sistema di accumulo

Rispetto al carico, l'inseguimento di un profilo avviene immettendo in rete la potenza richiesta da un utente consumatore. La potenza ceduta alla rete è quella prodotta dal PV, quando presente, e/o quella accumulata in precedenza nel sistema ioni litio. Quando, però, il SOC del sistema di accumulo è inferiore al 20%, l'inseguimento del carico viene interrotto, per essere poi ripreso solo dopo che il SOC della batteria torna al disopra del 30%. Nella circostanza in cui l'impianto fotovoltaico generi una potenza superiore a quella richiesta dal carico, il surplus di produzione va ad alimentare l'accumulo di energia elettrica del sistema a ioni litio. Infine, nel caso in cui la potenza generata dal PV fosse superiore alla somma dei carichi e della potenza in entrata alla batteria, questa extra-produzione viene immessa in rete ed è da considerare come ceduta (venduta) alla rete nazionale.

Al fine di eseguire l'analisi comparativa tra le due configurazioni di nanogrid, NG0 ed NG1, un'equivalente fase d'uso per la configurazione NGO è stata modellata, a partire dagli stessi carichi e produzione da fotovoltaico, differenziandone il consumo elettrico rispetto alla configurazione NG1. Si è perciò considerato che, coerentemente con la medesima produzione dell'impianto fotovoltaico, i carichi critici ed il carico inseguito vengono soddisfatti dal PV, quando presente, e dalla rete elettrica nazionale, nelle ore di assenza di produzione da PV. Il surplus di produzione da PV è ceduto (venduto) alla rete elettrica nazionale. Inoltre, entrambe le configurazioni sono state confrontate con uno scenario base di business-as-usual, ovvero il sistema del tutto sprovvisto di nanogrid, in cui i carichi vengono soddisfatti in toto dal prelievo di energia elettrica dalla rete elettrica nazionale. Il modello LCA della fase d'uso ha preso in considerazione il profilo giornaliero di consumo elettrico per entrambi i sistemi. Dal punto di vista metodologico, il surplus di energia elettrica, prodotta e ceduta alla rete per la configurazione NGO, è considerato come coprodotto del sistema, per cui i danni ambientali sono allocati rispetto ad entrambe le funzioni (load demand e vendita in rete), in proporzione alle quantità di energia – lo stesso approccio è stato utilizzato anche per la configurazione NG1, ma in questo caso la percentuale di allocazione è circa 97% sul soddisfacimento dei carichi, essendo l'energia trasferita alla rete minima.

#### 2.3.1. TIME-DEPENDENT CARBON INTENSITY DEL MIX ELETTRICO

Le fonti di produzione di energia elettrica in Italia hanno, chiaramente, una stagionalità ed una ciclicità rispetto alle 24 ore giornaliere. La peculiarità di funzionamento delle due configurazioni di NG e dello scenario base hanno imposto, per una corretta valutazione della fase *in-operando*, di utilizzare dataset del mix elettrico nazionale per l'input di energia, differenziati nelle 24 ore giornaliere.



In Figura 2.3.1 viene presentato il profilo giornaliero del mix elettrico, suddiviso rispetto le diverse fonti. Relativamente all'asse secondario delle ordinate è, invece, presentata la carbon intensity derivata dallo specifico mix orario di produzione. Con il termine carbon intensity si intende il livello di emissioni GHG per kWh di energia elettrica. In questo caso, la carbon intensity prende in considerazione la produzione di energia elettrica, le perdite, la trasformazione e, infine, la distribuzione sulla bassa tensione. Le emissioni in Figura 2.3.1, espresse in Kg di CO<sub>2</sub>eq, variano tra un massimo, durante le ore notturne e le prime ore mattutine, ed un minimo tra le 13:00 e le 14:00, con una decrescita corrispondente al 25% circa. Si osserva come le pendenze tra la diminuzione della carbon intensity, che avviene tra le 6:00 e le 10:00, sia diversa da quella corrispondente alla risalita nelle ore del tardo pomeriggio e della serata. Ciò è dovuto, almeno parzialmente, all'effetto dell'aumento di produzione di idroelettrico, usato per sopperire alla mancanza di fotovoltaico, in un momento della giornata in cui la richiesta elettrica sulla rete resta ancora alta. Questi risultati, con i relativi dataset da cui sono stati ricavati, sono frutto di un lavoro sviluppato dal Dott. Ing. Di Florio nell'ambito di un precedente progetto di ricerca. Questo know-how del gruppo di ricerca LCA dell'unità dell'Università di Siena è stato messo a disposizione del progetto ComESto, data la rilevante attinenza tra la problematica oggetto di studio e lo strumento d'analisi.



Figura 2.3. 1 - Richiesta di energia elettrica su base oraria. Time-dependent carbon intensity del mix elettrico nazionale

La dipendenza oraria del mix elettrico nazionale di Figura 2.3.1 è la media italiana, rispetto al periodo estivo dell'anno 2020. I dati per la produzione elettrica sono organizzati in Figura 2.3.1 in modo da avere tutte le fonti rinnovabili a partire dal basso, a seguire il termico fossile (sezione in grigio in figura) e da ultimo l'import netto dall'estero. Per la costruzione dei profili orari di produzione elettrica, sono stati utilizzati i dati messi a disposizione da Terna [6] ed i report statistici pubblicati sempre da Terna [7]. La compilazione degli inventari per il mix elettrico nazionale su base oraria ha preso in considerazione sia le diverse fonti di produzione, che la grande maggioranza delle tecnologie in essere per la produzione di elettricità [6, 7, 8]. I dataset per il mix orario sono così composti:

Fotovoltaico



- Geotermia
- Eolico
- Idroelettrico
- Termico da biomasse
- Termico fossile
- Import & Export

Sebbene il periodo in cui sono stati eseguiti i test non coincida con la finestra temporale entro la quale è stata ottenuta la media relativa ai dati di Figura 2.3.1, la differenza è stata valutata di poco rilievo. Ciò soprattutto alla luce dei vantaggi, derivanti dalla possibilità di analizzare i risultati dei test con una maggiore granularità.

## 2.4. METODI LCA

Relativamente agli strumenti metodologici utilizzati, l'analisi è stata svolta in ottemperanza ai requisiti definiti dalla famiglia delle norme ISO 1404x [9, 10]. Per il calcolo della carbon footprint è stato utilizzato il metodo single-issue IPCC 2013 GWP [11] con una finestra temporale di 100 anni, che permette di valutare il potenziale effetto sul riscaldamento globale di prodotti e/o processi. Al fine di evidenziare le correlazioni tra i vari componenti e le diverse fasi dei processi di produzione, la visualizzazione dei risultati della carbon footprint è stata effettuata tramite diagrammi di Sankey uno specifico diagramma di flusso, in cui le quantità di flusso sono proporzionali all'ampiezza delle linee in uscita ed entrata dai nodi del diagramma. Per la creazione dei diagrammi di Sankey è stato utilizzato un in-house script codificato nell'ambiente di sviluppo JupyterLab (Python) [12]. Inoltre, la caratterizzazione degli impatti ambientali (effetti Midpoint) è stata valutata utilizzando il metodo Recipe 2016 (H) nella versione 1.03 [13, 14]. Il metodo ReCiPe 2016 prevede 18 indicatori di impatto ambientale. Nel presente studio sono utilizzati, per la visualizzazione e discussione dei risultati, dodici di questi indicatori. La scelta degli indicatori è stata ristretta alle categorie d'impatto più significative per il sistema in esame e omettendo quegli indicatori, che restituivano risultati molto prossimi ad altre categorie. Infine, poiché il metodo Recipe 2016 (H) consente di ampliare la valutazione ad effetti di tipo secondario, l'analisi è stata estesa anche a livello di valutazione del danno (effetti Endpoint) in base alle categorie Human Health, Ecosystems and Resources.

#### 3. RISULTATI E DISCUSSIONE

Nei successivi paragrafi la presentazione dei risultati viene così strutturata: nel paragrafo 3.1 è riportato l'esito della valutazione ambientale per la nGfHA, considerata a sé stante. In questa sezione vengono presentati i risultati per la *carbon footprint* con il metodo IPCC 2013 e la caratterizzazione degli impatti con il metodo ReCiPe 2016, sia Midpoint che Endpoint. Le analisi restituiscono un quadro d'insieme, per quanto concerne la produzione del supporto "hardware" della nanogrid, i componenti ed i processi che maggiormente contribuiscono agli impatti ambientali e suggerisce dove possibilmente poter intervenire in fase di eco-design. Nella sezione 3.2, l'analisi è estesa all'intera configurazione di nanogrid (NG1). I risultati mettono in evidenza il peso specifico dei componenti preposti alla generazione di energia (PV), allo stoccaggio dell'energia (Li-ion Battery) ed alla gestione della nanogrid (nGfHA). Vengono presentati i risultati per la *carbon footprint* e per il metodo ReCiPe



2016, sia Midpoint che Endpoint. Inoltre, sono mostrati i risultati nello scenario alternativo, in cui il lifetime del sistema di accumulo è esteso a 6000 cicli di carica e scarica. Il paragrafo 3.3 espone i risultati ottenuti valutando la fase d'uso della nanogrid NG1. Come già detto in precedenza, questa è stata mutuata da una serie di test on-field effettuati dal partner di progetto UniCal. Questo approccio di LCA sperimentale ha consentito di integrare nel modello LCA dati primari della fase d'uso e guadagnare un livello di dettaglio maggiore. Le analisi eseguite sono state la carbon footprint e ReCiPe Endpoint. In questa sezione, la fase d'uso della nanogrid NG1 viene confrontata con gli scenari corrispondenti alla nanogrid NGO (sola generazione da fotovoltaico) e con la Baseline (utenza sprovvista di PV ed accumulo energetico). Inoltre, i dati dei test – ed i corrispondenti dati calcolati per NGO e Baseline – sono stati sottoposti ad un'analisi statistica, finalizzata a mettere in evidenza l'efficienza degli scambi energetici con la rete elettrica nazionale, in termini di emissioni di CO<sub>2</sub>eq, alla luce della dipendenza dal tempo della carbon intensity della rete elettrica. Le analisi mettono in rilievo i vantaggi e le criticità delle due configurazioni di nanogrid studiate, oltre alla superiorità rispetto ad uno scenario di business-as-usual (Baseline), suggerendo diverse strategie per il miglioramento ambientale delle relative performance. Da ultimo, nella sezione 3.4 vengono presentati i risultati relativi al ciclo di vita completo per la NG1 e confrontati con quelli della NG0 (e della Baseline). In questo paragrafo vengono integrati i risultati della fase di produzione, con quelli relativi alla fase d'uso. Ciò consente una valutazione (ed un confronto con NGO) complessiva del sistema studiato. In aggiunta, l'effettiva convenienza ambientale dei sistemi analizzati, viene valutata rispetto alla sensibilità dei risultati dalla durata della vita utile del sistema d'accumulo e dalla scelta dell'accumulo.

