



Università della Calabria

**Dottorato di Ricerca in
Scienze e Ingegneria dell'Ambiente, delle Costruzioni e dell'Energia**

Tesi

***POVERTÀ ENERGETICA E SVILUPPO ECONOMICO NELL'AFRICA
SUBSAHARIANA:
L'OPPORTUNITÀ DELLE MICROGRIDS PER L'ELETTRIFICAZIONE DEI
VILLAGGI RURALI***

**Settore Scientifico Disciplinare ING-IND 33
(Sistemi Elettrici per l'Energia)**

Supervisori

Prof. Daniele Menniti
Ing. Nicola Sorrentino
Ing. Anna Pinnarelli

Candidato

Michele Mercuri

Ciclo XXXII

Il Coordinatore del Corso di Dottorato
Prof. Salvatore Critelli

A.A. 2018-2019

***Povert  energetica e sviluppo economico nell'Africa subsahariana:
l'opportunit  delle microgrids per l'elettrificazione dei villaggi rurali***

INDICE

Indice delle Figure	2
Indice delle Tabelle	2
Abstract	3
1. Parte prima: Il quadro di riferimento	6
1.1 Il continente africano.....	6
1.2 Il mercato elettrico: caratteristiche, fonti e dimensioni nel continente Africano	13
1.3 Composizione ed evoluzione della domanda e dei consumi.....	17
2. Parte seconda Analisi del contesto.....	27
2.1 L'africa subsahariana	27
2.2 Il bilancio energetico e risorse energetiche dell'Africa sub-sahariana	30
2.2 I combustibili fossili: petrolio, Gas, Carbone	31
2.3 Le energie rinnovabili	36
2.3.1 Energia Solare	36
2.3.2 Energia idroelettrica	37
2.3.3 energia eolica	38
2.4 La rete elettrica nell'Africa Subsahariana	39
3. Parte terza: proposta.....	42
3.1 Un possibile modello per l'elettrificazione di aree rurali	42
3.2 Soluzioni per l'elettrificazione dei villaggi rurali	48
3.2.1 Espansione della rete di trasmissione e distribuzione esistente.....	48
3.2.2 Costruzione di reti di distribuzione autonome (mini-grid).....	51
3.2.3 Adozione di impianti stand-alone	53
3.3 Caso studio: Elettrificazione di una nuova area.....	54
3.3.1 Analisi soluzione A: Estensione della rete di trasmissione e distribuzione centralizzata	58
3.3.2 Analisi soluzione B: Implementazione di una mini-grid autonoma	60
3.3 Risultati del caso studio	65
4. Conclusioni e futuri sviluppi.....	72
4.1 Modelli di business	73
4.2 L'esempio di Enel Green Power in Etiopia	76
Bibliografia.....	78

Indice delle Figure

Figura 1 - Popolazione con accesso energia elettrica in Africa [1]	8
Figura 2 - Migratory routes across Africa and Europe [2]	9
Figura 3 - Tasso elettrificazione Africa sub-sahariana [1]	10
Figura 4 - Consumo elettrico pro-capite Africa Sub-sahariana [4]	11
Figura 5 - PIL pro-capite Africa sub-sahariana [5]	12
Figura 6 - Produzione elettrica per fonte nel Continente Africano 2010-2018 [6]	13
Figura 7 - Capacità elettrica installata in Africa [6]	15
Figura 8 - Zone di Instabilità politica [7]	17
Figura 9 - Fabbisogno Energia Primaria Africa [8]	18
Figura 10 - Accesso energia elettrica e soglie di povertà [6]	19
Figura 11 - Official Development Aid/Assistance, ODA Africa [9]	20
Figura 12 - Official Development Aid/Assistance, ODA per Settore di destinazione [9]	21
Figura 13 - Andamento ODA per settore [9]	22
Figura 14 - Consumi finali di Energia elettrica per settore in Africa sub-sahariana [6]	26
Figura 15 - PIL e occupazione in Africa Sub-sahariana [6]	29
Figura 16 - Popolazione che non ha accesso all'energia elettrica [6]	30
Figura 17 - Import/Export di petrolio [6]	33
Figura 18 - Produzione e domanda di gas naturale [6]	34
Figura 19 - Potenziale teorico del solare fotovoltaico in Africa [6]	36
Figura 20 - Rete elettrica in Africa [1]	41
Figura 21 - Territorio si cui realizzare un intervento di elettrificazione rurale	55

Indice delle Tabelle

Tabella 1 - Componenti di costo e dati utilizzati nella valutazione delle due alternative	58
Tabella 2 - Parametri utilizzati nella valutazione dell'alternativa A	59
Tabella 3 - Valutazione LCOE per la centrale mini-idroelettrica	62
Tabella 4 - Valutazione LCOE per le stazioni fotovoltaiche	64
Tabella 5 - Parametri utilizzati nella valutazione dell'alternativa B	65
Tabella 6 - Costi e risultati per i sistemi elettrici proposti nelle due alternative	65
Tabella 7 - Costo di fornitura del servizio elettrico con parametro di energia servita modificato	69

ABSTRACT

L'attività di ricerca svolta in questa tesi si è focalizzata sull'analisi delle specifiche problematiche dei settori energetici di paesi in via di sviluppo (PVS), in particolare l'accesso all'energia elettrica nell'area dell'Africa sub-sahariana, e alle conseguenze che le difficoltà di approvvigionamento dell'energia causa nel percorso di sviluppo dei predetti Paesi.

L'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) stima che attualmente 1,18 miliardi di persone vivono senza aver accesso all'energia elettrica (il 16% della popolazione mondiale), di questi circa il 53% vive nel continente africano. Nonostante l'Africa sub-sahariana sia ricca di risorse energetiche primarie ha una produzione di energia elettrica molto limitata. Per lo sviluppo di questa regione, che concentra il 13% della popolazione mondiale ma che conta solo per il 4% della domanda globale di energia, poter contare su un ampio accesso a fonti energetiche affidabili ed economicamente accessibili risulta essere un fattore di cruciale importanza per lo sviluppo futuro del continente.

L'impossibilità per le aree rurali di accedere in maniera sicura e costante all'energia elettrica porta ad una forte dipendenza energetica dalla biomassa tradizionale e conseguentemente frena la domanda stessa di energia nonché spesso la soluzione più comune in questi contesti consiste nell'utilizzare generatori diesel, che hanno un costo di investimento basso, ma che presentano una serie di svantaggi, tra cui elevati costi operativi, emissioni dannose per l'ambiente e per la salute ed elevata manutenzione.

Da questi due aspetti derivano una serie di conseguenze negative che frenano il processo di sviluppo sia a livello locale che nazionale. In particolare, la popolazione delle zone rurali dei PVS è quella che soffre maggiormente le conseguenze del problema dell'accesso all'energia elettrica la manca di energia ostacola lo sviluppo

economico e crea come principale conseguenza un costante flusso migratorio di popolazioni che si spostano dalle aree in esame verso aree più sviluppate (tipicamente l'area del continente europeo). L'obiettivo principale per ridurre sia i flussi migratori che portare sviluppo nelle zone dell'Africa interessate dal fenomeno nonché creare opportunità di business per i paesi investitori sarebbe, pertanto, aumentare l'accesso all'energia elettrica, è noto infatti che la grave carenza di infrastrutture elettriche di base mette a rischio gli sforzi profusi per raggiungere un più rapido sviluppo economico e sociale. Nel continente africano per quella minoranza di persone che ad oggi può usufruire di una connessione alla rete elettrica, la fornitura è spesso inaffidabile, il che rende necessario l'uso diffuso di privati e costosi generatori di riserva alimentati a diesel o a benzina. In molte aree, le tariffe elettriche sono tra le più alte al mondo e, fatta eccezione per il Sud Africa, le perdite riportate a causa della scarsa manutenzione delle reti di trasmissione e distribuzione sono doppie rispetto alla media mondiale.

Per contrastare l'emigrazione pertanto si dovrebbero meglio utilizzare le risorse finanziarie destinate agli aiuti e favorire l'accesso a forme economiche di energia pulita.

L'elettrificazione delle zone senza accesso all'energia può avvenire attraverso due modalità: l'ampliamento della rete di trasmissione nazionale o la generazione distribuita in isola, per quanto riguarda la prima modalità in molte aree rurali si manifestano forti vincoli di fattibilità tecnica ed economica della fornitura elettrica se promossa tramite il tradizionale sistema centralizzato. In questi casi, i sistemi in isola basati su fonti rinnovabili di energia sono l'unica soluzione percorribile.

In questo contesto, questa tesi di dottorato si concentra principalmente sul problema dell'accesso all'energia elettrica nelle aree rurali dell'Africa subsahariana e sull'analisi di sistemi in isola.

La tesi è suddivisa in tre parti principali: la prima parte propone un'approfondita analisi del contesto politico, economico e di sviluppo della rete elettrica in Africa ed

in particolare nelle aree rurali subsahariane. Nella seconda parte si propone una descrizione delle caratteristiche principali e un'analisi, alla luce delle dimensioni della sostenibilità, del problema dell'accesso all'energia e si dettaglia un'analisi della situazione energetica dell'Africa del bilancio energetico e del costo dell'energia in alcune aree dell'Africa. La terza parte introduce i modelli che sono stati sviluppati per rispondere in maniera specifica alla mancanza di accesso all'energia elettrica e propone un modello di elettrificazione in isola sostenibile.

1. PARTE PRIMA: IL QUADRO DI RIFERIMENTO

1.1 Il continente africano

L'Africa in generale, nonché la parte sub-sahariana, è ricca di risorse energetiche ma molto povera in termini di produzione di energia elettrica. Per lo sviluppo di questa regione, che concentra il 13% della popolazione mondiale ma che conta solo per il 4% della domanda globale di energia, l'accesso all'energia elettrica è considerato oggi uno degli elementi chiave per sostenere qualsiasi processo di sviluppo economico, l'energia elettrica infatti consente il miglioramento dei servizi e dei processi produttivi che creano benessere realizzando un ciclo di sviluppo sociale ed economico.

Evidenti benefici dovuti all'accesso all'energia elettrica si presentano, anche e soprattutto, in ambito domestico, i molti studi sviluppati negli anni hanno mostrato come i benefici in ambito familiare, frutto dell'accesso all'elettricità, siano legati ai miglioramenti nel soddisfacimento dei bisogni fondamentali e ad una relativa diminuzione della dipendenza dai combustibili tradizionali. Per esempio, avviene infatti che la disponibilità di illuminazione elettrica riduca l'utilizzo di kerosene e aumenti la disponibilità di ora di luce nelle abitazioni permettendo miglioramenti nel livello di istruzione dei bambini.

L'Agenzia internazionale dell'energia (IEA) stima che attualmente nel mondo 1,18 miliardi di persone vive senza aver accesso all'energia elettrica (il 16% della popolazione mondiale), di questi circa il 53% vive nel continente africano.

Il continente africano ha visto una rapida crescita economica in questo secolo, con un corrispondente aumento della domanda di energia, tuttavia la grossa zavorra del continente africano è, infatti, l'accesso all'energia elettrica. L'approvvigionamento energetico è andato aumentando negli ultimi anni, ma rimane a tutt'oggi scarso nella maggior parte dei paesi africani.

In sette paesi africani la percentuale di popolazione senza energia elettrica nel 2014 ha raggiunto il 90%. Si tratta di paesi come la Repubblica Centro Africana, il Ciad, la Repubblica Democratica del Congo, la Liberia, il Malawi, la Sierra Leone e il Sud Sudan.

In altri 13 paesi, a non avere accesso all'energia elettrica, è una percentuale tra il 75% e il 90% del totale (Figura 1): Burkina Faso, Burundi, Etiopia, Guinea, Guinea-Bissau, Kenya, Madagascar, Mauritania, Niger, Ruanda, Somalia, Tanzania, e Uganda. In altri 18 paesi si assesta fra il 50% e 75%: Angola, Benin, Comore, Congo, Costa d'Avorio, Gibuti, Eritrea, Gambia, Lesotho, Mali, Mozambico, Namibia, Nigeria, Sudan, Swaziland, Togo, Zambia e Zimbabwe. In Sud Africa, l'85% della popolazione nel 2014 ha accesso all'elettricità e solo in sette paesi, tutti in Africa del Nord, l'approvvigionamento si avvicina a quello dei paesi più ricchi: Algeria, Egitto, Libia, Mauritius, Marocco, Seychelles e Tunisia [1].

Electricity access in Africa - 2014				
Region	Population without electricity millions	National electrification rate %	Urban electrification rate %	Rural electrification rate %
Africa	634	45%	71%	28%
Sub-Saharan Africa	632	35%	63%	19%
<i>South Sudan</i>	12	1%	4%	0%
<i>Democratic Republic of Congo</i>	62	18%	42%	0%
<i>Sierra Leone</i>	5	14%	33%	1%
<i>Central African Republic</i>	5	3%	5%	1%
<i>Djibouti</i>	1	42%	54%	1%
<i>Burkina Faso</i>	14	18%	58%	1%
<i>Chad</i>	13	4%	13%	1%
<i>Mauritania</i>	3	29%	47%	2%
<i>Burundi</i>	10	5%	28%	2%
<i>Somalia</i>	9	15%	33%	4%
<i>Niger</i>	16	15%	62%	4%
<i>Zambia</i>	11	28%	62%	5%
<i>Malawi</i>	15	12%	46%	5%
<i>Angola</i>	16	33%	69%	6%
<i>Guinea-Bissau</i>	1	21%	37%	6%
<i>Kenya</i>	36	20%	60%	7%
<i>Lesotho</i>	2	17%	43%	8%
<i>Madagascar</i>	21	13%	22%	8%
<i>Benin</i>	7	29%	57%	9%
<i>Mali</i>	13	26%	53%	9%
<i>Rwanda</i>	8	27%	72%	9%
<i>Ethiopia</i>	73	25%	85%	10%
<i>Guinea</i>	9	26%	53%	11%
<i>Liberia</i>	4	10%	8%	11%
<i>Uganda</i>	31	19%	52%	12%
<i>Gambia</i>	1	45%	66%	13%
<i>Congo</i>	3	42%	56%	16%
<i>Namibia</i>	2	32%	50%	17%
<i>Eritrea</i>	3	32%	86%	17%
<i>Tanzania</i>	36	30%	57%	18%
<i>Togo</i>	5	27%	35%	21%
<i>Cameroon</i>	9	62%	96%	23%
<i>Sudan</i>	24	40%	67%	26%
<i>Mozambique</i>	16	40%	67%	27%
<i>Côte d'Ivoire</i>	8	62%	88%	31%
<i>Botswana</i>	1	53%	69%	32%
<i>Nigeria</i>	98	45%	55%	36%
<i>Gabon</i>	0	89%	97%	38%
<i>Senegal</i>	6	61%	88%	40%
<i>Sao Tome and Principe</i>	0	59%	70%	40%
<i>Zimbabwe</i>	7	52%	78%	40%
<i>Equatorial Guinea</i>	0	66%	93%	48%
<i>Ghana</i>	8	72%	91%	50%
<i>Swaziland</i>	0	65%	84%	60%
<i>Comoros</i>	0	69%	89%	62%
<i>South Africa</i>	8	86%	87%	85%
<i>Réunion</i>	0	99%	100%	87%
<i>Cabo Verde</i>	0	96%	100%	89%
<i>Seychelles</i>	0	98%	98%	98%
<i>Mauritius</i>	0	100%	100%	100%
North Africa	1	99%	100%	99%
<i>Morocco</i>	0	99%	100%	97%
<i>Egypt</i>	1	99%	100%	99%
<i>Libya</i>	0	100%	100%	99%
<i>Algeria</i>	0	100%	100%	100%
<i>Tunisia</i>	0	100%	100%	100%

SOURCE: IEA, World Energy Outlook 2016

Figura 1 - Popolazione con accesso energia elettrica in Africa [1]

Il mancato accesso alle moderne forme di energia è uno dei fattori scatenanti dei fenomeni migratori che negli ultimi anni hanno interessato le aree rurali del continente africano [2]. L'accesso a forme di energia pulita, affidabile e sostenibile

migliora le possibilità per le comunità rurali di adattarsi all'ambiente e di sopravvivere con esso. L'Approvvigionamento idrico e di cibo abbinato a sistemi di produzione di energia sostenibile possono creare opportunità di adattamento ai cambiamenti climatici nelle aree rurali e periurbane, è ad oggi l'unica possibilità per contrastare un fenomeno che crea non pochi problemi sia nelle regioni interessate dallo spopolamento che alle regioni target [3].

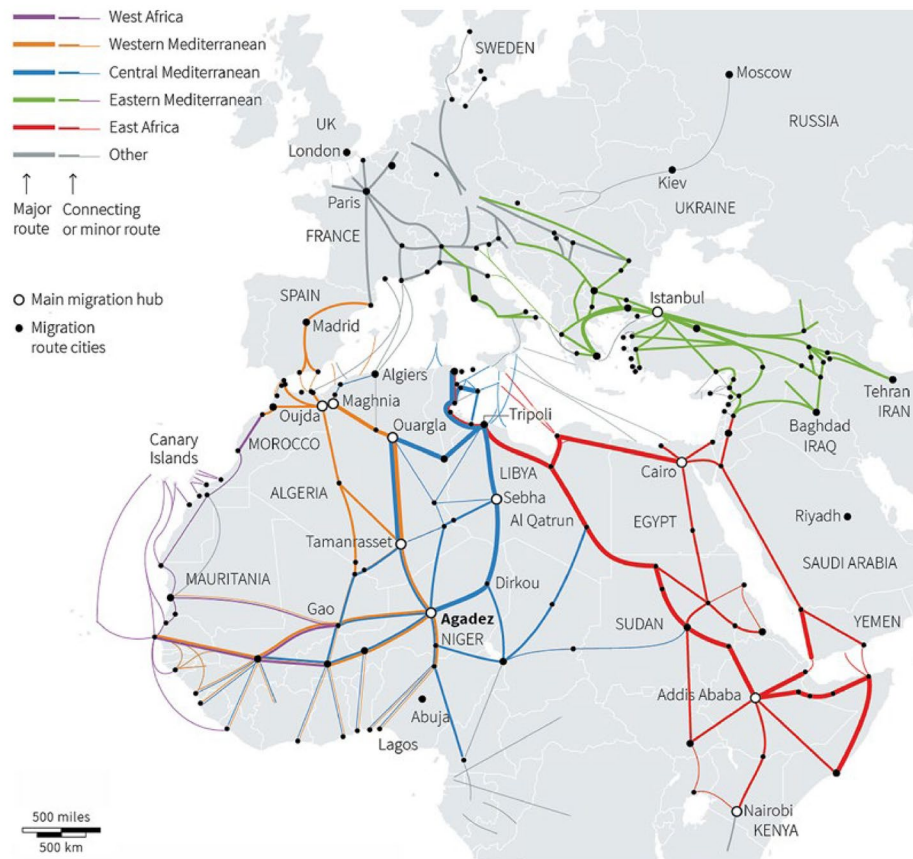


Figura 2 - Migratory routes across Africa and Europe [2]

La più alta concentrazione di popolazione priva di accesso all'energia elettrica è principalmente concentrata nelle zone rurali dell'Africa dove vive circa l'80% della popolazione interessata del fenomeno (Figura 3).

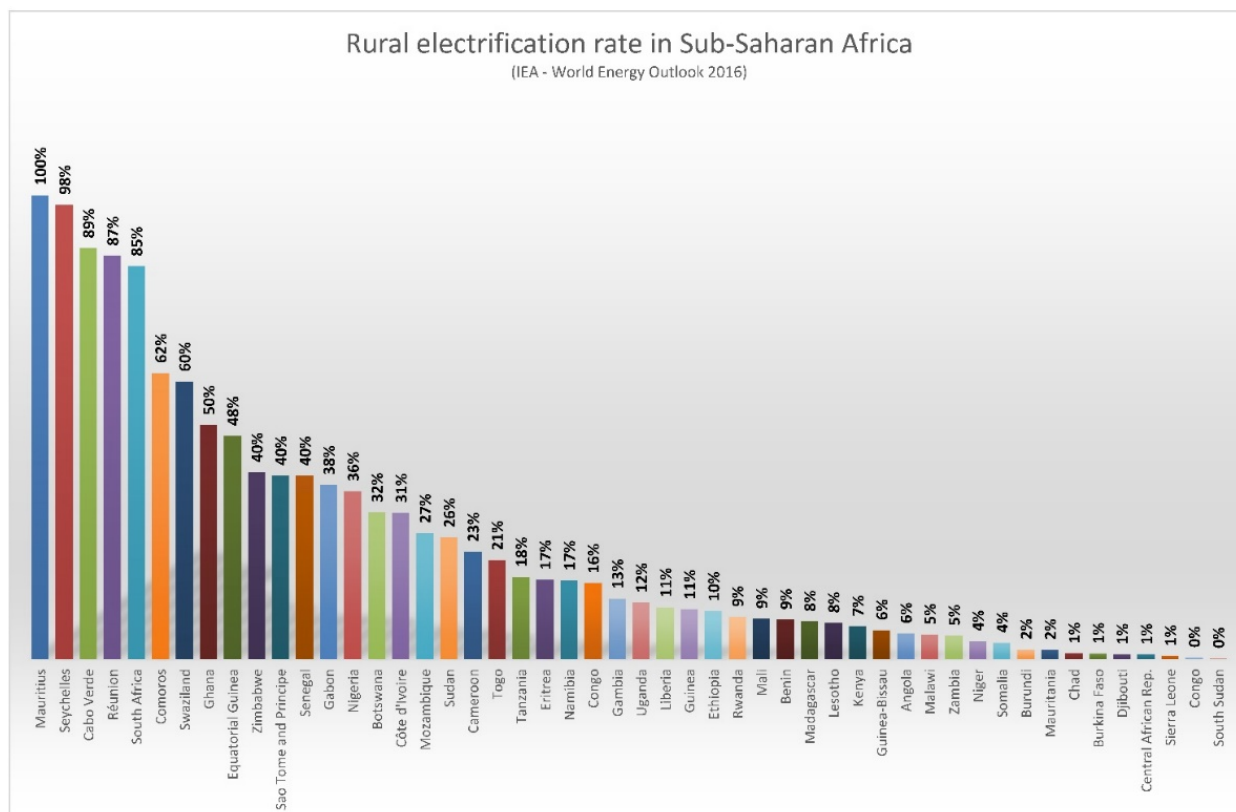


Figura 3 - Tasso elettrificazione Africa sub-sahariana [1]

Ma l'accesso all'elettricità non è l'unica componente che caratterizza negativamente l'Africa sub-sahariana. Ci sono anche ampie disparità di consumo di elettricità tra le popolazioni con accesso all'energia elettrica del resto del mondo.

Nell'Africa subsahariana, il consumo medio di elettricità pro capite è di 496 chilowattora (kWh) all'anno, rispetto ai 4.200 kWh in Sud Africa e 1.500 kWh nei paesi dell'Africa settentrionale (Figura 4). La situazione è ancora peggiore nelle aree rurali dell'Africa sub-sahariana con accesso all'elettricità, dove il consumo di elettricità medio pro capite rimane anche inferiore a 100 kWh all'anno.

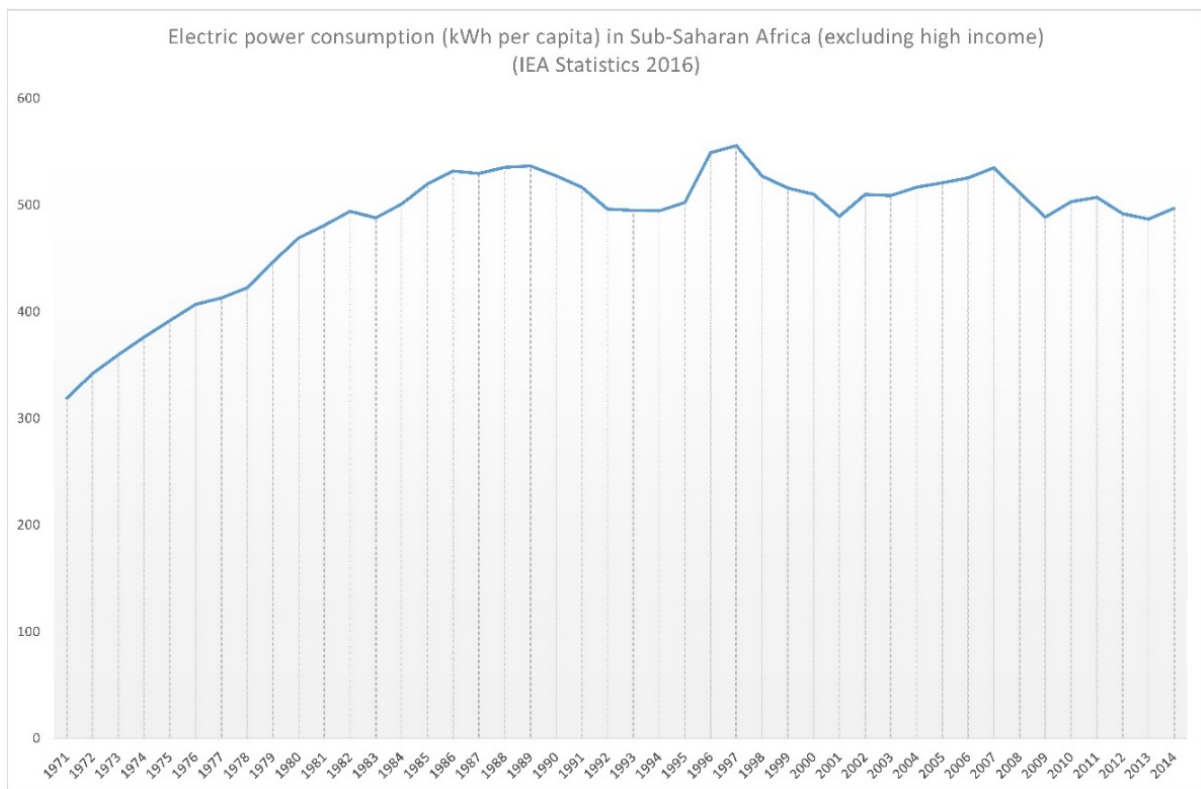


Figura 4 - Consumo elettrico pro-capite Africa Sub-sahariana [4]

Secondo le previsioni dell'IEA, la popolazione africana che avrà l'accesso all'energia elettrica dovrebbe aumentare significativamente entro il 2040, ma la stessa previsione non può essere fatta per l'Africa sub-sahariana.