#### 3.1. RISULTATI LCA PER nGfHA

In Figura 3.1.1 è presentato il diagramma di flusso, relativo alla *carbon footprint*, per la produzione della nGfHA. Il potenziale di surriscaldamento globale, derivante dalla produzione di una nGfHA, è pari a 678.7 Kg CO<sub>2</sub>eq (7.2 g CO2eq/kWh per il dato normalizzato rispetto alla FU scelta per l'analisi). Delle due schede elettroniche, di cui è composta la nGfHA, la scheda denominata in figura *Nanogrid Board 1* dà un contributo notevolmente maggiore alle emissioni GHG (95%), mentre alla *Nanogrid Board 2* competono il 5% delle emissioni. Il risultato è conseguenza soprattutto della diversa complessità e composizione delle due schede. Sulla *Nanogrid Board 2* è presente esclusivamente il cablaggio (*Wiring* 3.9%), oltre che la scheda stampata (*Printed Board 2 layers* 1.1%) su cui il cablaggio è montato.





Figura 3.1. 1 - Diagramma di Sankey delle emissioni di GHG per la nGfHA

La Nanogrid Board 1 presenta, invece, una scheda stampata (Printed Board 4 layers) su cui è montato un modulo IGBT a 6 gambe, su cui si trovano quattro convertitori. Il valore di CO<sub>2</sub>eq da attribuire alla scheda stampata è piuttosto basso, 2.4%, e minimo per il modulo IGBT (0.2%). Comunque, in Figura 3.1.1 i valori delle gambe del modulo IGBT vengono fatti confluire nel nodo del rispettivo convertitore. I convertitori determinano l'aliquota maggiore nelle emissioni: insieme assommano al 82% del totale. I convertitori non contribuiscono, però, nella stessa misura; infatti, i convertitori DC/AC, per la presenza dei trasformatori, hanno un impatto maggiore (26.5% per il Converter-Loads e 31.2% per il Converter-Grid). Ai trasformatori, specialmente il trasformatore a lamierini (Laminated Transformer 17.8%), corrisponde un elevato valore delle emissioni di  $CO_2eq$ , quale conseguenza della grande quantità di metalli presenti in essi, per la precisione rame e ferrite, che ereditano un notevole impatto sia dai processi di estrazione delle materie prime, sia dall'energia per processarli. Analogo discorso vale per i filtri (ad esempio LC Filter Loads 14.8%), per la presenza di componenti quali induttori e capacitori. In questo caso, oltre agli input di materiali metallici, è l'elevata energia di processo a definirne l'impatto finale. Conferma alla precedente argomentazione viene dall'osservazione che il bus DC (DC Bus in figura), composto da 12 condensatori per un peso complessivo di 1.2 Kg, da soli spiegano il 10.4% delle emissioni totali di GHG. Infine, risultano essere di minore rilievo i filtri EMI; infatti, ad esempio, ai due filtri EMI usati nei convertitori DC/DC (Converter-Battery e Converter-PV) corrisponde una quota pari al 4.8% delle emissioni totali.

La nGfHA è stata successivamente caratterizzata con il metodo ReCiPe 2016, al livello di aggregazione Midpoint (Figura 3.1.2 e Figura 3.1.3), per poi passare al livello Endpoint (Figura 3.1.4). A parte qualche divergenza in alcune categorie d'impatto, il pattern determinato dalla *carbon footprint* si



60%

50%

40%

30%

20%

10% 0%

OF- hh

SOD

PMF

ΤA

MWE

Converter DC/AC - Critical Loads

Converter DC/DC - Battery

Converter DC/DC - PV

Printed Board 1

Bus DC

100% 90% 80% 70%

ripresenta con il metodo ReCiPe. Nel seguito si discutono le peculiarità che emergono per alcune categorie.



TEX

HCTX Hn-CTX

Per quanto riguarda le categorie di effetto sull'ambiente (Figura 3.1.2), notiamo che per le categorie SOD, OF-hh, PMF, TA e MWE il peso specifico dei convertitori è molto prossimo a quello risultato dall'analisi della carbon footprint, ovvero complessivamente attorno ad 80%. Rispetto ad i risultati del IPCC 2013, però, si nota in genere un impatto maggiore per il Converter DC/AC-Grid (tra 36% e 41%) e minore per i convertitori DC/DC (tra 5% e 9%, invece che 12%). Ciò è causato dal forte impatto che ha il rame, utilizzato in grosse quantità nei trasformatori dei convertitori DC/AC, in diverse di queste categorie. Invece, nella categoria sul cambiamento climatico (IPCC) ha un'elevata influenza l'energia di processo utilizzata nella produzione degli induttori, che sono presenti nei filtri LC e LCL di tutti i convertitori. Diversamente, il cablaggio restituisce un contributo maggiore, rispetto alle emissioni GHG, che si attesta, ad esempio, intorno a 12% in SOD e 16.5% in TA. La spiegazione di questo andamento è da ricercare, anche per il cablaggio, nel grande quantitativo di rame contenuto nei cavi. Conseguentemente, è il Bus DC a diminuire la sua aliguota da 10.4% per la carbon footprint a circa 3%-6% nei suddetti indicatori. Nelle categorie di tossicità si osserva, invece, uno scenario diverso. Per la ecotossicità terrestre (TEX), si osserva un deciso incremento dell'impatto per Nanogrid Wiring (19.5%), con un conseguente decremento del contributo di convertitori (77% circa in totale) e del Bus DC (poco sotto 1%). Nella tossicità umana, invece, si nota un comportamento diverso a seconda che si faccia riferimento alla tossicità cancerogena o non cancerogena. Infatti, per la HCTX il contributo dei convertitori arriva a toccare il 95.6%, con una quota relativa al Converter DC/AC-Grid particolarmente elevata (54.9%). Nel caso della tossicità cancerogena, il trattamento delle scorie prodotte nei processi metallurgici, per la produzione della ferrite dei trasformatori, è responsabile del grandissimo impatto dei convertitori DC/AC. In questi processi metallurgici, il danno ambientale è dovuto ad emissioni di cromo VI in acqua durante il trattamento delle scorie. Diversamente, nella tossicità non cancerogena, sono processi di smaltimento legati alla produzione del rame a creare il danno ambientale. Rispetto alla Hn-CTX, è nuovamente il Nanogrid Wiring a presentare un forte incremento (19.4%),



riproponendo una composizione dei contributi al potenziale danno ambientale molto simile a TEX. In Figura 3.1.2 si è omesso di presentare la categoria di ecotossicità per l'acqua marina (MWEX), perché pressoché identica alla categoria TEX, nella suddivisione degli impatti. La forte somiglianza in queste due categorie è originata dal fatto che, in entrambe le categorie, il danno ambientale è dovuto quasi interamente al rame e, per la precisione, agli stessi processi di smaltimento.

Passando alla discussione sulle categorie di sfruttamento delle risorse naturali (Figura 3.1.3), si notano impatti molto simili in LU e FRS, sebbene dovuti ad una diversa origine dei contributi degli elementi di base della nGfHA. Differentemente, in MRS il *Nanogrid Wiring* e il *Converter DC/AC-Grid* aumentano i loro impatti, rispettivamente a 15.5% e 43.9%, mentre per entrambi i *Converter DC/DC* e il *Bus DC* si nota una flessione, rispettivamente a 4.6% e 2%. La ragione è da ascrivere al rame, che è presente in quantità molto maggiore nei convertitori DC/AC, che nei convertitori DC/DC, e nel cablaggio.



Figura 3.1. 3 - Caratterizzazione degli impatti ambientali per nGfHA nelle categorie di sfruttamento delle risorse del metodo ReCiPe 2016 Midpoint

La complessità del profilo ambientale, rilevata con il metodo ReCiPe 2016 a livello Midpoint, suggerisce di accorpare i risultati, a livello Endpoint, in tre macrocategorie di danno:

- Human health (HmH)
- Ecosystems (ES)
- Resources (RS)

L'aggregazione delle categorie restituisce una visualizzazione più semplice e rapida, che permette di individuare dei pattern generali ad un livello superiore. In Figura 3.1.4 sono presentati i risultati per la nGfHA, ottenuti con il ReCiPe Endpoint. Nei diagrammi a barre di Figura 3.1.4 si nota un pattern di danno ambientale molto simile per le categorie HmH ed ES, a parte una contenuta maggiore incidenza del *Bus DC* e dei *Converter DC/DC* in ES, con un conseguente ridimensionamento del *Converter DC/AC-Grid*.





Figura 3.1. 4 - Valutazione del danno ambientale con metodo ReCiPe 2016 EndPoint per nGfHA

Nella categoria RS, invece, il contributo di *Nanogrid Wiring* si riduce drasticamente a circa il 6% - è intorno al 13% in HmH e ES. Anche *Converter DC/AC-Grid* presenta una riduzione, seppur più contenuta, in questa categoria. Al contrario, *Bus DC* e *Converter DC/DC* mostrano un aumento dell'impatto percentuale. Questo trend è stato già osservato in diverse categorie d'impatto a livello di Midpoint e le cause risultano essere affini. Infatti, alla RS contribuiscono diversi processi e materiali, che interessano tutti i componenti la nanogrid, come ad esempio il gas naturale per la produzione di energia elettrica, i metalli, per la costruzione dei diversi componenti, ma anche il petrolio e l'etilene, per la produzione delle plastiche. Nella HmH, invece, la ferrite ed il rame contribuiscono in maniera decisamente preponderante (per la categoria ES, prevalentemente il rame). Le eredità ambientali appena discusse danno conto anche dell'aumentato impatto di *Nanogrid Wiring* nelle categorie Human health e Ecosystems.

Un efficientamento delle performance ambientali della nanogrid si otterrebbe adottando soluzioni tecnologiche, che prevedano l'utilizzo di un minor quantitativo di metalli, ad esempio utilizzando trasformatori più leggeri. Un'altra possibilità riguarda la progettazione di un'elettronica di controllo costituita da un minor numero di componenti elettrici (quali condensatori, induttori, etc.) o un Bus DC con meno condensatori (o più piccoli). Naturalmente, queste strategie di eco-design devono avvenire senza precludere la capacità tecnica di gestione e controllo in tempo reale della nGfHA.

#### 3.2. RISULTATI LCA PER CONFIGURAZIONE NANOGRID NG1

La nGfHA è il supporto necessario e vitale per la gestione in tempo reale di sistemi di generazione da FER e di sistemi distribuiti di storage dell'energia. Per la valutazione ambientale del sistema ibrido, coordinato dalla nGfHA, che integri almeno un sistema FER, un accumulo e dei carichi, si è proceduto ad analizzare la configurazione di nanogrid, denominata NG1, e descritta in Figura 2.2.1.

I risultati concernenti la *carbon footprint* sono presentati in Figura 3.2.1. La quota maggiore di emissioni di CO<sub>2</sub>eq spetta al sistema di accumulo (57%), seguito dall'impianto PV (39%) e, infine dalla nGfHA (4%). In termini assoluti, complessivamente, il livello di emissioni della NG1 si attesta intorno a



212 g CO<sub>2</sub>eq per ogni chilowattora di carico servito. Si vuole qui precisare che, sebbene rispetto alla FU definita nel presente studio alla batteria a ioni litio corrisponda un livello superiore di emissioni GHG che all'impianto PV, relativamente alla sola produzione il risultato sarebbe invertito. Per la precisione, la produzione di una batteria LiFePO da 16.4 kWh determina un valore di CO<sub>2</sub>eq pari a 4242.9 Kg, mentre la produzione di un impianto PV a silicio monocristallino da 3.3 kW è responsabile dell'emissione di 7829.8 Kg CO<sub>2</sub>eq. Naturalmente, gli impatti vanno valutati rispetto all'intero ciclo di vita e rapportati alla funzione (FU), secondo cui lo studio è stato condotto. Conseguentemente, l'impatto rispetto alla FU va commisurato con il fattore di utilizzo dei vari componenti la NG1. Questo parametro è stato determinato per ognuno degli elementi della NG1 dai risultati dei test *on-field*, che saranno discussi in dettaglio nella sezione 3.3, e dal *lifetime* dei sistemi in esame, che nel caso specifico è espresso in numero di cicli di carica e scarica, per il sistema ioni litio, in anni per la nGfHA ed in energia elettrica totale prodotta dal PV in 25 anni di vita utile.