La previsione di IEA stima che più del 90% di persone senza elettricità vivrà in Africa sub-sahariana nel 2040 (circa 489 milioni persone). Grandi progressi nell'accesso all'energia elettrica saranno concentrati soprattutto nelle aree urbane dell'Africa dove sarà possibile sfruttare i collegamenti con le reti elettriche nazionali esistenti, mentre il 95% della popolazione senza elettricità rimarrà concentrata nelle zone rurali.

In tali zone rurali ed isolate dove l'energia elettrica non è disponibile (e come abbiamo visto non lo sarà in futuro) e spesso risulta tecnicamente ed economicamente improponibile ampliare la rete elettrica, l'unica strada percorribile potrebbe essere l'elettrificazione rurale mediante sistemi di piccola scala operanti in isola e basati su risorse rinnovabili.

Tuttavia, per garantire l'accesso all'energia elettrica superare il problema dell'ampliamento della rete potrebbe non bastare, vi è anche un problema relativo alla situazione economica e politica dei Paesi dell'Africa subsahariana.

Quanto al secondo aspetto possiamo notare dal grafico seguente (Figura 5) che il PIL pro-capite medio dei Paesi dell'Africa subsahariana è pari ad € 3.708 contro € 41.999 dei Paesi in area Euro [5].

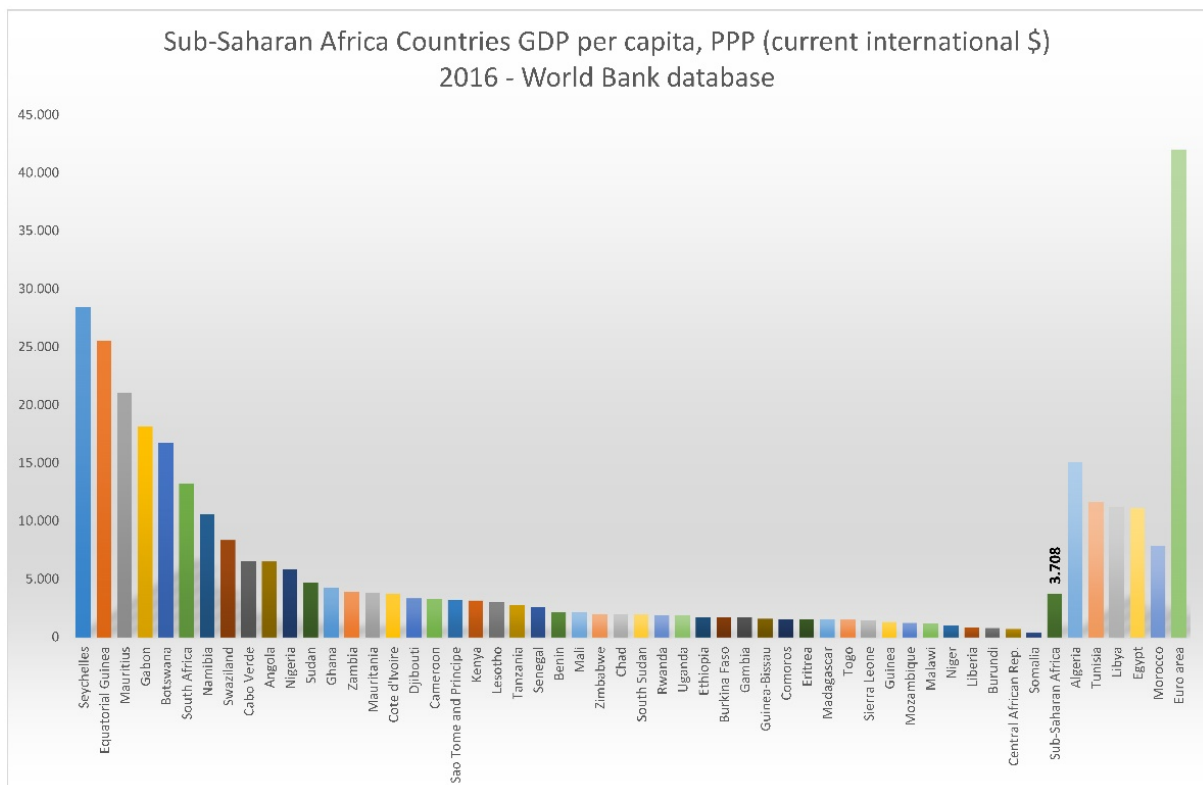


Figura 5 - PIL pro-capite Africa sub-sahariana [5]

1.2 Il mercato elettrico: caratteristiche, fonti e dimensioni nel continente Africano

La produzione totale di elettricità in Africa è aumentata da 670 TWh del 2010 a 870 TWh nel 2018. Circa il 70% della produzione è generata da fonti fossili con il gas naturale e il carbone che rispettivamente rappresentano il 40% e il 30% delle fonti principali nel 2018 [6], mentre l'energia idroelettrica rappresentava un ulteriore 16% e petrolio il 9% (Figura 6).

Tali percentuali però non sono uniformemente distribuite nel continente, possiamo notare infatti notevoli differenze regionali. In Nord Africa, ad esempio, il gas naturale ha contribuito per oltre tre quarti alla produzione di energia elettrica nel 2018. Mentre il Sudafrica dipende ancora per la gran parte dal carbone e in misura modesta dal nucleare. Nel resto dell'Africa sub-sahariana, l'energia idroelettrica fornisce oltre la metà della produzione con petrolio e gas che rappresentano la maggior parte delle fonti energetiche. C'è tuttavia da sottolineare che le rinnovabili idroelettriche in Africa sub-sahariana è aumentata del 250% nel periodo 2010-18, rappresentano poco più del 7% di tutte le energie rinnovabili e il 4% della produzione totale generata.

Electricity generation by fuel in Africa, 2010-2018

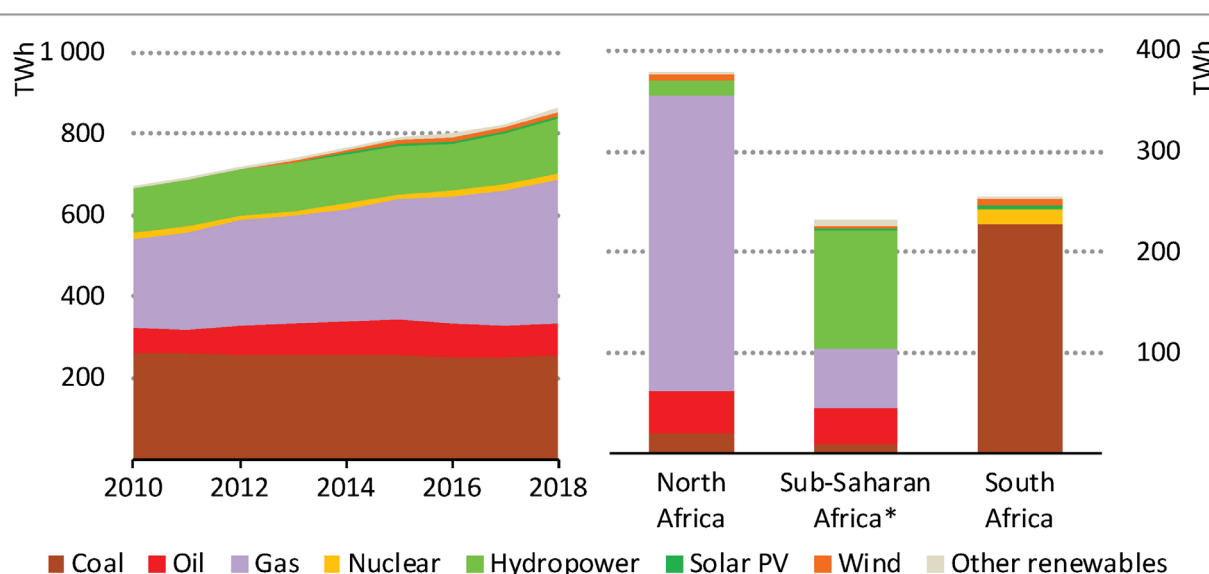


Figura 6 - Produzione elettrica per fonte nel Continente Africano 2010-2018 [6]

Tra il 2010 e il 2018, la capacità di generazione totale installata in Africa è aumentata da circa 155 gigawatt (GW) a quasi 245 GW, il divario con il Paesi più sviluppati rimane notevole in quanto nonostante il predetto aumento la capacità installata rappresenta circa un quarto di quella dei Paesi dell'Unione Europea. I paesi del Sud Africa e del Nord Africa rappresentano circa 165 GW di questa capacità installata. Il mix di capacità per tipo di fonte varia in maniera notevole in tutto il continente e presenta notevoli differenze anche in diverse aree dello stesso Paese. Nel Nord Africa sono installati quasi 85 GW dei 100 GW degli impianti di produzione di energia elettrica da gas naturale dell'intera Africa (Figura 7), mentre il resto è concentrato in Nigeria, Ghana, Costa d'Avorio, Tanzania e Mozambico. In Sudafrica invece è installato l'85% dei quasi 50 GW di capacità elettrica generata dal carbone.

Installed power capacity by fuel in selected regions/countries

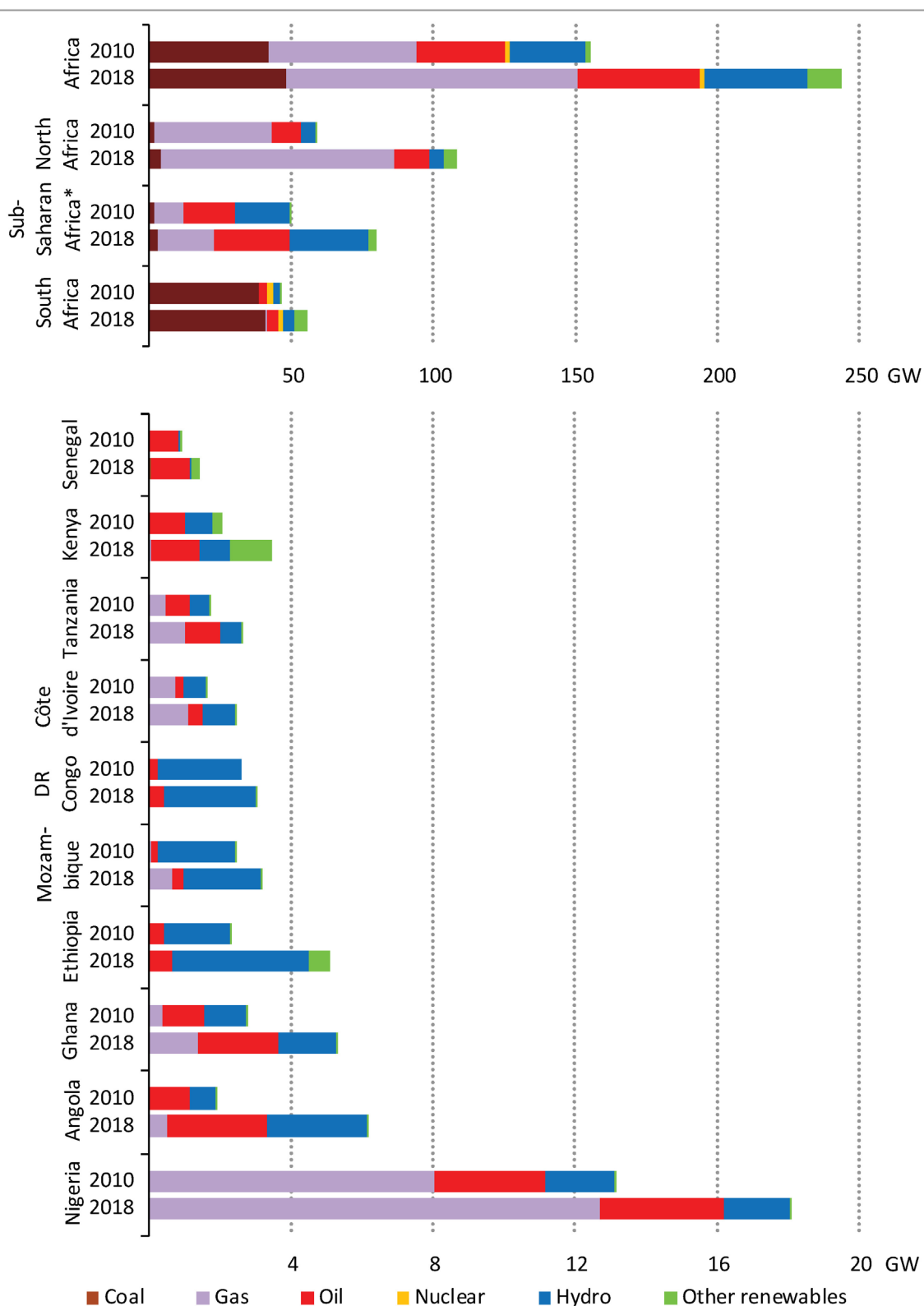


Figura 7 - Capacità elettrica installata in Africa [6]