Figura 3.2. 1 - Emissioni di CO2eq per configurazione NG1. I dati sono rappresentati nei relativi valori percentuali per i tre componenti di NG1: fotovoltaico (PV), accumulo energetico (Li-ion Battery) e nanogrid (nGfHA)

L'alto fattore di utilizzo della batteria LiFePO, quindi, determina l'elevato livello di emissioni CO<sub>2</sub>eq per chilowattora di carico ed inverte il peso specifico rispetto al PV. L'analisi dello Scenario2 (Figura 3.2.2) rivela l'elevata sensibilità dei risultati dell'analisi dal *lifetime* del sistema d'accumulo energetico: le emissioni di GHG si riducono del 28.5% nello Scenario 2, ma soprattutto il livello di emissioni per la batteria LFP si dimezza da 122 g CO<sub>2</sub>eq a circa 61 g CO<sub>2</sub>eq, come era prevedibile, alla luce del *lifetime* raddoppiato nello Scenario 2. Si è già accennato al paragrafo 2.2.2 che la condizione, espressa dallo Scenario 2, potrebbe di fatto già verificarsi in applicazioni stazionarie. Inoltre, una gestione ottimizzata dei sistemi d'accumulo da parte della nanogrid, anche dovuta al coordinamento integrato



di più sistemi di storage, potrebbe essere un fattore favorevole all'estensione della vita utile degli stessi, come già messo in luce in lavori precedenti [35-37].



Figura 3.2. 2 - : Analisi di sensibilità delle emissioni di CO2eq rispetto alla vita utile del sistema di accumulo energetico

I risultati LCA, relativi alla caratterizzazione degli impatti con il metodo ReCiPe 2016 Midpoint, sono mostrati nelle Figure 3.2.3 e 3.2.4. Come nella precedente sezione, le categorie sono state suddivise e presentate distintamente, tra le categorie di effetto sull'ambiente (Figura 3.2.3) e le categorie di sfruttamento delle risorse naturali (Figura 3.2.4). Differentemente dalla *carbon footprint*, nella quale il contributo della nGfHA non arriva al 5%, ci sono categorie (Figura 3.2.3) in cui l'impatto della nanogrid è molto maggiore come, ad esempio, nella TA (11.5%) e PMF (9.8%), ma è nelle categorie di tossicità che il contributo arriva a circa il 19% nella TEX (tra 15% e 17% nelle altre categorie di tossicità). Nella Hn-CTX è la ferrite, oltre al rame, presente nei trasformatori a determinare il contributo della nGfHA, mentre nelle altre categorie di tossicità, così come in TA e PMF, è quasi esclusivamente il rame responsabile della percentuale della nGfHA. Riguardo alla batteria a ioni litio, si osserva un impatto praticamente totale (92.3%) nella categoria di riduzione dell'ozono (SOD). Il grosso impatto ambientale deriva dal tetrafluoroetilene, utilizzato negli elettrodi e specialmente nell'elettrodo positivo, e le emissioni di monossido di azoto e di CFC-10 durante il relativo processo di produzione.





Figura 3.2. 3 - Caratterizzazione degli impatti ambientali per NG1 nelle categorie di effetto sull'ambiente del metodo ReCiPe 2016 Midpoint

Per gli altri indicatori il valore si mantiene intorno al 50% del totale, ad eccezione di TEX (20.2%) e MWEX (37.6%). Queste ultime sono categorie per le quali si osserva, oltre ad un incremento della nGfHA, un incremento del PV, rispetto alla media delle altre categorie, soprattutto nella ecotossicità terrestre. Infatti, la percentuale per il PV arriva al 61.1% per la TEX. Questa ampia percentuale è causata essenzialmente dal processo di produzione delle singole celle di silicio del PV e dal rame, utilizzato nell'installazione dei moduli PV. Si segnala, anche, che nella tossicità umana cancerogena il PV mostra un impatto minore della media (22.8%). Rispetto alle categorie di Figura 3.2.4, si osserva una suddivisione dei contributi molto simile per lo sfruttamento del suolo (LU) e per le risorse fossili (FRS) ed in linea con la tendenza osservata nelle emissioni di CO<sub>2</sub>eq. Nella MRS, invece, il contributo della batteria LFP aumenta al 71.6% del totale. Ciò è dovuto a materiali presenti nel catodo (litio ferro fosfato, LiFePO<sub>4</sub>) e nel BMS (oro e argento), alcuni dei quali piuttosto rari, che aumentano il peso specifico della batteria in questa categoria.





Figura 3.2. 4 - Caratterizzazione degli impatti ambientali per NG1 nelle categorie di sfruttamento delle risorse del metodo ReCiPe 2016 Midpoint

Come fatto nel paragrafo precedente per la nGfHA, l'analisi è stata ampliata al livello Endpoint anche per la configurazione NG1 ed i risultati sono presentati in Figura 3.2.5. Inoltre, su questo livello di aggregazione è stata condotta anche l'analisi di sensibilità (Figura 3.2.6). La nGfHA mostra l'impatto maggiore nella HmH, pari a 11% del totale. A questa categoria di danno contribuiscono, tra gli altri, gli indicatori Midpoint PMF, HCTX e HnCTX, per i quali si è osservato un elevato impatto della nGfHA (Figura 3.2.3), che si ripercuote sulla Human health, con un effetto maggiore che nelle altre due categorie Endpoint. La causa, come visto anche nell'analisi Midpoint, è da ricercare principalmente nel rame e nella ferrite.





In misura minore ciò avviene anche nella categoria ES, a cui contribuiscono le categorie Midpoint TA e TEX. Il peso specifico della nGfHA in queste categorie, pur restando inalterato in valore assoluto, diventa anche più severo nello Scenario 2 (Figura 3.2.6), in conseguenza delle migliori performance ambientali, dovute alla riduzione degli impatti dell'accumulo a ioni litio. In Figura 3.2.5 è possibile osservare che l'impatto dell'impianto PV è all'incirca costante in tutte e tre le categorie. Il 40% nella categoria Ecosystems è originato dall'elevato valore nelle categorie Midpoint TEX e MWEX, dovuto essenzialmente ai materiali ed al processo di produzione delle singole celle di silicio del PV. L'accumulo energetico presenta un contributo superiore al 50% in tutte e tre le categorie, con il



massimo per la RS al 58%. Quest'ultimo dato è conseguenza del valore elevato, riscontrato per la batteria, nella categoria Midpoint MRS, che confluisce nella categoria aggregata di danno Resources a livello Endpoint. L'analisi di sensibilità (Figura 3.2.6) mette in luce, in maniera molto simile alla *carbon footprint*, una riduzione del danno ambientale del 28.5%, per la categoria RS, e valori leggermente minori nelle altre due categorie (25.8% in ES e 24.2% in HmH), come conseguenza della riduzione dell'impatto da attribuire alla batteria LiFePO.



Figura 3.2. 6 - Analisi di sensibilità con il metodo ReCiPe 2016 Endpoint per la configurazione NG1. Nello Scenario Base il lifetime del sistema di accumulo è di 3000 cicli, mentre per lo Scenario 2 è di 6000 cicli di carica/scarica

#### 3.3. RISULTATI LCA FASE D'USO ED ANALISI COMPARATIVA: NG1 vs NG0

In questa sezione vengono presentati e discussi i risultati dei test *on-field* (paragrafo 2.3) eseguiti sulla configurazione NG1 della nanogrid. Tali risultati sono integrati nel modello LCA e costituiscono la base per la valutazione ambientale delle modalità di gestione (fase d'uso), da parte della nanogrid, sia della generazione da FER, che della contemporanea gestione dei carichi e dell'accumulo energetico. A cominciare da questo paragrafo, e da qui fino al termine del deliverable, i risultati ottenuti per la nanogrid NG1 sono paragonati alla configurazione NG0 (paragrafo 2.3) – nanogrid con impianto PV, ma sprovvista di accumulo energetico – ed alla Baseline (paragrafo 2.3) – utenza senza nanogrid.

Dal punto di vista metodologico, al fine di aumentare il livello di dettaglio ed aumentare la specificità dell'analisi, in fase di confronto tra i sistemi, sono stati adottati una serie di dataset per il mix elettrico nazionale differenziati per le ventiquattro ore del giorno (paragrafo 2.3.1). Da questo approccio è possibile ricavare gli impatti ambientali, collegati all'utilizzo di energia elettrica da rete, specificatamente per il momento della giornata in cui la domanda elettrica viene rivolta alla rete elettrica nazionale. Nel confronto tra un sistema in grado di differire, oltre che ridurre, la propria



domanda alla rete nazionale ed un sistema che ha una limitata o è sprovvisto di questa flessibilità della domanda, la scelta metodologica adottata garantisce uno strumento d'analisi più appropriato.

In termini generali, si può affermare, che le performance ambientali della fase d'uso vengono computate, prendendo in considerazione il volume di scambi con la rete elettrica, unitamente alle condizioni di produzione del mix elettrico nazionale. Inoltre, si valutano gli scambi con la rete (e non semplicemente i flussi in entrata dalla rete), definendo il surplus di produzione da PV come coprodotto del sistema di gestione energetico. Come già riportato al paragrafo 2.3, il surplus da PV per la configurazione NG1 è pari alla produzione non destinata ai carichi o alla batteria a ioni litio, mentre per la NG0 corrisponde a tutta la produzione extra ceduta alla rete, al netto dei carichi.

In Figura 3.3.1 sono presentati i risultati dei test *on-field*. I test sono stati condotti per 96 ore (quattro giorni) con una frequenza di campionamento di 12 punti al minuto (ogni cinque secondi). Per l'integrazione con il modello LCA, i dati sono stati aggregati su intervalli di un'ora.



Figura 3.3. 1 - Risultati del test on-field. Sull'asse principale sono mostrati la produzione da PV e gli scambi con la rete e l'accumulo a ioni litio. Sull'asse secondario, lo stato di carica dell'accumulo

#### Nel grafico di Figura 3.3.1, è riportata:

- la produzione da PV, che mostra il suo inerente andamento variabile
- l'elettricità ricevuta da rete, che si verifica nelle ore notturne, assumendo un valore pressoché costante, e in coincidenza di SOC della batteria bassi
- i flussi di energia in ingresso alla batteria LFP, che sono prevalenti durante le ore del giorno con un'ampia produzione da PV
- i flussi di energia in uscita dall'accumulo energetico, che sono sfalsati rispetto al massimo di generazione da PV e coprono principalmente le ore pomeridiane e serali



- l'energia elettrica ceduta alla rete, che è una convoluzione dell'energia proveniente dal PV (nelle ore centrali del giorno) e dall'accumulo a ioni litio (nelle ore pomeridiane e serali). Flusso che corrisponde quasi interamente ai carichi critici ed al carico inseguito dalla nanogrid
- lo stato di carica della batteria LFP, che si avvantaggia della forte produzione energetica del PV durante le ore centrali del giorno

Osservando i profili di Figura 3.3.1, si nota un andamento, il quale tende a ripetersi nei giorni di test: al picco di produzione del PV, che avviene intorno alle 12:00, segue lo stato di massima carica (SOC<sub>max</sub>) dell'accumulo, con uno sfalsamento di circa tre ore, a cui segue un massimo nel flusso in uscita dalla batteria, con uno *shift* simile di 3-4 ore. L'accumulo energetico comincia a fornire energia alla rete elettrica circa in coincidenza con la fase terminale della produzione del PV. La fase di scarica della batteria prosegue anche nelle ore notturne, arrivando in genere ad un valore di SOC compreso tra 20% e 25%. Quando ciò si verifica lontano dalle ore mattutine, la batteria è costretta a ricaricarsi prelevando elettricità dalla rete.

La *time-dependent carbon footprint*, relativa al profilo *from Grid* di prelievo da rete di Figura 3.3.1, è stata calcolata ed i risultati sono riportati in Figura 3.3.2. Durante la fase di test, la NG1 ha solo tre finestre di utilizzo di elettricità da rete, a cui corrispondono emissioni di CO<sub>2</sub>eq. Questi flussi sono piuttosto limitati (circa 0.25 kWh) ed avvengono sempre nelle ore notturne. Si precisa, che i dati di Figura 3.3.2 si riferiscono alle emissioni assolute; in altre parole, i dati non sono normalizzati per la FU. Sebbene in maniera non molto marcata, la dipendenza dell'emissioni dall'ora di ricezione dell'energia elettrica può essere notata, osservando la differenza tra il profilo di elettricità piatto nell'intervallo 44-53 *hour* ed il profilo di emissioni, che nello stesso intervallo mostra un minimo ed un massimo. La dipendenza poco pronunciata delle emissioni per la NG1 è conseguenza della *carbon intensity*, che si può osservare in Figura 2.3.1, molto costante durante le ore notturne. Una discussione sulle conseguenze e possibili strategie di ottimizzazione ambientale è rinviata in maggiore dettaglio al paragrafo 3.3.1.





Figura 3.3. 2 - Emissioni di CO2eq (dati in blu) e consumi elettrici da rete (dati in rosso) dei test effettuati sulla configurazione NG1. Le emissioni sono espresse in termini assoluti (non normalizzati per la FU)

La Figura 3.3.3 mette a confronto i profili orari di emissione di CO<sub>2</sub>eq (time-dependent carbon footprint) per le configurazioni NG1 e NG0 e per la Baseline. Anche per la Figura 3.3.3, in ordinata vengono riportati i valori assoluti delle emissioni di GHG. L'intensità delle emissioni è ampiamente maggiore nei sistemi NGO e Baseline. Solo nei tre intervalli 0-7, 27-30 e 44-54 hour, già considerati in Figura 3.3.2, si nota un valore dell'emissioni più elevato per la configurazione NG1. In questi intervalli, ai carichi critici si somma, per la NG1, l'energia elettrica immessa in nanogrid dalla rete per caricare la batteria. Ciononostante, di ben maggiore entità sono le differenze di emissioni nelle restanti parti del grafico. Differentemente dalla configurazione NG1, che presenta un profilo di emissioni nullo, dovuto all'adempimento dei consumi elettrici da parte dell'energia accumulata nella LiFePO, la configurazione NGO, ed in misura ancora maggiore la Baseline, mostrano profili di emissioni molto intensi, con picchi che superano i 0.5 Kg CO<sub>2</sub>eq. Da notare come la NGO riesca nelle ore centrali della giornata ad annullare le proprie emissioni GHG, grazie alla produzione da fotovoltaico che soddisfa a pieno la domanda energetica. Nelle ore serali, il sistema sopperisce alla mancanza di energia da FER importando elettricità dalla rete. Si precisa che la differenza nelle emissioni tra NGO e Baseline nelle ore serali e notturne è dovuta all'allocazione degli impatti ambientali per la NGO, tra servizio svolto e surplus energetico ceduto alla rete.



Figura 3.3. 3 - Confronto tra le configurazioni nanogrid NG1 (in blu) ed NG0 (in arancione) e la Baseline (in grigio) delle emissioni di CO2eq per la fase d'uso

La valutazione complessiva della *carbon footprint*, normalizzata per la FU, per i sistemi analizzati è riepilogata in Tabella 3.3.1. La gestione energetica, implementata dalla nanogrid in configurazione NG1, determina un valore totale di emissioni CO<sub>2</sub>eq particolarmente basso (meno di 52 g CO<sub>2</sub>eq/kWh); questo livello di emissioni corrisponde ad una riduzione del 86%, rispetto alla Baseline, e del 60% rispetto a NG0.



Tabella 3.3. 1 - Carbon footprint della fase d'uso per le diverse configurazioni di nanogrid		
	g CO2eq/kWh	
NG1	51.84	
NG0	130.87	
Baseline	375.22	



risulta essere la media

Il livello di emissioni associato alla Baseline (0.375 Kg CO<sub>2</sub>eq/kWh)

pesata tra i consumi elettrici e la *carbon intensity* (Figura 2.3.1), relativa a quando questa domanda elettrica si verifica. Infatti, il valore di 0.375 Kg CO<sub>2</sub>eq/kWh non è molto distante dal valore medio giornaliero di emissioni GHG, 0.362 Kg CO<sub>2</sub>eq/kWh, derivato dal profilo di Figura 2.3.1. L'adozione di un impianto fotovoltaico da 3 kW comporta la riduzione delle emissioni a circa un terzo, come effetto della minore domanda elettrica verso la rete e del beneficio dovuto alla restituzione di energia elettrica alla rete, durante le ore di sovrapproduzione. D'altro canto, un ulteriore efficientamento, a circa un sesto del valore di partenza, si manifesta in conseguenza dell'aumento della quota di FER autoconsumata, che rende il sistema quasi del tutto indipendente dalla rete elettrica nazionale. Questo risultato, legato alla fase d'uso del sistema, discende direttamente dall'integrazione nella nanogrid di un sistema di accumulo ed un efficiente sistema di gestione dei sistemi di generazione da FER e di storage.

Da ultimo, si è proceduto all'analisi con il metodo ReCiPe 2016 Endpoint della fase d'uso. I risultati sono presentati per i tre sistemi studiati in Figura 3.3.4. In maniera del tutto analoga alla *carbon footprint*, si osserva in tutte e tre le macrocategorie Endpoint un drastico miglioramento delle performance ambientali per la configurazione NG1. In termini percentuali, così come nell'analisi delle emissioni, la riduzione del danno ambientale è di circa 86%, rispetto alla Baseline, e 60% rispetto alla NG0.



Figura 3.3. 4 - Confronto con il metodo ReCiPe 2016 Endpoint per le configurazioni di nanogrid NG1 ed NG0 e la Baseline



Rispetto alle precedenti analisi con il metodo ReCiPe, ad esempio quelle di Figure 3.1.4 e 3.2.5, i risultati per la fase d'uso mostrano una minore complessità e variabilità tra categorie; in altre parole, lo stesso andamento si ripresenta indipendentemente dall'indicatore analizzato. Questa circostanza è principalmente dovuta al fatto che nell'analisi rientra un unico input per tutti e tre i sistemi, ovvero il vettore energetico elettricità da rete, il cui danno ambientale deriva dai diversi sistemi di produzione dell'energia elettrica. Sebbene quest'input sia utilizzato in quantità diverse e con una distribuzione giornaliera differente tra NG1, NG0 e Baseline, nel confronto tra sistemi il risultato finale è molto simile per le categorie HmH, ES e RS.

## 3.3.1. ANALISI STATISTICA DELLE EMISSIONI (EMISSIONI EVITATE) GHG RISPETTO ALLA *CARBON INTENSITY*

Sebbene nel paragrafo 3.3 siano stati messi in luce i vantaggi derivanti dalla configurazione NG1, un'attenta analisi statistica degli scambi con la rete elettrica nazionale suggerisce ulteriori strategie di efficientamento energetico-ambientale. Quindi, in questo paragrafo sono analizzati, con un approccio differente, gli scambi con la rete elettrica nazionale, a partire dai risultati dei test *on-field*, in termini di emissioni prodotte ed emissioni evitate. L'analisi è estesa a tutti e tre i sistemi studiati, così da essere comparativa.

Si è costruito uno *scatter plot* (Figura 3.3.1.1), in cui le coordinate associate ad ogni punto del grafico sono in ascissa i flussi di energia, gli "acquisti" da rete si trovano nel semipiano positivo e le "cessioni" alla rete nel semipiano negativo, ed in ordinata le corrispondenti emissioni di  $CO_2eq -$  nel caso di "cessioni" alla rete, si intendono le emissioni come emissioni evitate, a cui viene quindi associato un valore negativo. Si precisa che per l'analisi di questo paragrafo non è stata utilizzata né allocazione né normalizzazione in base alla FU.



Figura 3.3.1. 1 - Plot delle emissioni ed emissioni evitate rispetto agli scambi di rete. Le rette definiscono la regione delimitata tra la minima (A) e massima carbon intensity (B)



I dati dello scatter plot (Figura 3.3.1.1) sono compresi in due settori del primo e terzo quadrante, delimitati da due rette. Queste rette definiscono i valori minimi (retta A) ed i valori massimi (retta B) di emissioni di CO<sub>2</sub>eq, associati alla quantità di energia elettrica scambiata con la rete (sia in entrata che in uscita). In altre parole, dato un preciso valore di elettricità, il relativo punto dello scatter plot cadrà in prossimità della retta A, se l'energia elettrica è prelevata (o ceduta) nelle ore centrali del giorno, mentre sarà a ridosso della retta B, se l'energia è scambiata nelle ore notturne. La visualizzazione che si ottiene cerca di determinare se i dati formano dei cluster, o rappresentazioni geometriche particolari, e come questi si posizionano in regioni differenti del piano, a seconda del sistema preso in esame. In Figura 3.3.1.1 sono rappresentati tutti i dati deducibili dai test. Per quanto riguarda gli scambi con segno positivo (e le relative emissioni), i punti relativi a NGO occupano in maniera alguanto uniforme la regione che va dall'origine degli assi a circa 0.6 kWh e 0.2-0.25 Kg CO2eq. Per quanto concerne la Baseline, lo stesso andamento è rilevato, ma per valori di elettricità a partire da circa 0.15 kWh, indicando un'intensità di scambi con la rete maggiore. Inoltre, si notano dei "consumi di picco" con valori di elettricità più elevati, che sono più frequenti nel caso della Baseline. Rispetto alle cessioni di elettricità alla rete, a cui corrispondono emissioni "evitate", naturalmente non si osservano punti per la Baseline, ma unicamente per la configurazione NGO. Si evidenziano due caratteristiche che assumono i dati, la prima è che l'energia esportata alla rete può esibire valori di punta anche considerevoli, fino a circa 1.7 kWh, la seconda è che quasi la totalità dei punti si allinea lungo la retta A. Quest'ultima circostanza deriva dal naturale meccanismo di generazione del sistema PV, che ha perciò la possibilità di esportare energia alla rete solo durante le ore di maggiore produzione da fotovoltaico. D'altro canto, alle corrispondenti emissioni "evitate" corrisponde un valore di emissioni minimo, avendo il mix elettrico in quella parte del giorno già un'aliquota di energia da FER alquanto elevata. Si può perciò concludere, che la configurazione NGO può apportare anche notevoli benefici, in termini di elettricità esportata ed emissioni "evitate", ma al minimo vantaggio marginale rispetto al mix energetico. In Figura 3.3.1.1 i punti relativi alla configurazione NG1 non sono chiaramente distinguibili, perché in numero minore e per lo più a ridosso dell'origine degli assi; quindi, risultano mascherati dagli altri punti del grafico. Per avere una migliore visualizzazione, in Figura 3.3.1.2 e Figura 3.3.1.3 sono mostrati due zoom, rispettivamente della regione ad emissioni positive e della regione ad emissioni negative. La Figura 3.3.1.2, oltre a mettere in evidenza con maggiore dettaglio i risultati già discussi precedentemente per NGO e Baseline, mostra che i dati di NG1 formano un cluster piuttosto numeroso intorno a 0.25 kWh e 0.1 KgCO<sub>2</sub>eq, oltre ad ulteriori punti sparsi compresi tra l'origine ed il cluster, ma tutti molto prossimi alla retta B.