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili la capacità totale installata è aumentata da 28 GW nel 2010 a quasi 50 GW nel 2018. L'energia idroelettrica è la fonte di energia

rinnovabile maggiormente diffusa e la sua capacità è aumentata da 26 GW nel 2010 a 35 GW nel 2018. Altre fonti rinnovabili hanno iniziato a svilupparsi ma, per il momento, la loro quota nella generazione elettrica e nonché la capacità installata sono residuali esaminiamone il dettaglio: l'energia eolica è scarsamente diffusa con quasi 5,5 GW di capacità installata nel 2018, rispetto a quasi 1 GW nel 2010. Il Nord Africa rappresenta circa 2,6 GW di questa capacità e il Sud Africa per circa 2 GW. La crescita dell'energia eolica in Sudafrica è in parte il risultato di uno specifico programma di investimenti lanciato nel 2011 e che ha prodotto quasi 3 GW di nuova capacità negli ultimi cinque anni: il programma prevedeva progetti di notevoli dimensioni tra i quali i parchi eolici di Loeiresfotein e Khobab (140 megawatt ciascuno).

Nel continente la capacità installata da solare fotovoltaico è di circa 4,5 GW. La capacità è aumentata considerevolmente nel corso del 2019 quando è entrato in servizio il più grande progetto fotovoltaico su larga scala del continente, localizzato in Egitto, e di potenza pari a 1,6 GW.

Nella parte sud del continente, soprattutto Sudafrica, troviamo poi numerosi progetti di energia solare a concentrazione (CSP) tra cui il Progetto Xina Solar One da 100 megawatt (MW) e impianto Ilanga-1 da 100 MW. Questi due progetti hanno portato la capacità installata totale del Sudafrica a 0,4 GW, vicino al 40% della capacità installata dell'Africa [6].

Mentre le risorse geotermiche sono generalmente concentrate nella parte orientale dell'Africa, e sommano un potenziale equivalente a più di 15 GW. [7]

1.3 Composizione ed evoluzione della domanda e dei consumi

L’Africa resta un continente a statualità molto debole. I bacini tradizionali di instabilità sono stati per molto tempo il Corno d’Africa e i Grandi Laghi ad essi va aggiunta da qualche anno la fascia sahariana, in particolare nell’Africa occidentale. In un contesto di stati fragili, tuttavia, negli anni novanta ha avuto inizio una stagione di importanti riforme politiche che hanno via via introdotto pluralismo politico e competizione elettorale in sostituzione dei precedenti regimi a partito unico e militari. Ad ogni modo però si tratta di cambiamenti ancora molto incompleti, talvolta solo di facciata, che spesso sono sfociati in instabilità politiche e militari, a tal proposito lo testimoniano i numerosi conflitti ancora in atto (Figura 8).

Ongoing conflicts in Africa

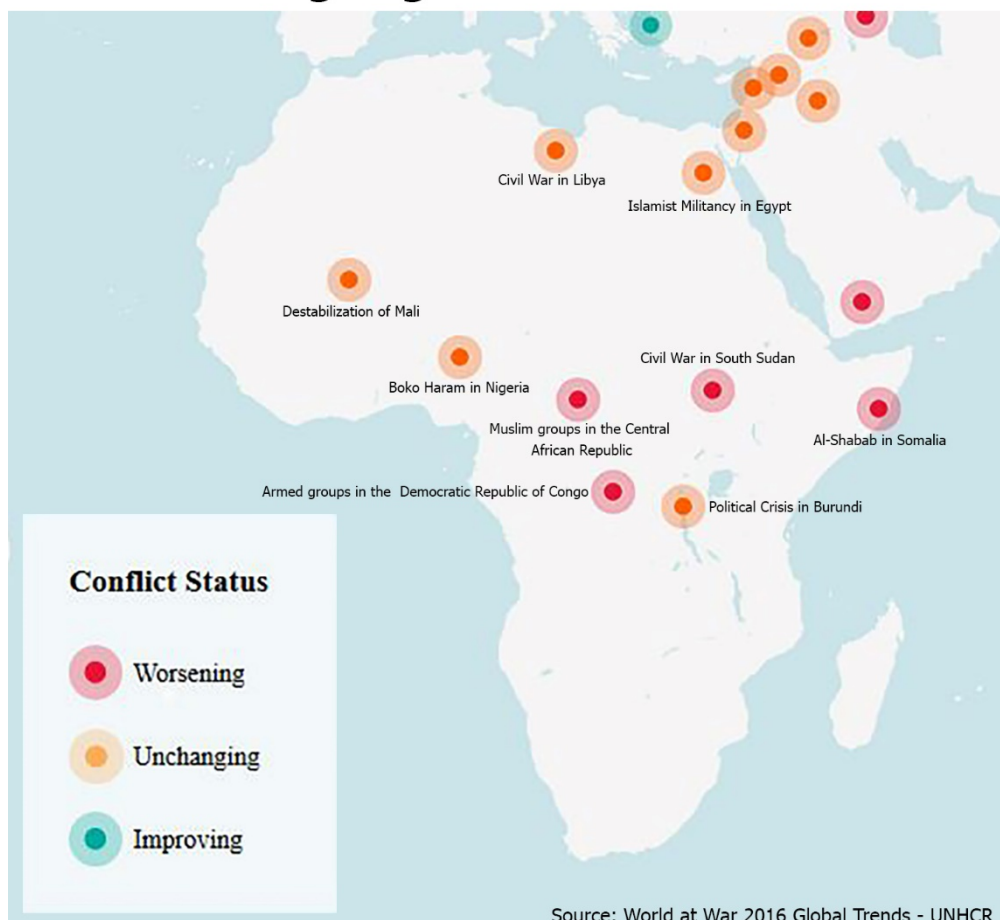


Figura 8 - Zone di Instabilità politica [7]

Sviluppo sociale e sviluppo economico sono l’obiettivo primario da perseguire in Africa dei prossimi anni, a meno di andare incontro a situazioni via via sempre più

insostenibili non solo per lo stesso continente africano ma anche per l'Europa e per il resto del mondo. Se è chiaro che questo sviluppo implica necessariamente la crescita dell'agricoltura, dell'industria e dei servizi per avere un dinamico mercato occupazionale, è altrettanto chiaro che sono le infrastrutture e l'energia a dover dare avvio a un tale processo. Lo sviluppo del continente genererà anche un significativo mercato di sbocco: al tasso di crescita attuale l'Africa avrà entro il 2025 un aumento dell'80% del PIL pro capite [8], con un incremento di PIL cumulato nel periodo di oltre 1.600 miliardi di Euro. Ciò comporterà uno straordinario bisogno di energia elettrica (Figura 9) che crescerà in maniera esponenziale.

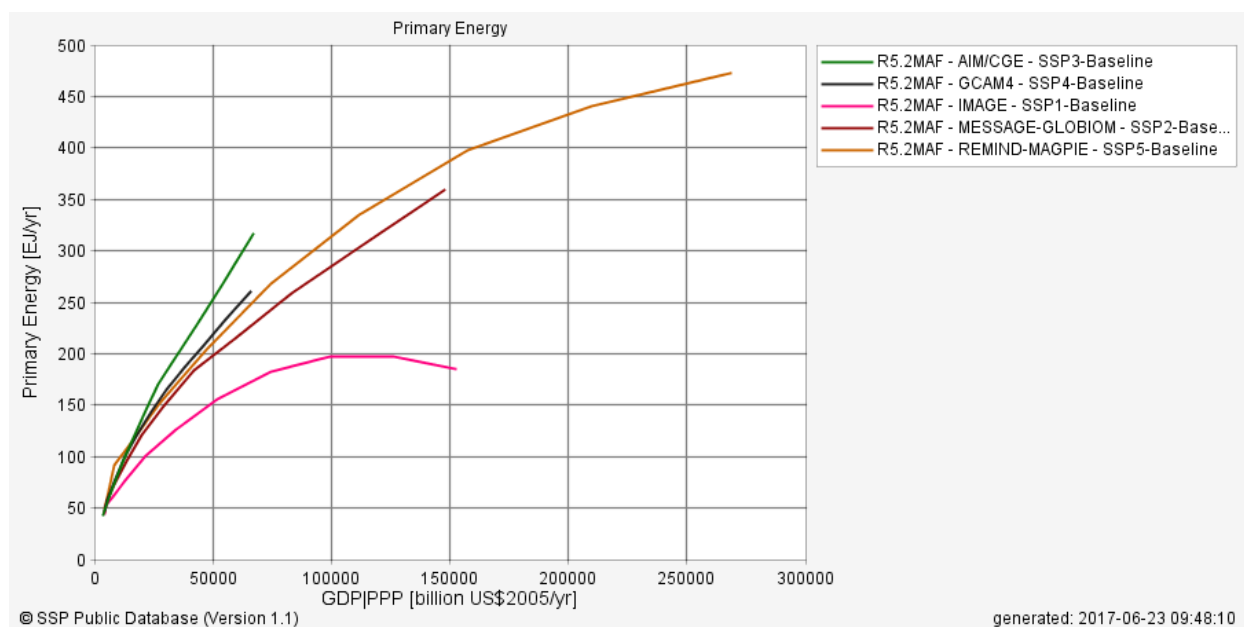


Figura 9 - Fabbisogno Energia Primaria Africa [8]

Inoltre ci sono molti Paesi africani in cui la popolazione pur vivendo al di sopra della soglia di povertà, pur potendosi permettere di sostenere la spesa necessaria, non ha ugualmente accesso all'energia elettrica perché vivono in zone non raggiunte dalle reti elettriche nazionali (Figura 10):

Share of population without electricity access above and below the poverty line in selected countries, 2016

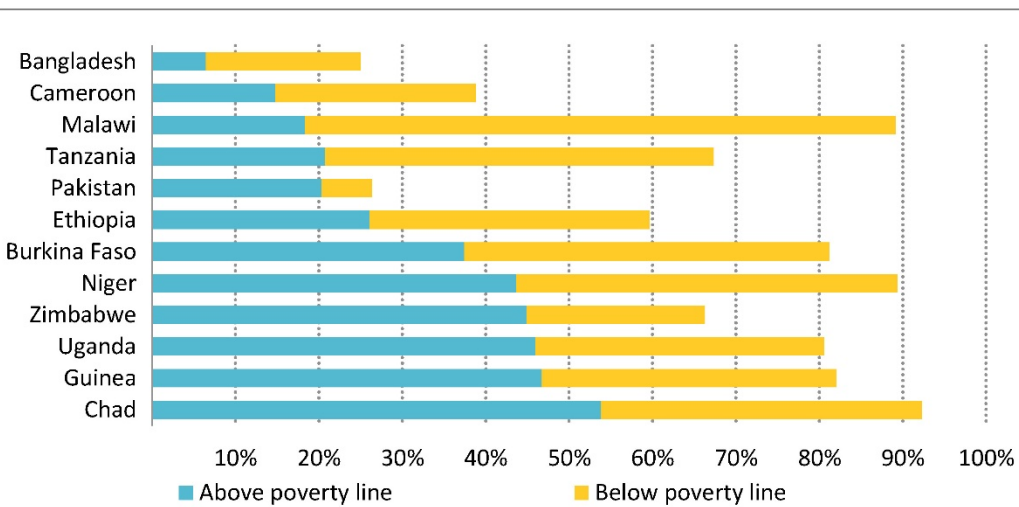


Figura 10 - Accesso energia elettrica e soglie di povertà [6]

Lo sviluppo dell’Africa ha bisogno degli aiuti internazionali per alleviarne la povertà e per costruire infrastrutture e istituzioni, ma anche di iniziative imprenditoriali che coinvolgano gli imprenditori africani che cominciano a essere attivi nel continente (business for business) per avviare e amplificare un processo positivo di sviluppo che abbia un’“energia propria” e non solo quella del donatore.