Figura 3.3.1. 2 - Distribuzione delle emissioni nel settore compreso tra la minima e la massima carbon intensity. I rombi indicano il "centro di massa" per le configurazioni studiate

Questo andamento evidenzia che, nonostante la NG1 assorba un quantitativo limitato di elettricità, gli scambi tra nanogrid e rete elettrica avvengono sempre nelle condizioni maggiormente sfavorevoli di *carbon intensity*. Come conseguenza, se ne può dedurre che, alla fase d'uso della NG1 corrispondono, in termini assoluti, esigui impatti ambientali, ma alla massima intensità di emissioni presente nel mix energetico. Questa conclusione è confermata anche dal confronto con i pattern mostrati dagli altri due sistemi. In Figura 3.3.1.2 sono visualizzati anche i centri di massa (mostrati come rombi), relativi solo ai punti dello *scatter plot* appartenenti al primo quadrante. Rispetto alla totalità dei punti, il centro di massa restituisce una idea più immediata, non solo del volume medio degli scambi con la rete e delle emissioni, ma anche della posizione di tali emissioni medie rispetto al range ammissibile - compreso tra le rette A e B. Nel confronto tra i sistemi analizzati, si osserva che il valore di emissioni del centro di massa è il più piccolo per NG1 (0.065 Kg CO<sub>2</sub>eq), seguito da NG0 (0.128 Kg CO<sub>2</sub>eq) e Baseline (0.158 Kg CO<sub>2</sub>eq). Al contempo, il centro di massa di NG1 è quello che si trova a minore distanza dalla retta B (85% del range AB a partire dalla retta A), che definisce il luogo dei punti con la più alta intensità di emissioni. Il centro di massa di NG1 si trova al 67% rispetto al range AB e la Baseline al 42%.

Se si confrontano NGO e la Baseline, si nota un valore di emissioni minore per NGO, ma a condizioni più sfavorevoli. Chiaramente, la configurazione NGO ha necessità di prelevare energia dalla rete solo in orari lontani dalla propria produzione di energia, quindi a livelli di *carbon intensity* maggiori, mentre la Baseline soddisfa la propria domanda energetica esclusivamente con energia elettrica da rete; quindi, gli scambi avvengono anche durante le ore centrali del giorno e ciò porta l'ordinata del centro di massa in un punto più centrale del range tra le rette A e B. A completamento della discussione va sottolineato, che all'inefficienza negli acquisti da rete di NGO si accompagna un'esportazione di energia alla rete con conseguenti emissioni "evitate", che la Baseline non può effettuare.

Il centro di massa di NG1, come detto, presenta un livello di emissioni basso, ma in condizioni decisamente poco sostenibili. Questa è conseguenza della scelta, o della necessità, di caricare la



batteria LFP durante le ore notturne (Figure 3.3.1 e 3.3.2). Una strategia, che migliori l'efficienza degli scambi con la rete, può essere definita proprio a partire dai risultati dei test e dalla conoscenza della dipendenza oraria della carbon intensity del mix elettrico nazionale. Il profilo di Figura 2.3.1 mostra un rapido decadimento delle emissioni di CO<sub>2</sub>eq tra le 6:00 e le 9:00, che potrebbe essere sfruttato per migliorare le performance della configurazione NG1. I carichi in questa fascia oraria sono mediamente ancora bassi, sebbene in crescita, e allo stesso tempo inizia la produzione da PV. Uno shift dell'assorbimento da rete in queste ore comporterebbe un guadagno di intensità di emissioni anche fino al 10%. Va comunque tenuto in considerazione che questa finestra oraria ha durata inferiore a quella di riferimento e, inoltre, che la nanogrid dopo le ore 7:00 comincia ad essere maggiormente coinvolta dalla gestione dei carichi. La potenza a cui la NG1 assorbe corrente elettrica da rete (Figura 3.3.2) è circa costante e pari a 0.24 kW, che serve carichi critici e carica della batteria – il C-rate si può stimare in circa 0.006 C. In altre ore del giorno, la batteria si carica, rifornita dai pannelli fotovoltaici, ad una potenza ben maggiore, che arriva anche a sfiorare i 2 kW (si vedano i picchi per Battery\_in in Figura 3.3.1) – C-rate medio fino a 0.13 C. Alla luce di ciò, non dovrebbe costituire uno stress molto grande per il sistema di accumulo spostare l'assorbimento di elettricità ad orari successivi, ma ad una potenza maggiore. Analoghe considerazioni possono essere fatte in riferimento allo spostamento dei prelievi da rete nelle ore comprese tra le 17:00 e le 21:00. In questa finestra temporale la carbon intensity del mix elettrico aumenta, anche se con una pendenza della curva minore rispetto al tratto tra le 6:00 e le 9:00, che potrebbe essere utilizzato per caricare la batteria con minori emissioni, ma il funzionamento in fase di test della NG1 (Figura 3.3.1) ha mostrato che in quelle ore del giorno la batteria è soprattutto impegnata a restituire energia ai carichi.

In Figura 3.3.1.3 è presentato un ingrandimento della parte dello *scatter plot* relativa all'energia esportata alla rete, al fine di mettere in evidenza i dati per la NG1. Come già precedentemente sottolineato, gli scambi d'energia con la rete sono marginali, per cui anche le emissioni "evitate" sono molto esigue. In queste condizioni è particolarmente difficile dare una valutazione riguardo all'efficienza di tali scambi. La disposizione dei punti risulta occupare, in maniera piuttosto uniforme, il piano compreso tra le rette A e B, evidenziando la mancanza di una precisa strategia rispetto alle esportazioni alla rete. Del resto, si vuole sottolineare che la configurazione NG1, in quanto dotata di accumulo energetico, ha la flessibilità per poter restituire energia alla rete con il massimo guadagno marginale nelle emissioni (quando la *carbon intensity* è particolarmente alta). Relativamente ai dati di NG0 in questo quadrante del piano, si è già discusso precedentemente, in relazione alla Figura 3.3.1.1.





Figura 3.3.1. 3 - Distribuzione delle emissioni evitate nel settore compreso tra la minima e la massima carbon intensity

Al fine di realizzare questa strategia di gestione energetica, la NG1 dovrebbe esportare una quantità di elettricità significativamente maggiore e provare a concentrarla durante le ore notturne. È possibile perseguire questo obiettivo importando (o immagazzinando da PV) più energia, magari nel lasso di tempo precedentemente individuato (6:00-9:00), e sfruttando un intervallo di SOC maggiore – nei test il SOC resta sempre al di sotto di 70%. Ciò avrebbe due conseguenze:

- L'utilizzo di ratei di carica e scarica più alti
- Emissioni dovute alla fase d'uso maggiori; ma al contempo diminuendo la percentuale allocazione per la FU

Senza rinunciare all'elevata autosufficienza della configurazione NG1, la strategia delineata, magari unitamente ad un efficientamento delle importazioni da rete, comporterebbe uno sfruttamento maggiore del sistema d'accumulo. Profondità di scarica maggiori e ratei di carica/scarica più elevati influenzano il lifetime delle batterie a ioni litio [4, 15]. Nel paragrafo 3.2 si è visto come il fattore di sfruttamento influenzi fortemente i risultati del ciclo di vita per l'intero sistema, per cui la valutazione complessiva va attentamente esaminata. Il coordinamento di più sistemi d'accumulo potrebbe agevolare l'implementazione delle strategie qui suggerite, pur mantenendo fattori di sfruttamento dei sistemi di accumulo non molto elevati. Ad esempio, accoppiando un supercapacitor con la batteria LFP, si potrebbe prelevare energia dalla rete ad alte potenze, limitando la finestra temporale ad orari di carbon intensity favorevoli, per poi far fluire l'energia elettrica alla batteria LFP con ratei di carica non superiori a quelli fin qui analizzati. Considerazioni simili sono valide anche nel caso di esportazioni di energia verso la rete. Alcuni lavori scientifici [16, 17, 18] hanno già riportato che un sistema ibrido SC/Li-ion contribuisce ad estendere la durata della vita utile per l'accumulo energetico a ioni litio. In conclusione, comunque, i risultati andrebbero valutati alla luce di nuovi test, programmati ad hoc. Altrettanto andrebbe fatto per validare la gestione energetica della nanogrid in altri periodi dell'anno (ad esempio nei mesi invernali), in cui oltre ad avere dei profili di generazione da PV differenti, si avrebbe una diversa composizione del mix elettrico nazionale, e quindi della relativa carbon intensity.



#### 3.4. ANALISI CICLO DI VITA COMPLETO

In questa sezione del capitolo "Risultati e Discussione" i risultati della fase d'uso (paragrafo 3.3) vengono integrati con i risultati della fase di produzione (paragrafi 3.1 e 3.2), in modo da presentare le analisi LCA conclusive, riguardanti l'intero ciclo di vita. Anche in questa sezione, l'analisi per la configurazione NG1 viene paragonata con i risultati inerenti NG0 e la Baseline. Per quanto riguarda NG0, la parte "hardware" è composta dall'impianto PV e dalla nanogrid che, essenzialmente, coincide con l'inverter, i cablaggi ed un'elettronica di controllo. Rispetto alla Baseline, si è fatto coincidere, per semplicità e chiarezza, l'intero ciclo di vita con la fase d'uso. Come si è già avuto modo di vedere nel paragrafo 3.3, gli impatti collegati alla gestione della domanda energetica, da parte della Baseline, sono ampiamente superiori a quelli delle nanogrid NG0 ed NG1. Sebbene in misura ridotta, questo risultato è confermato anche sull'intero ciclo di vita.

I risultati relativi alla *carbon footprint* dei tre sistemi analizzati sono presentati nel grafico a torte di Figura 3.4.1. In figura, la grandezza dei cerchi è proporzionale al valore assoluto di emissioni di CO<sub>2</sub>eq.