Al fine di soddisfare la sua crescente domanda di energia, l’Africa ha un’urgente necessità di aumentare gli investimenti nel settore elettrico. L’energia è un prerequisito fondamentale per migliorare l’economia e la qualità della vita e in Africa mancano ancora importanti infrastrutture e proprio le energie rinnovabili sono un asset strategico per la crescita dell’economia africana.

Il continente africano non è in grado di sostenere autonomamente il processo di sviluppo economico, per questo da molti anni viene alimentato un fondo di aiuti pubblici (Official Development Aid/Assistance, ODA) che sono la forma di finanziamento più comunemente utilizzata nei paesi in via di sviluppo.

Con questo termine ci si riferisce ad un tipo speciale di aiuti pubblici definiti dal Development Aid/Assistance Committee (DAC) dell’OCSE come: “donazioni o prestiti a paesi in via di sviluppo, che sono forniti da fonti ufficiali per la promozione dello sviluppo economico e il benessere come il principale obiettivo a condizioni di favore,

e se si tratta di un prestito, almeno il 25 per cento di esso deve essere in forma di donazione.”

I dati relativi agli ODA come si può osservare in figura (Figura 11), rappresentano una percentuale elevatissima di flussi verso i paesi dell'Africa Sub-Sahariana, ma minima parte verso i paesi del Sud America. Mediamente gli ODA diretti ai paesi in via di sviluppo corrispondono a circa solo un terzo (29%) dei finanziamenti internazionali totali [9].

2.1.1. Top 10 ODA receipts by recipient			
<i>USD million, net disbursements in 2015</i>			
1	Ethiopia	3 234	6%
2	Democratic Republic of the Congo	2 599	5%
3	Tanzania	2 580	5%
4	Egypt	2 488	5%
5	Kenya	2 474	5%
6	Nigeria	2 432	5%
7	Mozambique	1 815	4%
8	Ghana	1 768	3%
9	South Sudan	1 675	3%
10	Uganda	1 628	3%
	Other recipients	28 343	56%
	Total	51 036	100%

2.1.2. Top 10 ODA donors			
<i>USD million, net disbursements in 2015</i>			
1	United States	9 320	18%
2	EU Institutions	6 246	12%
3	IDA	5 176	10%
4	United Kingdom	4 203	8%
5	Germany	3 036	6%
6	United Arab Emirates	2 835	6%
7	France	2 292	4%
8	Global Fund	2 211	4%
9	African Dev. Bank	2 182	4%
10	Japan	1 765	3%
	Other donors	11 770	23%
	Total	51 036	100%

Figura 11 - Official Development Aid/Assistance, ODA Africa [9]

Attualmente la lista dei paesi compatibili con la ricezione di ODA elaborata dal DAC comprende 151 Stati divisi in quattro categorie: paesi meno sviluppati (49); altri paesi a basso reddito (12); paesi a reddito medio-basso (47); paesi a reddito medio-alto (43)

Se si analizzano invece i settori a cui sono indirizzati gli aiuti pubblici allo sviluppo (Figura 12), si può notare che l'area socio-economica di maggior appeal è quella rappresentata dalle infrastrutture amministrative, ossia dalle istituzioni [9]: la destinazione e la distribuzione degli ODA sono il tema principale verso il quale si muove la critica degli economisti e degli esperti contrari agli aiuti pubblici.

ODA TO AFRICA BY SECTOR

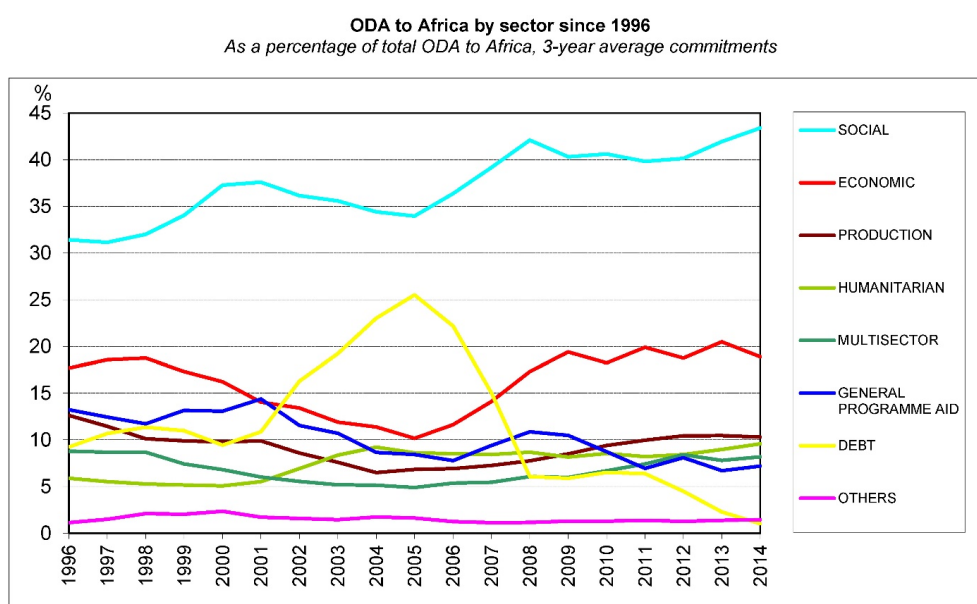


Figura 12 - Official Development Aid/Assistance, ODA per Settore di destinazione [9]

Questo ci permette di mettere in evidenza come l'eccessiva frammentazione settoriale degli aiuti (ODA) alla fine non fa altro che vanificare la finalità dell'aiuto stesso (Figura 13). Spesso gli aiuti vengono utilizzati per tamponare emergenze umanitarie piuttosto che creare le condizioni per un reale sviluppo economico.

L'elettricità è un bene cruciale per il benessere delle persone e lo sviluppo economico di una nazione. Senza di essa non c'è accesso all'acqua e la sua potabilizzazione, non c'è illuminazione efficiente e riscaldamento, né possibilità di cucinare, trasportare merci e comunicare.

In Africa ad esempio poi un altro 40% della popolazione vive senza “clean cooking facilities”, ovvero persone che cucinano e scaldano l’abitazione bruciando legna o altre biomasse, con danni gravi alla salute, all’ambiente e al proprio sviluppo sociale. Conseguenza di ciò è che migliaia di persone muoiono prematuramente ogni anno per l’inquinamento dell’aria delle abitazioni causato da inefficiente combustione.

Analysis of economic and production sector ODA to Africa since 1996
As a percentage of total sector-allocable ODA, 3-year average commitments

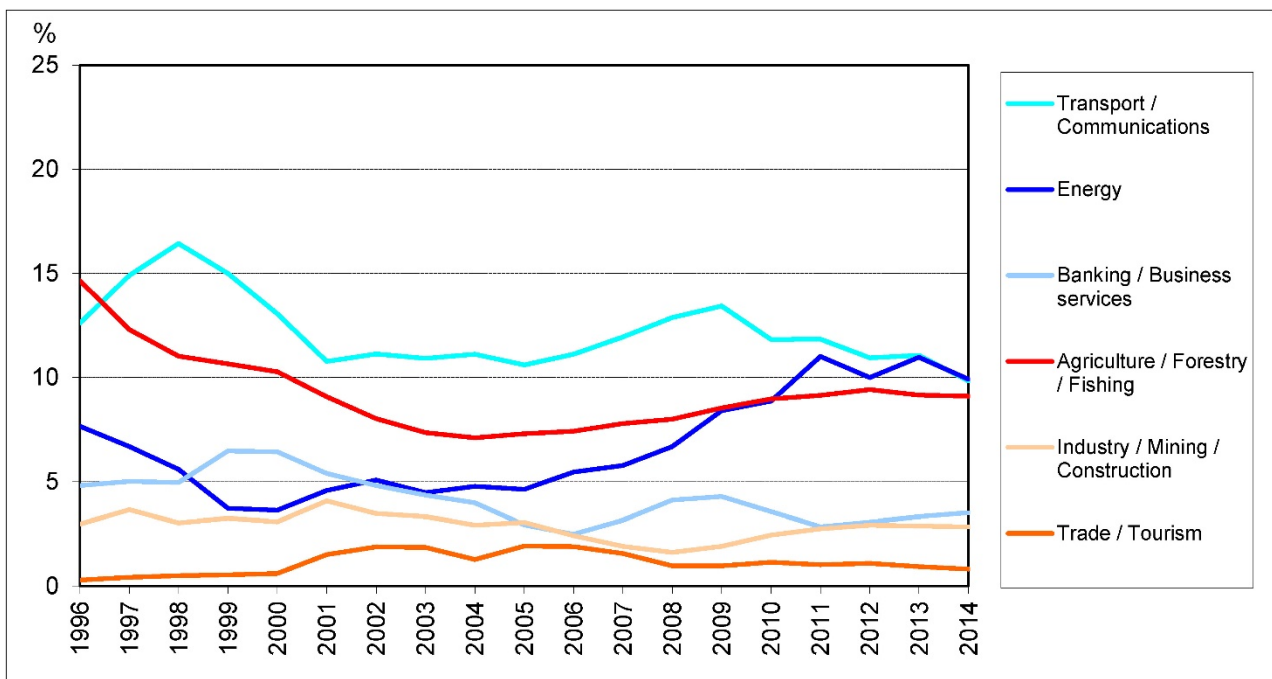


Figura 13 - Andamento ODA per settore [9]

Come abbiamo avuto modo di vedere il continente africano non è in grado di sostenere autonomamente il processo di sviluppo economico, per questo da molti anni viene alimentato un fondo di aiuti pubblici (Official Development Aid/Assistance, ODA) che sono la forma di finanziamento più comunemente utilizzata nei paesi in via di sviluppo. Secondo i dati pubblicati dall’OCSE il continente Africano nel 2016 ha ricevuto 50,21 miliardi di dollari di aiuti pubblici. Nonostante l’ammontare dei finanziamenti sembri a prima vista considerevole, bisogna tenere presente che il continente africano conta circa 1,22 miliardi di abitanti potenziali destinatari dei fondi il che ne riduce la portata a circa 41,00 dollari pro-capite, basti pensare che la Calabria riceverà nella programmazione 2021-2027 circa 3,5 miliardi di € di aiuti pari a circa

350,00€ di aiuti pro-capite. Non bisogna dimenticare poi che gli aiuti diretti al continente africano vengono ulteriormente parcellizzati in una moltitudine di settori di cui il settore dell'energia ne costituisce solo una piccola parte, nel 2016 il settore ha assorbito poco più dell'11% del totale delle risorse ODA.

L'Italia negli anni ha ridotto notevolmente il proprio contributo allo sviluppo del continente africano (complice la crisi economica in cui versa il nostro Paese) passando da una media di 1,3 miliardi negli anni novanta (in media nel decennio 1990-99) a circa 250 milioni € del 2016.

Se pensiamo che nel 2017 l'Italia ha, invece, speso circa 4,8 miliardi per far fronte all'emergenza immigrazione (nel 2012 ci si attestava sui 920 milioni), capiamo come il nostro Paese dovrebbe programmare meglio la spesa per gli aiuti nei paesi africani e come questo potrebbe costituire una straordinaria opportunità di sviluppo sia per l'Italia che per i Paesi africani. L'Europa (e quindi l'Italia), infatti, resta la prima destinazione extracontinentale per la maggior parte dei Paesi dell'Africa sub-sahariana. La rotta Africa-Europa è la seconda per tasso di crescita annuo: nel 2016 3,2%, ovvero 0,5 milioni di persone in più nel 2015, Nel 2015 gli Stati UE hanno rilevato la presenza di 1.820.000 migranti irregolari, sei volte il numero raggiunto nel 2014 (dati Frontex, 2016). Nonostante il flusso più importante abbia riguardato migranti asiatici in passaggio dalla via del Mediterraneo orientale e dei Balcani, la via del Mediterraneo centrale è stata la seconda per numero di attraversamenti irregolari: Eritrea, Nigeria e Somalia in testa come Paesi africani coinvolti. Altre vie percorse dai migranti dell'Africa sub-sahariana sono quella del Mediterraneo occidentale (dal Marocco alla Spagna attraverso Ceuta e Melilla) e quella dell'Africa occidentale (da Senegal, Mauritania e Marocco verso la Spagna attraverso le Isole Canarie). Cinque Paesi dell'Africa sub-sahariana rientrano tra i primi dieci Paesi di origine dei rifugiati nel mondo. In ordine: Eritrea, Nigeria, Gambia, Costa d'Avorio e Somalia, che insieme costituiscono il 12% del totale dei rifugiati in Europa (dati UNHCR, 2016). Le persone interessate entrano in modo irregolare, attraverso la via del Mediterraneo centrale, e

regolarizzano in seguito la loro posizione, grazie all'ottenimento di uno status di rifugiato, un permesso per protezione sussidiaria o per protezione umanitaria. Nel 2015 l'Italia risulta essere all'undicesimo posto nella graduatoria dei Paesi che ospitano più migranti (6 milioni nel 2015 – su dati UNDESA, 2016). Insieme alla Spagna è il Paese in Europa che ha visto il maggior incremento di stock di migranti negli ultimi quindici anni. La popolazione straniera residente è ripartita su tutto il territorio nazionale, ma con tassi più alti in Lombardia, Lazio, Emilia Romagna, Veneto e Piemonte.