Figura 3.4. 1 - Carbon footprint per il ciclo di vita delle configurazioni NG1 ed NG0 e della Baseline nello Scenario Base

Si osserva che il sistema maggiormente impattante sia la Baseline, nonostante il suo ciclo di vita coincida con la sola fase d'uso, seguita da NG1 e, infine, da NG0. Come già visto in precedenza, la fase d'uso per la NG1 è piuttosto esigua e nel ciclo di vita corrisponde al 20% delle emissioni totali. Per la configurazione NG0, invece, la fase d'uso ha un peso specifico molto maggiore nel ciclo di vita, arrivando ad essere pari al 69% del totale. Le emissioni collegate ai componenti della nanogrid, però, sono molto più elevate per la configurazione NG1, che per la NG0, determinando un valore di emissioni GHG del ciclo di vita minore per la NG0 (Tabella 3.4.1). La differenza determinante è dovuta all'accumulo a ioni litio, che incide per il 46% nella NG1. Si nota una differenza anche nel PV tra i due sistemi (31% per NG1 e 28% per NG0), dovuto alle diverse percentuali di allocazioni dell'utilizzo del PV sul servizio e sul coprodotto extra-energia esportata alla rete. Per entrambe le configurazioni, l'incidenza della nGfHA sul ciclo di vita è alquanto limitata e pari al 3%.

Nel paragrafo 3.2 si è già sottolineato come il fattore di sfruttamento della batteria LiFePO sia cruciale rispetto ai risultati finali per NG1. In questo paragrafo, si mette in evidenza come lo stesso parametro



abbia una forte influenza sulla valutazione in fase di comparazione dei sistemi analizzati. Dunque, la *carbon footprint* è stata calcolata anche nello Scenario2 ed i risultati sono mostrati in Figura 3.4.2.





Con una durata della vita utile del sistema LiFePO raddoppiata, l'apporto di emissioni GHG al ciclo di vita da parte del sistema d'accumulo energetico si riduce al 30% del totale (Figura 3.4.2 e Tabella 3.4.2). Inoltre, in termini assoluti, le emissioni per la NG1 si equivalgono quasi del tutto con la NGO (la differenza è in questo scenario al di sotto del 5%).

In Figura 3.4.3 e 3.4.4 sono mostrati, rispettivamente per lo Scenario Base e per lo Scenario 2, i risultati ottenuti con il metodo ReCiPe 2016 Endpoint. Il diagramma a barre per le categorie del ReCiPe è presentato unitamente alla *carbon footprint*. I valori numerici per tutti i risultati ottenuti sul ciclo di vita sono riportati nelle Tabelle 3.4.1 (Scenario Base) e Tabella 3.4.2 (Scenario 2). La categoria Human health del ReCiPe, nello Scenario Base, è l'unica in cui la NG1 risulta il sistema maggiormente impattante. L'origine del forte impatto è dovuta alla batteria LiFePO (46%) ed all'impianto PV (33%). Ciò è causato dall'oro dei circuiti integrati del BMS della batteria, dall'acciaio del *case* della batteria, dal processo di produzione delle celle di silicio e dall'elettricità usata nei vari processi produttivi. Questa è anche la categoria in cui si fa presenta maggiormente la nanogrid nGfHA (9.3% nella NG1). La fase d'uso è, invece, ben poco rilevante per la NG1 (12.2%), mentre è molto più impattante nel caso di NG0, dove rappresenta il 52% del totale.

Categoria	Unità	NG1	NG0	Baseline
Carbon footprint	g CO2eq/kWh	256.94	188.65	375.22
Human health	DALY/kWh	9.35·10 <sup>-7</sup>	5.45·10 <sup>-7</sup>	8.20·10 <sup>-7</sup>
Ecosystems	species·yr/kWh	1.44·10 <sup>-9</sup>	9.90·10 <sup>-10</sup>	1.80·10 <sup>-9</sup>
Resources	USD2013/kWh	1.91·10 <sup>-2</sup>	1.72·10 <sup>-2</sup>	3.81·10 <sup>-2</sup>

Tabella 3.4. 1 - Risultati LCA del ciclo di vita per lo Scenario Base (Carbon footprint e ReciPe)



Tabella 3.4. 2 - Risultati LCA del ciclo di vita per la configurazione NG1 nello Scenario2

Categoria	Unità	NG1
Carbon footprint	g CO2eq/kWh	198.51
Human health	DALY/kWh	7.23·10 <sup>-7</sup>
Ecosystems	species·yr/kWh	1.13·10 <sup>-9</sup>
Resources	USD2013/kWh	1.51·10 <sup>-2</sup>

Nella categoria Ecosystems, si fa molto meno severo l'impatto di accumulo e PV, e il sistema a cui è associato il danno maggiore torna ad essere la Baseline. La configurazione NG1 ha un impatto superiore alla NG0 del 30%, differenza principalmente da imputare, anche per questa categoria, alla batteria a ioni litio che contribuisce per il 44.3% del totale. Infine, per quanto riguarda la categoria Resources, in cui lo sfruttamento delle risorse naturali per la produzione di energia elettrica è particolarmente rilevante, si osserva un valore molto simile per le configurazioni NG1 e NG0 (Figura 3.4.3). In questo caso, il contributo aggiuntivo dell'accumulo energetico alla componentistica di NG1 è largamente bilanciato dall'elevato sfruttamento di risorse durante la fase d'uso della NG0 (74.4% del totale per NG0), riducendo la differenza tra i due sistemi a circa il 10%.



Figura 3.4. 3 - Risultati LCA del ciclo di vita completo nello Scenario Base (NG1 barre a sinistra, NG0 barre centrali e Baseline barre a destra)

La Figura 3.4.4 permette di apprezzare la notevole riduzione, in tutte le categorie analizzate, conseguente all'adozione nel modello LCA dello Scenario 2. Un'estensione del *lifetime* del sistema di storage e, quindi, un minor impatto rispetto all'unità funzionale lungo tutto il ciclo di vita, consente di sfruttare al meglio gli indubbi vantaggi derivanti dalla gestione energetica (fase d'uso) della



configurazione NG1. Della *carbon footprint* si è già discusso in precedenza, ottenendo come risultato performance molto simili tra NG0 e NG1. Nella comparazione tra NG0 e NG1, l'unica categoria che presenta un sostanziale impatto maggiore per NG1 è la HmH, in cui NG0 risulta avere un impatto del 24% inferiore. Nello Scenario2 il componente con il maggiore contributo è il sistema PV, che incide per il 42.5%, mentre la batteria LFP per il 29.7%. Bisogna precisare che nello Scenario 2, anche per la categoria HmH, così come per tutte le altre, il sistema ambientalmente meno sostenibile è la Baseline. In Figura 3.4.3 è, inoltre, possibile notare che la differenza tra NG1 e NG0 nella categoria ES si è ridotta al 12%, rendendo le performance ambientali dei due sistemi molto più equivalenti, e che nella categoria RS il sistema con il livello minore di sfruttamento delle risorse è diventato la NG1, seppur con una ridotta differenza pari a 13%.



Figura 3.4. 4 - Risultati LCA del ciclo di vita completo nello Scenario2 (NG1 barre a sinistra, NG0 barre centrali e Baseline barre a destra)

È naturale aspettarsi un ulteriore guadagno ambientale nel caso di *lifetime* ancora più estesi. Come sottolineato precedentemente, un modo per raggiungere tale obiettivo è l'ottimizzazione nella gestione dell'accumulo energetico, anche tramite il coordinamento di molteplici sistemi di storage [16, 17, 18], che è stata una delle prerogative del progetto ComESto. Inoltre, va vagliata la possibilità di ottenere performance ambientali migliori dall'applicazione di altri sistemi di storage energetico. Un'analisi è stata condotta su un numero limitato di configurazioni di nanogrid alternative, allo scopo di ottenere una valutazione, ancorché approssimata, delle possibilità precedentemente elencate. Quindi, avvalendosi dei risultati ottenuti nell'attività progettuale A1.8 di OR1, esposti nel deliverable D1.8 "Sviluppo di valutazioni di sostenibilità economica ed ambientale delle diverse tecnologie/sistemi proposti", sono stati costruiti i modelli LCA di due configurazioni di nanogrid, mostrate in Figura 3.4.5:

• NG2, configurazione ibrida dotata di un SC da 0.75 kWh ed una batteria a ioni litio tipo LFP da 15.65 kWh



• NG3a, configurazione dotata di una batteria Redox Flow, ad elettroliti semi-organici, con capacità di 16.4 kWh

Tutti gli altri componenti della nanogrid sono stati lasciati invariati rispetto a NG1. Bisogna precisare che le due configurazioni, NG2 e NG3a, sono da considerarsi "virtuali". Il termine "virtuale" va inteso in tal senso: si è fatta l'ipotesi di sostituire l'accumulo di NG1 con un equivalente accumulo – una batteria RFB della stessa potenza e capacità di storage in NG3a e, invece, separata tra due sistemi d'accumulo in NG2 – ciò garantendo una fase d'uso identica a quella derivata dai test su NG1. Chiaramente, quest'ultima è un'assunzione forte, che andrebbe verificata in via sperimentale.



Figura 3.4. 5 - In alto, configurazione nanogrid ibrida Supercapacitor-Batteria LiFePO (NG2). In basso configurazione nanogrid con batteria a flusso ad elettroliti semi-organici (NG3a)

Per quanto riguarda NG2, l'inventario LCA è stato ricavato identicamente come descritto nel paragrafo 3.6 del deliverable D1.8. Si ritiene che i supercapacitor possano avere un *lifetime* fino a 10<sup>6</sup> cicli. Con la finalità di essere più conservativi, si è scelto di limitare il *lifetime* del supercapacitor a 10<sup>5</sup>



cicli. L'inventario, e conseguentemente gli impatti, della batteria LFP è stato congruamente modificato, così da dimensionare una batteria più piccola dall'accumulo di 15.65 kWh. Inoltre, si è fatta l'ipotesi che la configurazione ibrida NG2 permetta alla batteria LFP di raggiungere una durata della vita utile di 6000 cicli completi, come da Scenario2. Rispetto alla NG3a, il modello LCA della batteria a flusso è descritto nel paragrafo 3.1 del deliverable D1.8 e l'inventario è stato adeguatamente modificato, per dimensionare una batteria da 16.4 kWh e 3 kW. In guesta operazione ha giovato la caratteristica propria delle batterie a flusso di avere la parte di potenza disaccoppiata dalla parte dello storage d'energia. Questa peculiarità è facilmente trasportabile nel modello LCA della batteria. Relativamente alla vita utile di una RFB, diverse fonti riportano valori anche superiori ai 10000 cicli completi di carica e scarica. Si è perciò adottato come lifetime della RFB nella configurazione NG3a il valore di 10000 cicli. I risultati ottenuti dalle analisi (IPCC 2013 e ReCiPe 2016 Endpoint) sono riportati in Tabella 3.4.3. Dai dati in tabella si può osservare che, nel caso la configurazione NG2 possa efficacemente estendere il lifetime della batteria LFP, non solo si otterrebbe il miglioramento delle performance ambientali della LFP già discusso in precedenza, ma ciò avverrebbe senza aggiungere ulteriori impatti all'intera nanogrid derivanti dall'utilizzo del SC. Quindi, si osserva che gli impatti ambientali di NG2 sono praticamente identici a quelli di NG1 nello Scenario2. Questa circostanza è il risultato della compensazione tra gli impatti ambientali aggiunti dal nuovo componente della nanogrid (SC) e della riduzione degli impatti di una LFP più piccola, ma più duratura.

Categoria	Unità	NG1	NG1	NG2	NG3a
		(Scenario Base)	(Scenario 2)	(ibrida SC+LFP)	(con RFB)
Carbon footprint	g CO2eq/kWh	256.94	198.51	195.98	193.25
Human health	DALY/kWh	9.35·10 <sup>-7</sup>	7.23·10 <sup>-7</sup>	7.14·10 <sup>-7</sup>	6.56·10 <sup>-7</sup>
Ecosystems	species·yr/kWh	1.44·10 <sup>-9</sup>	1.13·10 <sup>-9</sup>	1.11·10 <sup>-9</sup>	1.06·10 <sup>-9</sup>
Resources	USD2013/kWh	1.91·10 <sup>-2</sup>	1.51·10 <sup>-2</sup>	1.50·10 <sup>-2</sup>	1.65·10 <sup>-2</sup>

Tabella 3.4. 3 - Risultati LCA del ciclo di vita per configurazioni nanogrid con diversi sistemi di storage energetico

Si vuole sottolineare che, nel caso in cui la configurazione ibrida NG2 estendesse il *lifetime* della batteria oltre 6000 cicli di carica e scarica, il guadagno ambientale sarebbe anche ben più consistente. La NG3a mostra guadagni ambientali, rispetto alla NG1 (Scenario 2), in tre delle quattro categorie analizzate. Si ha un consistente miglioramento nella categoria Human health, pari a 9.3%, come risultato dell'utilizzo di un minor quantitativo di materiali altamente impattanti. Anche nella categoria Ecosystems le performance migliorano in maniera piuttosto marcata, con una riduzione degli impatti di 6.2%. In queste categorie la natura organica di parte degli elettroliti, un componente utilizzato in grandi volumi nelle RFB, spiega parzialmente il miglioramento delle performance ambientali in queste due categorie. Al contempo, si nota un impatto circa 9% maggiore nella categoria Resources. Il maggiore sfruttamento delle risorse naturali è anch'esso da imputare al grosso volume della batteria, che prevede grandi quantitativi di elettroliti, tra i cui materiali spicca il bromo come risorse largamente utilizzata. Inoltre, la RFB contiene pompe, grandi contenitori di plastica e le celle, con elettrodi e guarnizioni in gomma per la tenuta idrica, che aggiungono risorse, sfruttate sia in termini di materiali, che di energia per i processi produttivi. In conclusione, alla luce delle assunzioni sottese al



modello LCA, le considerazioni precedentemente svolte vanno confermate da una campagna di "LCA sperimentale", simile a quella condotta in ComEsto per la configurazione NG1, e da una valutazione sperimentale della effettiva durata di vita utile in condizioni operative.

#### 3.5. INTERVENTI MANUTENTIVI E SOSTITUZIONE DI APPARATI

In questa sezione una modellazione della manutenzione della nanogrid viene sviluppata a partire da dati primari, raccolti dal partner di progetto Evolvere in seno alle proprie attività commerciali. I dati raccolti e strutturati possono fungere da base, per l'integrazione nel modello LCA della nanogrid – tanto in configurazione NG1, quanto NG0 – della manutenzione d'impianto, con i conseguenti impatti ambientali.

Nel seguito, l'individuazione e il report strutturato della spesa (tipologia, importo, anno, regione, etc), che il partner Evolvere ha realmente sostenuto per l'esercizio e la manutenzione degli impianti fotovoltaici residenziali di proprietà o nella propria disponibilità. I dati di seguito illustrati si riferiscono alla regione Puglia e all'anno 2019. Gli interventi di manutenzione eseguiti sono stati 2298 ed hanno richiesto l'impegno di oltre dieci teams di tecnici specializzati. Il 58% degli interventi (1341 su 2298) è durato 30 minuti, il 17% una ora, il 7% una ora e mezza, il 4% due ore; durate maggiori hanno una ricorrenza trascurabile ad eccezione di un numero non esiguo (il 7% del totale) di interventi che è durato 9 ore, ovvero l'intera giornata.



Figura 3.5. 1 - Numero degli interventi di manutenzione in base alla durata degli stessi



Tabella 3.5. 1 - Numero e frequenza degli interventi di manutenzione

ORE	N° INTERVENTI	PERCENTUALE
0.5	1341	58
1	393	17
1.5	154	7
2	95	4
2.5	30	1
3	24	1
3.5	1	0
4	50	2
4.5	1	0
5	8	0
5.5	2	0
6	12	1
6.5	1	0
7	9	0
7.5	0	0
8	11	0
8.5	2	0
9	164	7

Il 76% degli interventi è stato eseguito presso impianti che, durante il resto dell'anno, non hanno più necessitato un secondo intervento, il 17% degli interventi ha interessato lo stesso impianto due volte nell'anno considerato, il 4% tre volte.



Figura 3.5. 2 - Numero (e frequenza) degli interventi di manutenzione sullo stesso impianto



ORE	<b>N° INTERVENTI</b>	PERCENTUALE
1	1310	76.12
2	308	17.90
3	76	4.42
4	12	0.70
5	7	0.40
6	2	0.12
7	2	0.12
8	2	0.12
9	1	0.05
10	1	0.05

Al fine di raggiungere i siti presso i quali gli impianti sono installati, sono stati percorsi complessivamente 84 mila chilometri circa e sono stati consumati 6 mila litri di gasolio circa.



Figura 3.5. 3 - Chilometri percorsi (in rosso) e litri di carburante consumati (in blu) nei dodici mesi del 2019 a causa degli interventi di manutenzione

Tabella 3.5. 3 - Suddivisione mensile degli interventi in base ai chilometri percorsi e litri di carburante consumati



MESE	KM	LITRI
GEN	6198	406
FEB	8774	559
MAR	6568	473
APR	5887	434
MAG	7463	528
GIU	6353	506
LUG	7844	545
AGO	3992	316
SET	7565	581
ΟΤΤ	8039	482
NOV	8804	682
DIC	6535	482

Nel periodo in esame sono stati installati 230 inverters. Sulla base della data di installazione è possibile stimare la vita utile: durata minima 2247 giorni, durata media 2740 giorni, durata massima 3177 giorni. La somma della potenza nominale degli inverters sostituiti è pari a 1.06MVA; il 31% di questa potenza complessiva è dovuta all'installazione di inverter dalla potenza nominale pari a 3kVA, il 28% da inverter di potenza 6kVA, il 20% da inverter di potenza 4.6kVA, etc. Nel periodo in esame sono stati sostituiti 888 moduli fotovoltaici. La somma della potenza di picco dei moduli sostituiti è 235kWp circa. Nel periodo in esame sono stati sostituiti 248 apparati di monitoraggio o rilievo dei consumi (monitors).



Figura 3.5. 4 - A sinistra, vita utile (in giorni) rispetto a 230 inverter esaminati. A destra, numero di installazioni di inverter. La suddivisione è in base alla potenza nominale

Tabella 3.5. 4 - Numero e percentuale per le installazioni di inverter in base alla potenza (la percentuale è riferita alla potenza complessiva installata)



POTENZA (KVA)	QUANTITÀ	PERCENTUALE
2.8	1	0.27
3	111	31.42
3.6	3	1.02
4.6	46	19.97
6	49	27.74
10	17	16.04
12.5	3	3.54



#### 4. CONCLUSIONI

Il deliverable ha riportato i risultati di uno studio LCA, realizzato su più configurazioni di nanogrid per utenza domestica. L'analisi si è concentrata largamente sull'impianto di gestione e controllo della nanogrid in DC, la nGfHA, e sulla valutazione ambientale associata al funzionamento della nanogrid, ovvero la sua fase d'uso. Lo studio è stato saldamente fondato sull'acquisizione di dati primari, riguardo tutti i componenti della nGfHA, dal partner di progetto UniCal, che è il progettista della nanogrid. Inoltre, lo studio si è avvalso di una campagna sperimentale di test *on-field*, per l'acquisizione di dati reali sulla fase d'uso e la gestione energetica della nanogrid. Il ciclo di vita è stato confrontato con diverse configurazioni di nanogrid, col fine di verificare la "convenienza" ambientale rispetto ad uno scenario di *business-as-usual* o una configurazione di sola generazione da FER ed in relazione a differenti sistemi di accumulo, da soli o in combinazione.

Per quanto riguarda la nGfHA, i risultati hanno messo in luce l'influenza di ogni componente, nelle diverse categorie d'impatto ambientale analizzate, e le relative criticità. Di particolare rilievo è il contributo di ferrite e rame, presenti in abbondanti quantità in due dei quattro convertitori, e dell'energia di processo, impiegata nei processi produttivi di componenti quali induttori e capacitori. D'altro canto, nella valutazione complessiva della configurazione di nanogrid di riferimento (NG1), l'effetto della nGfHA è secondario rispetto ad impianto PV ed accumulo a ioni litio. Infatti, l'impatto della nGfHA si mantiene al di sotto del 10% in tutte le categorie d'impatto, analizzate con i due metodi usati (IPCC 2013 e ReCiPe 2016), ad eccezione di alcune categorie di tossicità, che confluiscono nell'indicatore di valutazione del danno Human health, dando un contributo della nGfHA pari ad 11%.

Dati di indubbio interesse sono emersi dall'analisi della fase d'uso della nanogrid NG1. I risultati mostrano che gli impatti associati al funzionamento della NG1 sono di gran lunga inferiori sia alla configurazione di nanogrid sprovvista di accumulo (NG0), che dello scenario *business-as-usual* (Baseline), con una riduzione rispettivamente del 60% e del 86% delle emissioni climalteranti. Inoltre, un'analisi statistica dei risultati dei test ha dato l'opportunità di definire strategie per l'ulteriore efficientamento della gestione energetica, in prospettiva di una maggiore sostenibilità del sistema. In termini generali, questa strategia tende a sfruttare la flessibilità, che lo storage di energia conferisce alla nanogrid, in combinazione con la dipendenza dal tempo della *carbon intensity* della rete elettrica nazionale.

Rispetto all'intero ciclo di vita, però, il peso ambientale dell'accumulo dissipa il vantaggio, nei confronti di NGO, derivante da una fase d'uso dagli impatti estremamente limitati. In aggiunta, a seguito di un'analisi di sensitività, i risultati hanno dimostrato che la valutazione complessiva è fortemente influenzata dalla vita utile dell'accumulo energetico. Lo studio di altre configurazioni di nanogrid, come ad esempio l'accumulo combinato supercapacitor e ioni litio, evidenziano la possibilità di ottenere le migliori performance ambientali dall'ottimizzazione nell'utilizzo dei diversi sistemi d'accumulo. In altre configurazioni di nanogrid i miglioramenti, per alcune categorie d'impatto, derivano dall'integrazione nella nanogrid di sistemi di accumulo differenti, ad esempio batterie a flusso.



#### 5. BIBLIOGRAFIA

#### <u>Capitolo 1</u>

Akinyele, D.; Rayudu, R. Techno-economic and Life Cycle Environmental Performance Analyses of a Solar Photovoltaic Microgrid System for Developing Countries. Energy 2016, 109, 160.