L'obiettivo principale per ridurre sia i flussi migratori che portare sviluppo nelle zone dell'Africa interessate dal fenomeno nonché creare opportunità di business per i paesi investitori è aumentare l'accesso all'energia elettrica, è noto infatti che la grave carenza di infrastrutture elettriche di base mette a rischio gli sforzi profusi per raggiungere un più rapido sviluppo economico e sociale. Nel continente africano per quella minoranza di persone che ad oggi può usufruire di una connessione alla rete elettrica, la fornitura è spesso inaffidabile, il che rende necessario l'uso diffuso di privati e costosi generatori di riserva alimentati a diesel o a benzina. In molte aree, le tariffe elettriche sono tra le più alte al mondo e, fatta eccezione per il Sud Africa, le perdite riportate a causa della scarsa manutenzione delle reti di trasmissione e distribuzione sono doppie rispetto alla media mondiale.

Per contrastare l'emigrazione pertanto si dovrebbero meglio utilizzare le risorse finanziarie destinate agli aiuti e favorire l'accesso a forme economiche di energia pulita.

Nei paesi meno sviluppati solo il 9% della popolazione cucina con elettricità o gas, nell'Africa sub-sahariana la proporzione sale al 16%. Il ricorso alla biomassa per cucinare è ancora più elevato nelle zone rurali, dove l'83% dei residenti nelle zone rurali utilizza la biomassa per cucinare.

Si stima che l'economia sub-sahariana dovrebbe quadruplicare nei prossimi 12 anni e che la domanda energetica aumenterà dell'80%.

Il maggiore freno allo sviluppo delle aree rurali è però il basso reddito pro-capite a disposizione dei residenti.

Agli attuali tassi di crescita dell'economia dell'Europa occidentale (2%) e dell'Africa subsahariana (3,5), tra dieci anni noi europei guadagneremo in media dieci volte di più, tra trent'anni oltre sette volte di più (come nel 1970) e tra mezzo secolo guadagneremo 5,5 volte di più.

Solo fra 40 anni i subsahariani si avvicinano a una soglia di reddito medio alla quale stanno arrivando oggi centinaia di milioni di cinesi. In altri termini, di fronte alla speranza di moltiplicare per sette o per cinque il proprio reddito, nel prossimo mezzo secolo milioni di giovani africani continueranno a cercare l'Europa. La popolazione a Sud del Maghreb e del Mashreq oggi è di un miliardo e 50 milioni di persone ed ha raggiunto un tasso di crescita record del 2,64% l'anno. Anche immaginando un rallentamento graduale delle nascite, sarà triplicata a 2,9 miliardi tra mezzo secolo. Durante questo periodo gli abitanti della Ue saranno rimasti mezzo miliardo: le proporzioni passano da un europeo ogni due subsahariani a uno ogni 6, e molto di più se si contano solo i giovani. Se poi l'Africa accelerasse a una crescita al 5% l'anno [6], nel 2048 il reddito pro-capite europeo sarebbe sempre di quasi cinque volte superiore (Figura 14).

Come abbiamo già avuto modo di esaminare nell'Africa subsahariana, il consumo medio di elettricità pro capite è di 496 chilowattora (kWh) all'anno, rispetto ai 4.200 kWh in Sud Africa e 1.500 kWh nei paesi dell'Africa settentrionale. La situazione è ancora peggiore nelle aree rurali dell'Africa sub-sahariana con accesso all'elettricità, dove il consumo di elettricità medio pro capite rimane anche inferiore a 100 kWh all'anno, bisogna precisare che il consumo elettrico annuo pro capite è un indicatore abbastanza approssimato del livello di consumi elettrici di un certo paese, e in ogni caso non è rappresentativo della reale domanda di elettricità: l'indicatore viene infatti calcolato a partire dalla produzione elettrica degli impianti presenti nel territorio a cui vengono sottratte le perdite sistemiche e gli usi elettrici propri dell'impianto, quindi

suddiviso sul totale della popolazione. Ma l'uso a denominatore del numero di abitanti di un paese comprende un'enormità di implicazioni sottostanti: per esempio la popolazione, che si distribuisce su distinte fasce reddituali a seconda delle caratteristiche socio-economiche del sistema paese, dispone di capacità di spesa differenti per soddisfare i propri fabbisogni.

Al contrario di ciò che avviene nei paesi maggiormente sviluppati il settore che assorbe la maggior parte dell'energia prodotta è quello residenziale che rappresenta circa il 65% del consumo finale totale di energia nell'Africa sub-sahariana (rispetto al 22% a livello globale e meno del 20% nelle economie più avanzate), rendendolo il settore con il maggior quantitativo di consumi di energia ad uso finale in tutta l'Africa sub-sahariana. Nelle politiche dichiarate "Scenario", un aumento dei redditi e degli standard di vita, nonché un migliore accesso a prezzi accessibili e l'elettricità affidabile, porta ad un costante aumento del consumo di energia nel residenziale settore [6].

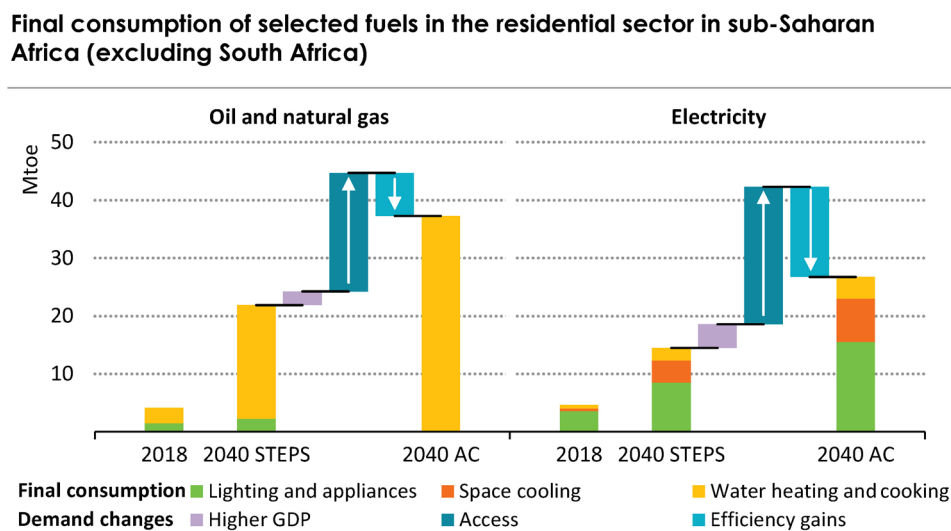


Figura 14 - Consumi finali di Energia elettrica per settore in Africa sub-sahariana [6]

2. PARTE SECONDA ANALISI DEL CONTESTO

2.1 L'africa subsahariana

I Paesi che saranno analizzati in questo studio sono alcuni Paesi dell'Africa subsahariana in particolare quelli centro-orientali e quelli meridionali, partendo dal Corno d'Africa fino al Sudafrica, l'estensione della regione così delimitata misura 24,3 milioni di km quadrati, un'estensione pari a 2,5 volte l'area totale dell'Europa.

Nel 2000 l'Africa di contava circa 817 milioni di abitanti nel 2018, la popolazione è quasi raddoppiata e ha raggiunto quasi 1,3 miliardi di persone, di cui l'85% o 1,1 miliardi vive nell'Africa sub-sahariana. Undici paesi (Angola, Costa d'Avorio, Repubblica Democratica del Congo, Etiopia, Ghana, Kenya, Mozambico, Nigeria, Senegal, Sudafrica e Tanzania) sommano ad oggi i due terzi della popolazione dell'Africa sub-sahariana. L'età media della popolazione è relativamente molto bassa: nel 2017 l'età media era di 17 anni, mentre i bambini sotto i 15 anni sono il 42% della popolazione dell'Africa sub-sahariana.

Il 60% della popolazione vive nelle aree rurali, sebbene una quota crescente si trasferisce in aree urbane che attraversano una forte espansione. Ad oggi esistono due megalopoli sub-sahariane (Kinshasa e Lagos) e un'altra in Nord Africa (Il Cairo). Altre cinque grandi città hanno una popolazione compresa tra cinque e dieci milioni ciascuna: Alessandria, Dar es Salaam, Johannesburg, Khartum e Luanda. Le popolazioni che vivono nelle zone rurali presentano condizioni di vita molto peggiori dei residenti nelle aree urbane. Spesso si assiste alla mancanza di qualsiasi tipo di servizio (energia elettrica, telecomunicazioni, ecc.), ma soprattutto vi è la carenza di qualsivoglia tipo di struttura sanitaria e di sistemi per l'approvvigionamento di acqua potabile.

Dal 2000 l'Africa Sub-Sahariana ha attraversato una rapida crescita economica che ha visto incrementare l'utilizzo dell'energia del 45%. Tale situazione però non è omogenea per tutti i paesi interessati e varia molto tra gli stessi, in particolare è possibile focalizzare lo studio sull'Africa sub-sahariana e su alcuni paesi che presentano

determinate caratteristiche tra cui: Angola, Costa d'Avorio, Repubblica Democratica del Congo, Etiopia, Ghana, Kenya, Mozambico, Nigeria, Senegal, Sudafrica e Tanzania. Questi undici paesi sub-sahariani pur essendo un gruppo apparentemente disomogeneo, hanno delle caratteristiche in comune: alcuni hanno un trend di crescita economica tra i più alti al mondo mentre altri sono tra i più poveri del mondo. Tuttavia nel loro insieme, rappresentano i tre quarti del prodotto interno lordo dell'Africa subsahariana e circa il 75% della domanda di energia di tutto il continente. I predetti paesi detengono anche il triste primato di avere la maggioranza di popolazione senza accesso ai moderni servizi energetici, pur essendo in possesso di abbondanti risorse energetiche e minerali rispetto al resto del continente. Altro dato significativo è che mentre il Nord Africa e il Sud Africa sono paesi relativamente industrializzati, i paesi africani sub-sahariani detengono solo una piccola parte della produzione industriale del continente, e uno degli ostacoli all'avvio di qualsiasi processo, seppur minimo, di industrializzazione è proprio dovuto alla presenza di un affidabile servizio fornitura di elettricità nonché a costi ragionevoli. Il contributo dei diversi settori al PIL e all'occupazione per l'Africa sub-sahariana nel suo complesso riflette quanto detto in precedenza, con la percentuale relativamente bassa di l'occupazione nei settori industriali mentre i servizi contribuiscono per il 55% e un terzo dell'occupazione [6], e il settore agricolo pur contribuendo per il 18% del PIL occupa invece la metà della forza lavoro dell'intera area subsahariana (Figura 15).

Shares of value added and employment by sector in North Africa and sub-Saharan Africa, 2018

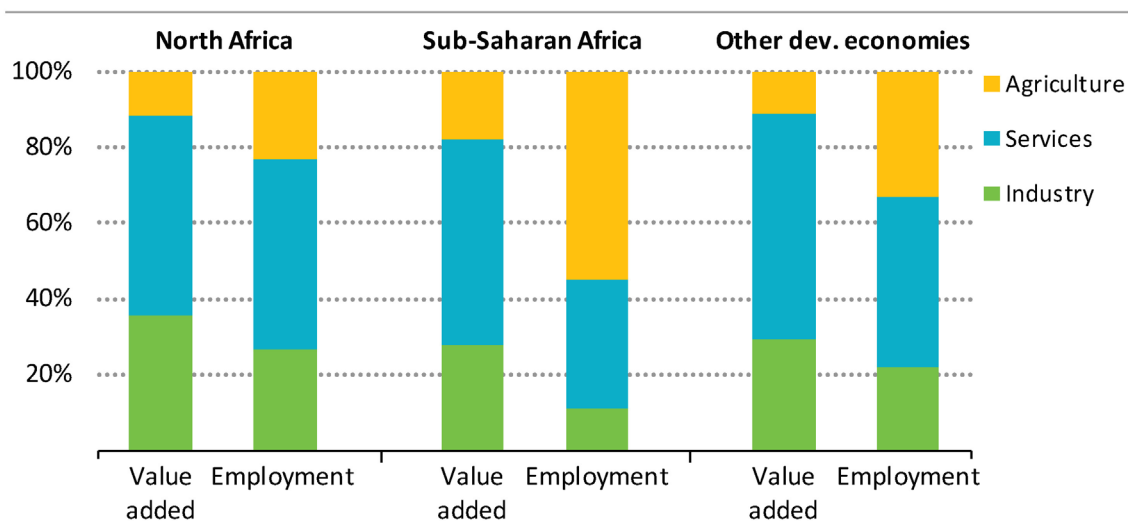


Figura 15 - PIL e occupazione in Africa Sub-sahariana [6]

Nell'Africa sub-sahariana vivono le persone più povere del mondo. Mentre i tassi di povertà mondiale sono stati ridotti di più della metà dal 2000 e si stanno riducendo ulteriormente in buona parte del mondo, in molti paesi africani come Repubblica Democratica del Congo, Etiopia e Nigeria, oltre il 40% della popolazione continua a vivere al di sotto della soglia di povertà con un reddito inferiore a \$ 1,90 al giorno. Per quanto riguarda il PIL pro-capite medio dell'intera Africa subsahariana era nel 2018 di circa \$ 4.000 rispetto a circa \$ 3.700 in 2010, un aumento medio annuo di circa l'1% all'anno nel periodo. Basti pensare che l'aumento medio annuo del PIL pro capite mondiale nel 2018 è stato del 2,3% e del 5,5% nei paesi asiatici in via di sviluppo.

2.2 Il bilancio energetico e risorse energetiche dell’Africa sub-sahariana

Oggi i due terzi delle persone che non hanno accesso all'elettricità nel mondo vivono nell’Africa sub-sahariana, il tasso medio di elettrificazione nell’Africa sub-sahariana è attualmente del 45% [6]. Nonostante il tasso di elettrificazione relativamente basso, l’Africa sub-sahariana ha fatto molti progressi: il numero di persone che hanno guadagnato l’accesso all’elettricità per la prima volta è più che raddoppiato dai 9 milioni tra 2000 e 2013 a oltre 20 milioni tra il 2014 e il 2018. Di conseguenza, il numero di persone senza accesso all’energia elettrica nell’Africa sub-sahariana ha raggiunto il picco di 610 milioni nel 2013, prima di diminuire lentamente a 595 milioni nel 2018 (Figura 16).

Population without access to electricity by country in Africa, 2018

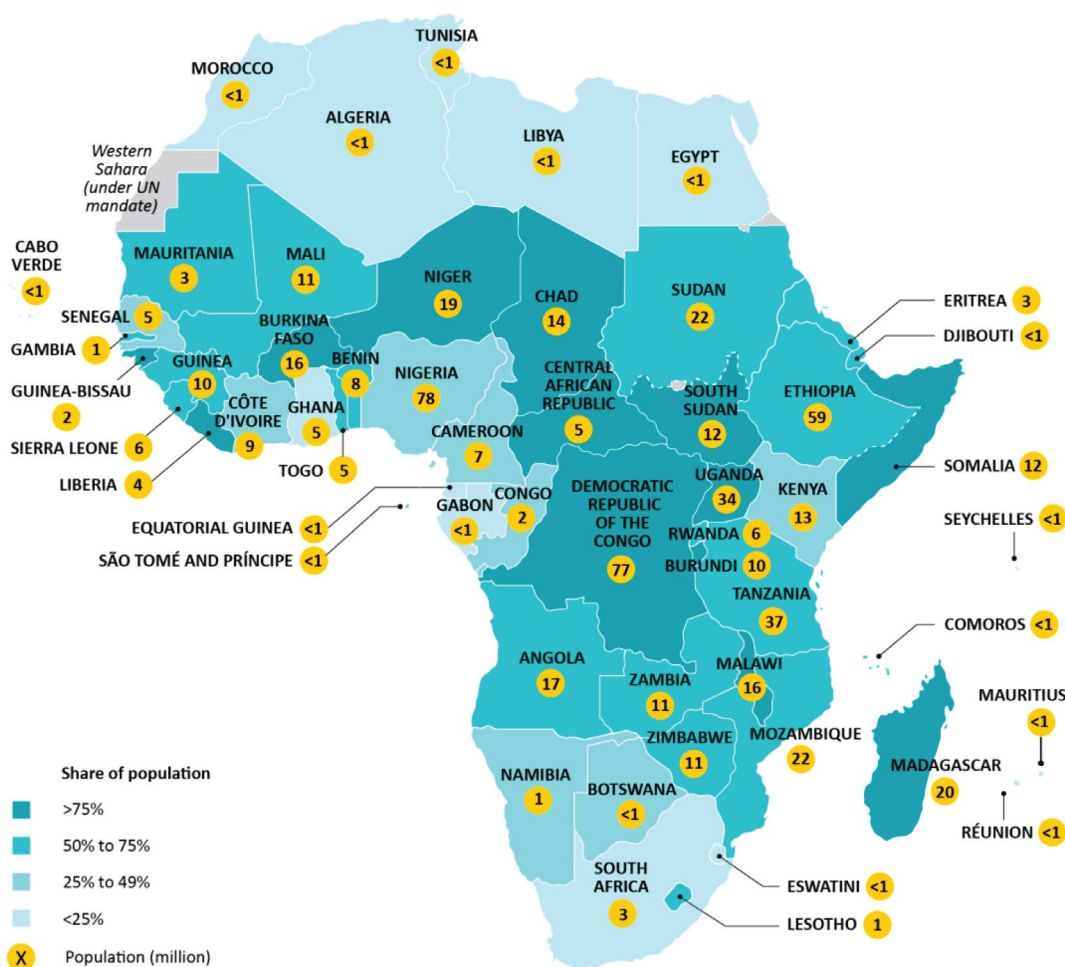


Figura 16 - Popolazione che non ha accesso all’energia elettrica [6]

La mancanza di elettrificazione in queste aree è dovuta principalmente agli alti costi che deriverebbero dall'estensione della rete elettrica nazionale e, inoltre, il processo richiederebbe molto tempo e dovrebbe coinvolgere sia le istituzioni e i governi locali. Ad oggi la maggior parte degli Stati dell'Africa subsahariana non è in grado di reperire le risorse economiche necessarie a sopportare i predetti investimenti: ad esempio è stato calcolato che il costo di estensione della rete elettrica nazionale, comprensivo di materiali e manodopera, per paesi come il Senegal o il Mali sia rispettivamente di 15.960 e 19.070 \$/km. Emblematico è anche il caso della Nigeria dove il 10% della popolazione rurale e il 40% della popolazione dell'intero Paese che al momento risulta connessa alla rete elettrica nazionale soffre di interruzioni frequenti della fornitura di energia elettrica, sovraccarichi e blackout totali della rete che possono durare settimane e addirittura mesi. Per i pochi abitanti che oggi hanno connessione alla rete la fornitura è spesso inaffidabile, ciò rende necessario l'utilizzo di costosi generatori privati a diesel come back-up. Le tariffe energetiche sono, in molti casi, tra le più alte del mondo e le perdite attraverso la poco mantenuta rete di trasmissione e di distribuzione sono il doppio della media mondiale.

In teoria la totalità delle risorse energetiche primarie dell'Africa Sub-Sahariana è più che sufficiente per soddisfare i bisogni di questa regione, sia attuali che futuri. Si stima ad esempio che, sarebbe disponibile una quantità di petrolio sufficiente per ancora 100 anni all'attuale livello di produzione, carbone per più di 400 anni e gas per più di 600 anni. L'uranio è presente in grandi quantità in alcuni paesi e la regione nel suo insieme possiede risorse rinnovabili di alta qualità, solare, idrico, eolico e geotermico. Molte di queste risorse sono diffuse in modo non uniforme su tutto il continente e sono a fasi differenti di sviluppo.

2.2 I combustibili fossili: petrolio, Gas, Carbone

La produzione di petrolio nell'Africa Sub-Sahariana è raddoppiata dal 1990, raggiungendo 6,2 mb/d nel 2011, prima di calare a 5,7 mb/d nel 2013. Negli anni, la

percentuale della produzione derivante dalle piattaforme offshore è aumentata, con più del 40% derivante dalle acque profonde o ultra profonde.

In Africa Subsahariana si stima la presenza di circa 65 milioni di barili di riserve di petrolio (pari a circa il 5% di tutte le riserve mondiali). Circa tre quarti delle riserve complessive sono concentrate in due paesi: Nigeria e Angola, che sono responsabili per i $\frac{3}{4}$ della produzione della regione, ma l'evoluzione nella produzione di tali paesi è stata differente negli anni. La Nigeria è il più grande produttore del continente nonostante sporadiche interruzioni dell'offerta per instabilità politica e infrastrutture con scarsa manutenzione e fluttuazioni economiche non pianificate. Ciononostante, il petrolio rimane la spina dorsale dell'economia nigeriana con i ricavi delle esportazioni di petrolio e gas naturale che rappresentano il 60% del bilancio dello Stato.

Le esportazioni di petrolio sono infatti la spina dorsale dell'economia della Nigeria che ha una notevole capacità di raffinazione di 445.000 barili/giorno che supera la domanda interna, tuttavia nonostante ciò il paese continua a importare petrolio perché le raffinerie nigeriane in genere operano al di sotto della piena capacità a causa di guasti operativi, incendi e sabotaggi.

La produzione petrolifera dell'Angola è quadruplicata dal 1990, raggiungendo 1,8 mb/d nel 2013. La crescita produttiva dell'Angola deriva esclusivamente dallo sviluppo degli impianti offshore, come Dalia, Girassol e Greater Plutonio.

L'Angola è il secondo maggior produttore di petrolio dell'Africa sub-sahariana alle spalle della Nigeria e ha una consolidata industria petrolifera. Il settore estrattivo petrolifero dell'Angola è dominato da giacimenti petroliferi offshore. Nonostante sia il secondo maggior produttore di petrolio dell'Africa, l'Angola attualmente importa circa l'80% del suo carburante a causa della mancanza di raffinerie domestiche.

Complessivamente, in Africa si stimano esserci circa il 7% delle riserve mondiali di petrolio. il 30% del totale di nuovi giacimenti di petrolio è stato scoperto in Africa negli ultimi 5 anni.

Si stima che in Africa ci siano riserve potenziali di gas naturale per circa 52 trilioni di metri cubi. Di questi, circa 31 sono in paesi dell’Africa Subsahariana. Le riserve provate in Africa Subsahariana hanno un volume di circa 9 trilioni di metri cubi pari a circa il 5% delle riserve totali nel mondo. Tale stima è cresciuta molto dal 2000 ad oggi e si pensa possa continuare a crescere visto l’enorme bacino di riserve potenziali. Anche per il gas naturale circa il 70% delle riserve provate si trova in acque profonde mentre il 18% solamente si trova sul continente. Un dato da tenere in considerazione è che circa un sesto delle riserve subsahariane sono associate a giacimenti petroliferi.

Dopo il 2010 l’Africa sub-sahariana ha subito una brusca inversione del trend di esportazioni e produzione di petrolio dopo il 2010. La produzione ha iniziato a diminuire in Nigeria dal 2010 a causa di incertezze normative e instabilità politica. Anche l’Angola ha faticato a mantenere i propri livelli di produzione poiché i nuovi investimenti non sono riusciti a compensare il rapido esaurirsi dei giacimenti attivi. Anche altri Paesi produttori come la Guinea equatoriale e il Gabon hanno registrato a declino graduale della produzione e conseguentemente delle esportazioni. Di conseguenza, nel 2018, la produzione di petrolio nell’Africa sub-sahariana è diminuita del 15% dal suo picco nel 2010 (Figura 17). Ciò è stato aggravato da un aumento del 35% della domanda interna, ciò ha comportato un calo del 35% delle esportazioni di petrolio.