Attigah, B.; Mayer-Tasch, L. The Impact of Electricity Access on Economic Development: A Literature Review; Productive Use of Energy (PRODUSE), 2013.

Barnes, D. F.; Floor, W. M. Rural energy in developing countries: A challenge for economic development. Annual Review of Energy and the Environment. 1996, 21, 497–530.

Books, buildings, and learning outcomes: An impact evaluation of World Bank support to basic education in Ghana; Independent Evaluation Group. World Bank: Washington, DC, 2004.

Bilich A, Langham K, Geyer R, Goyal L, Hansen J, Krishnan A, Bergesen J, Sinha P; Life Cycle Assessment of Solar Photovoltaic Microgrid Systems in Off-Grid Communities. Environ. Sci. Technol. 2017, 51, 1043–1052.

De Koning, H. W.; Smith, K. R.; Last, J. M. Biomass fuel combustion and health. Bull. World Health Org. 1985, 63, 11.

Deichmann, U.; Meisner, C.; Murray, S.; Wheeler, D. The economics of renewable energy expansion in rural Sub-Saharan Africa. Energy Policy 2011, 39, 215–227.

Di Florio G, Macchi EG, Mongibello L, Baratto MC, Basosi R, Busi E, Caliano M, Cigolotti V, Testi M, Trini M; Comparative life cycle assessment of two different SOFC-based cogeneration systems with thermal energy storage integrated into a single-family house nanogrid. Applied Energy 285 (2021) 116378.

Ellingsen, L.-w.; Majeau-bettez, G.; Singh, B.; Srivastava, A.; Valoen, L.; Stromman, A. Life cycle assessment of a lithium-ion battery vehicle pack. J. Ind. Ecol. 2014, 18, 113–124.

Ezzati, M.; Kammen, D. M. Indoor air pollution from biomass combustion and acute respiratory infections in Kenya: an exposure response study. Lancet 2001, 358, 619–624.

First Solar. First Solar Analyst Day Presentation, 2014.

Frischknecht, R.; Itten, P.; Sinha, P.; de Wild-Scholten, M.; Zhang, J.; Fthenakis, V.; Stucki, M. Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessment of Photovoltaic Systems; Report of the International Energy Agency PVPS Task 12 Working Group, 2015.



Hsu, D. D.; O'donoughue, P.; Fthenakis, V.; Heath, G. A.; Kim, H.; Sawyer, P.; Turney, D. E.; Choi, J.-K. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Crystalline Silicon Photovoltaic Electricity Generation. J. Ind. Ecol. 2012, 16, S122–S135.

Jacobson, A. Connective power: Solar electrification and social change in Kenya. World Development 2007, 35, 144–162.

Jorge, R.; Hawkins, T.; Hertwich, E. Life cycle assessment of electricity transmission and distribution part 2: transformers and substation equipment. Int. J. Life Cycle Assess. 2012, 17, 184–191.

Kanagawa, M.; Nakata, T. Assessment of Access to Electricity and the Socio-economic Impacts in Rural Areas of Developing Countries. Energy Policy 2008, 36, 2016.

Kim, H.; Fthenakis, V.; Choi, J.-k.; Turney, D. E. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Thin-film Photovoltaic Electricity Generation. J. Ind. Ecol. 2012, 16, S110–S121.

Kirubi, C.; Kammen, D. M.; Jacobson, A.; Mills, A. Community- ased Electric Micro-Grids Can Contribute to Rural Development: Evidence from Kenya. World Development. 2009, 37, 1208–1221.

Lee, K.-M.; Lee, S.-Y.; Hur, T. Life cycle inventory analysis for electricity in Korea. Energy 2004, 29, 87–101.

Majeau-Bettez, G.; Hawkins, T. R.; Stromman, A. Life cycle environmental assessment of lithium-ion and nickel metal hydride batteries for plug-in hybrid and battery electric vehicles. Environ. Sci. Technol. 2011, 45, 4548–4554.

Mills. Evan. Identifying and reducing the health and safety impacts of fuel-based lighting. Energy Sustainable Dev. 2016, 30, 39– 50.

Mills, E.; Jacobson, A. The Lumina Project; Research Memo, 2007; Vol. 1.

Mills, E. Health impacts of fuel-based lighting. 3rd International Off-Grid Lighting Conference, Dakar, Senegal, 13–15 November 2012; Lighting Africa, 2013.

National Renewable Energy Laboratory Life Cycle Assessment Harmonization Page. http://www.nrel.gov/analysis/sustain\_lcah.htm.

https://www.nrel.gov/analysis/life-cycle-assessment.html

Notter, D. A.; Gauch, M.; Widmer, R.; Wager, P.; Stamp, A.; Zah, R.; Althaus, H.-J. Contribution of Liion batteries to the environmental impact of electric vehicles. Environ. Sci. Technol. 2010, 44, 6550–6556.

Pathways for Concerted Action toward Sustainable Energy For All; A report of Sustainable Energy for All, 2012.



Poverty Reduction: Scaling Up Local Innovations For Transformational Change; United Nations Development Programme (UNDP), One United Nations Plaza: New York, NY, 2011.

Posorski, R.; Bussmann, M.; Menke, C. Does the use of Solar Home Systems (SHS) contribute to climate protection? Renewable Energy 2003, 28, 1061–1080. Environmental Science & Technology DOI: 10.1021/acs.est.6b05455 Environ. Sci. Technol. 2017, 51, 1043–1052

Rao, N. D. Kerosene subsidies in India: When energy policy fails as social policy. Energy Sustainable Dev. 2012, 16, 35–43.

Rydh, C.; Sanden, B. A. Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. Part I: Performance and energy requirements. Energy Convers. Manage. 2005, 46, 1957–1979.

Schnitzer, D.; Lounsbury, D.; Carvallo, J.; Deshmukh, R.; Apt, J.; Kammen, D. M. Micro-grids for rural electrification: A critical review of best practices based on seven case studies; Report of The United Nations Foundation, 2014.

Sinha, P.; Cossette, M.; Menard, J. F. End-of-Life CdTe PV Recycling with Semiconductor Refining. In Proceedings of 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2012a; pp 4653–4656.

Sinha, P.; de Wild-Scholten, M. Life Cycle Assessment of Utility-Scale CdTe PV Balance of Systems. In Proceedings of 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2012b; pp 4657–4660.

Sinha, P. Life Cycle Materials and Water Management for CdTe Photovoltaics. Sol. Energy Mater. Sol. Cells 2013c, 119, 271.

Socolof, M. L.; Smith, J.; Cooper, D.; Amarakoon, S. Design for the Environment: Wire and Cable Partnership; Environmental Protection Agency: Washington DC, 2014.

Spanos, C.; Turney, D. E.; Fthenakis, V. Life-cycle analysis of flow-assisted nickel zinc-, manganese dioxide-, and valve-regulated lead-acid batteries designed for demand-charge reduction. Renewable Sustainable Energy Rev. 2015, 43, 478–494.

Sullivan, J.; Gaines, L. A review of battery life-cycle analysis: state of knowledge and critical needs, Report of the Argonne National Laboratory: Illinois, 2010.

The Welfare Impact of Rural Electrification: A Reassessment of the Costs and Benefits; World Bank, 2008.

Turconi, R.; Simonsen, C.; Byriel, I.; Astrup, T. Life cycle assessment of the Danish electricity distribution network. Int. J. Life Cycle Assess. 2014, 19, 100–108.



Weber, C. L.; Jaramillo, P.; Marriott, J.; Samaras, C. Life cycle assessment and grid electricity: what do we know and what can we know? Environ. Sci. Technol. 2010, 44, 1895–1901.

Widiyanto, M.; Kato, N.; Sampattagul. Environmental impacts evaluation of electricity grid mix systems in four selected countries using a life cycle assessment point of view. EcoDesign 3rd International Symposium on Environmentally Conscious Design and Inverse Manufacturing 2003 2003, 26–33.

Zackrisson, M.; Avellan, L.; Orlenius, J. Life cycle assessment of lithium-ion batteries for plug-in hybrid electric vehicles–Critical issues. J. Cleaner Prod. 2010, 18, 1519–1529.

#### <u>Capitoli 2 e 3</u>

[1] V. Fthenakis, R. Frischknecht, M. Raugei, H. C. Kim, E. Alsema, M. Held, M. de Wild-Scholten, "Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity" (2011), 2<sup>nd</sup> edition, IEA PVPS Task 12, IEA Photovoltaic Power Systems Programme

[2] <u>https://www.jinkosolar.com/en</u>

[3] <u>http://www.solaritaly.enea.it/</u>

[4] M. Ouyang, X. Feng, X. Han, L. Lu, Z. Li, X. He, "A dynamic capacity degradation model and its applications considering varying load for a large format Li-ion battery" Applied Energy (2016), 165, 48-59

[5] G. Majeau-Bettez, T. R. Hawkins, A. H. Stromman, "Life cycle environmental assessment of lithium-ion and nickel metal hydride batteries for plug-in hybrid and battery electric vehicles" Environ. Sci. Technol. (2011), 45, 4548-4554

[6] Terna. Disponibile al sito: <u>https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report/download-center</u>

[7] Terna. Disponibile al sito: <u>https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche</u>

[8] GSE. Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico 2020:

https://www.gse.it/documenti\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico %20-%20Rapporto%20Statistico%20GSE%202020.pdf

[9] ISO. 14040, <u>https://www.iso.org/standard/37456.html</u> (2006)



[10] ISO. 14044, <u>https://www.iso.org/standard/38498.html</u> (2006)

[11] T. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex e P. Midgley, "Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change" IPCC, 2013, Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York

#### [12] <u>https://jupyter.org/</u>

[13] M. A. J. Huijbregts, Z. J. N. Steinmann, P. M. F. Elshout, G. Stam, F. Verones, M. Vieira, M. Zijp, A. Hollander, R. van Zelm, "ReCiPe2016: a harmonised life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level" Int. J. Life Cycle Assess. (2017), 22, 138-147

[14] <u>https://www.rivm.nl/en/life-cycle-assessment-lca/recipe</u>

[15] J. de Hoog, J.-M. Timmermans, D. Ioan-Stroe, M. Swierczynski, J. Jaguemont, S. Goutam, N. Omar, J. van Mierlo, P. van de Bossche, "Combined cycling and calendar capacity fade modeling of a Nickel-Manganese-Cobalt Oxide Cell with a real-life profile validation" Applied Energy (2017), 200, 47-61

[16] F. Ongaro, S. Saggini, P. Mattavelli, "Li-ion Battery-Supercapacitor Hybrid Storage System for a Long Lifetime, Photovoltaic-Based Wireless Sensor Network" IEEE Transactions on Power Electronics (2012), 27, 3944-3952

[17] T. Mesbahi, N. Rizoug, P. Bartholomeus, R. Sadoun, F. Khenfri, P. Le Moigne, "Optimal Energy Management for a Li-Ion Battery/Supercapacitor Hybrid Energy Storage System Based on a Particle Swarm Optimization Incorporating Nelder-Mead Simplex Approach" IEEE Transactions on Intelligent Vehicles (2017), 2, 99-110

[18] A. Zhuk, K. Denschikov, V. Fortov, A. Sheindlin, W. Wilczynski, "Hybrid energy storage system basedon supercapacitors and Li-ion batteries" J. Appl. Electrochem. (2014), 44, 543-550