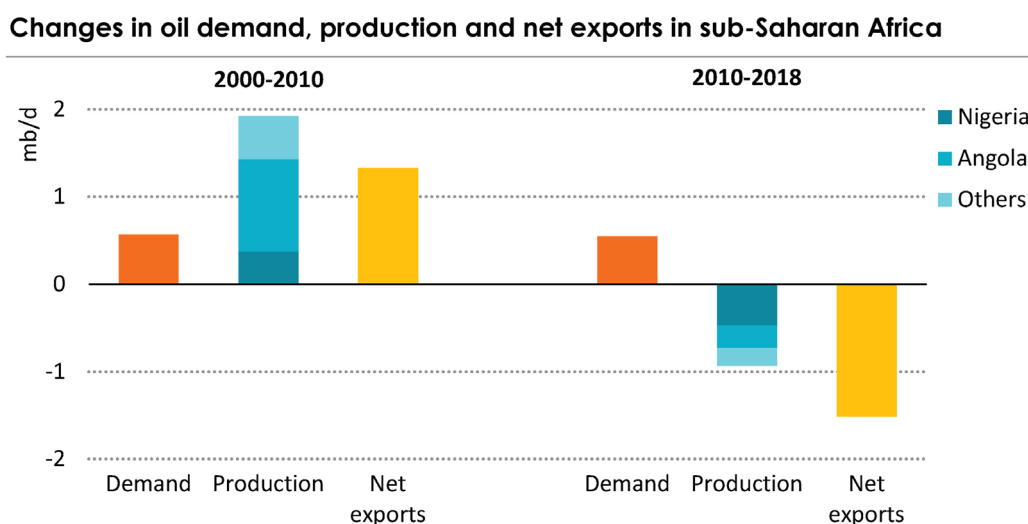


Figura 17 - Import/Export di petrolio [6]

La produzione di gas in Africa è aumentata vertiginosamente dagli anni 2000, guidata da una forte crescita in Nigeria dove l'aumento della produzione di petrolio è stato accompagnato da una grande quantità di gas associato ai giacimenti attivi. Tuttavia, il trend di crescita si è pressoché arrestato a partire dal 2010. La produzione, resa disponibile sul mercato, è cinque volte più grande di quella nel 2000, in larga parte grazie alla Nigeria, ma anche grazie alla Guinea Equatoriale e alla Angola. Al di fuori di questi paesi, l'altro unico esportatore di gas nella regione è il Mozambico, il quale esporta circa 3,5 bcm all'anno (Figura 18).

Share of Africa in global gas demand and production, 2018,

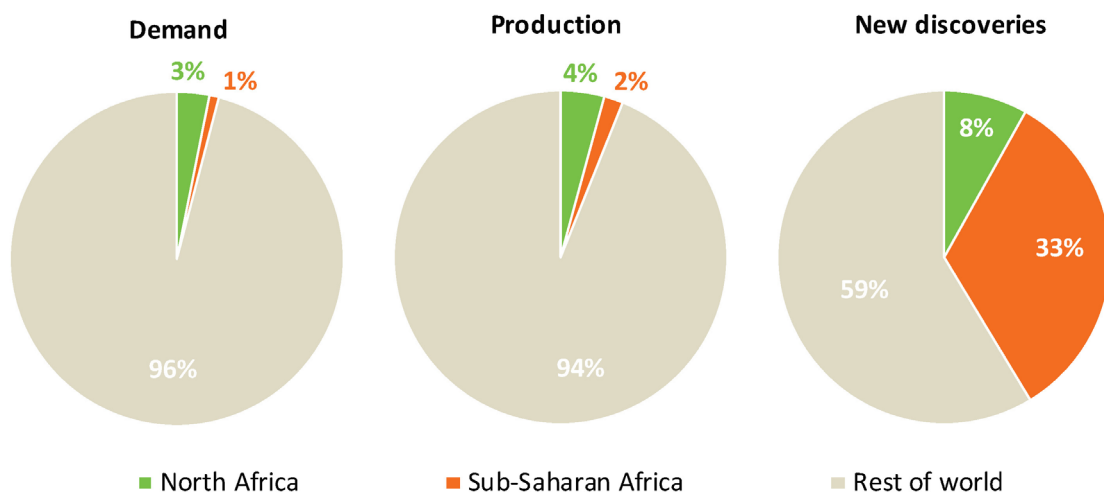


Figura 18 - Produzione e domanda di gas naturale [6]

Le principali nazioni che attualmente utilizzano le loro risorse di gas internamente sono Cameroon, Congo, Costa D’Avorio, Nigeria, Sud Africa e Tanzania.

Si stima che 120 miliardi di tonnellate di carbone siano concentrate nella parte meridionale del continente. Ciò rappresenta meno dell’1% delle risorse di carbone mondiali. Il Sud Africa domina la produzione africana di carbone con più del 90% delle 36 miliardi di tonnellate di riserve di carbone accertate. La produzione di è dominata dal Sudafrica, che detiene il 93% della produzione del continente nel 2018.

L’export è notevolmente esiguo in quanto i due terzi della produzione del continente viene consumata nei mercati nazionali e la maggior parte del resto è esportato tramite il terminal del carbone di Richards Bay. Recentemente anche il Mozambico ha

avviato una discreta la produzione di carbone ed è attualmente il secondo maggiore produttore di carbone in Africa.

2.3 Le energie rinnovabili

L'Africa è uno dei continenti con maggiori potenzialità in termini di risorse energetiche rinnovabili da poter sfruttare. Le energie rinnovabili, principalmente l'idroelettrico, forniscono una percentuale maggiore dell'energia totale prodotta in Africa. In particolare, questo continente ha il potenziale di espandere anche l'utilizzo delle altre rinnovabili. Molti paesi stanno sviluppando le loro potenziali energie rinnovabili. Le rinnovabili, potenzialmente, migliorerebbero la sicurezza energetica diminuendo la dipendenza dalle importazioni e diversificando il mix energetico.

2.3.1 ENERGIA SOLARE

L'Africa è una delle aree con maggiori potenzialità per sfruttamento di energia solare, molti paesi africani godono di un numero elevato di giorni di sole all'anno; oltre l'80% del territorio riceve quasi 2.000 kw di energia solare all'ora per metro quadro.

IRENA ha stimato che il potenziale teorico del solare fotovoltaico in Africa potrebbe fornire continente con oltre 660.000 TWh di elettricità all'anno (Figura 19), molto al di sopra del fabbisogno reale.

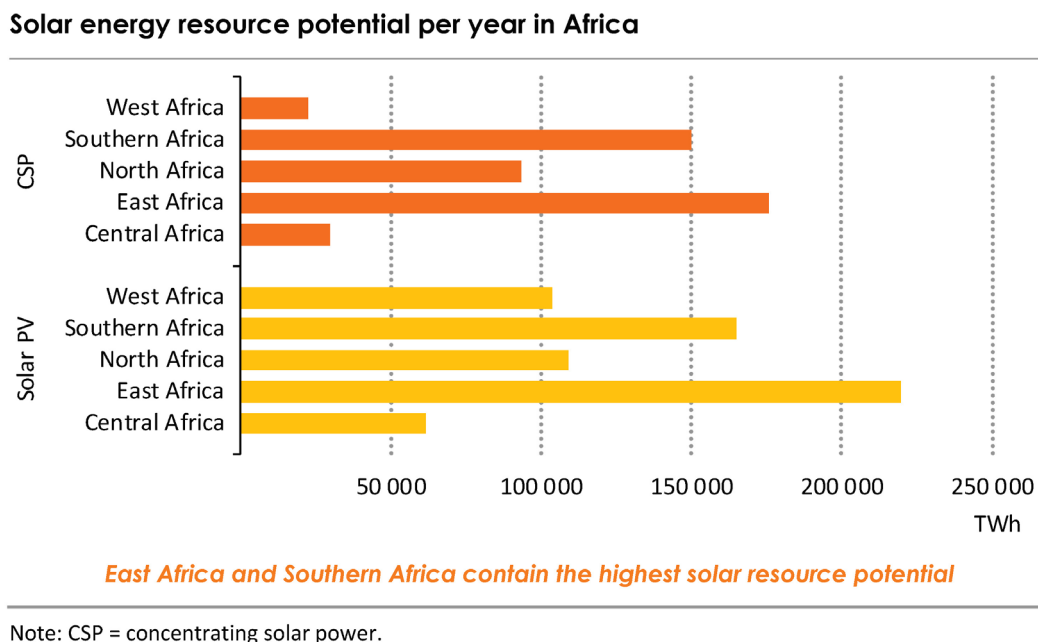


Figura 19 - Potenziale teorico del solare fotovoltaico in Africa [6]

Tuttavia Lo sviluppo del solare in Africa stenta a decollare, con solo circa 4 GW di nuovo solare fotovoltaico, tale capacità è stata raggiunta tra il 2010 e il 2018, di cui oltre i due terzi nell'Africa subsahariana.

I principali ostacoli allo sviluppo dell'energia solare sono dovuti ad una capacità istituzionale limitata all'interno dei vari Governi, mancanza concorrenza, costi di transazione elevati e alto rischio degli investimenti.

2.3.2 ENERGIA IDROELETTRICA

L'idroelettrico ha da molti anni una parte importante in molti sistemi elettrici africani e rappresenta la risorsa rinnovabile più utilizzata. L'energia idroelettrica è stata la principale risorsa di energia rinnovabile sviluppata fino ad oggi, con 35 GW di capacità idroelettrica installata in Africa, e con Angola, Etiopia, Repubblica Democratica del Congo, Zambia, Sud Africa, Sudan, Mozambico e Nigeria, ciascuno con almeno 2 GW

L'idroelettrico è particolarmente diffuso sia per il suo potenziale di sviluppo nonché per il basso costo medio di generazione rispetto alle altre fonti di energia rinnovabile. Il potenziale idroelettrico in Africa è stimato a 283 GW ed è capace di generare quasi 1.200 TWh all'anno, l'8% del potenziale mondiale. Questo ammontare di elettricità supera di tre volte quello dell'attuale consumo elettrico nell'Africa Sub-Sahariana. Solamente meno del 10% del potenziale di questa tecnologia è stato sfruttato. Più di metà del potenziale non ancora sfruttato si trova nell'Africa Centrale e nell'Est Africa, particolarmente in Cameroon, Congo, Repubblica democratica del Congo, Etiopia e Mozambico. Inoltre ci sono però anche significative opportunità nell'Africa del Sud (Angola, Madagascar e Sud Africa) e nell'Africa dell'ovest (Guinea, Nigeria e Senegal). Il grande potenziale idroelettrico presente nella Repubblica Democratica del Congo è da molto tempo di interesse per le istituzioni, sia per quanto riguarda il progetto Inga III (4,8 GW) già progettato e le successive fasi del discusso Grand Inga Project (circa 44 GW il quale, se costruito trasformerebbe la situazione energetica africana). Ci sono tuttavia diverse barriere che rendono difficile lo sviluppo del potenziale idroelettrico dell'Africa Sub-Sahariana. I grandi progetti idroelettrici richiedono un grande ammontare di capitale. Lo scarso livello delle interconnessioni regionali implica che ci siano limitate opportunità di esportare grandi volumi di elettricità, mentre il mercato interno può essere ristretto. Sebbene l'idroelettrico è una fonte di energia a basso costo, può essere soggetto a stagionalità e a variazioni annuali. Per questo genere di progetti entrano in gioco anche aspetti ambientali e sociali. Una centrale idroelettrica può creare un lago artificiale molto ampio, che obbliga al ricollocamento i popoli

interessati e che riduce la portata di acqua a valle di essa, importante per altri utilizzi, come l'agricoltura. Inoltre, la scarsità di esperienza tecnica in materia è un freno allo sviluppo idroelettrico in alcuni paesi.

Attualmente nell'Africa Sub-Sahariana sono installati 20 GW di capacità idroelettrica, con alcuni paesi inclusi Mozambico, Repubblica Democratica del Congo, Uganda e Kenya si affidano ad essa per una percentuale significativa della loro generazione di elettricità.

2.3.3 ENERGIA EOLICA

Il ricorso alle fonti di energia eoliche in Africa è piuttosto limitato, con una potenza generata che attualmente è di circa 190 MW per la regione subsahariana.

Il potenziale calcolabile in Africa subsahariana è di circa 1300 GW, una quota superiore di diverse volte il livello di consumo attuale; buoni valori si potrebbero ottenere nel Corno d'Africa, nel Kenya orientale, in alcune aree dell'Africa occidentale e centrale a ridosso del Sahara, e localmente in Africa australe. Se si parla invece di risorse eoliche offshore sfruttabili, lo spettro si allarga a Madagascar, Mozambico, Tanzania, Angola e Sudafrica.

Nel 2040, l'eolico conterà per il 3% della capacità di generare energia e per il 2% delle forniture di energia elettrica. A fare da battistrada nell'applicazione di questa fonte energetica sono attualmente alcuni Paesi dell'Africa orientale e il Sudafrica; quest'ultimo è il più attivo nello sfruttamento del vento e raggiungerà una capacità di 2 GW nel 2020 e di 7 GW nel 2040, il Kenya, invece, progetta di portare la capacità produttiva dall'eolico a 400 MW entro il 2020 [6].

2.4 La rete elettrica nell’Africa Subsahariana

Nonostante il potenziale di risorse energetiche e la stessa domanda di energia siano molto alte in Africa, la potenza elettrica installata, compresa quella generata da petrolio, gas e carbone, è di circa 173 GW con un contributo delle rinnovabili del 23 per cento [4]. La potenza in Africa Subsahariana è passata dai 68 GW del 2000 ad oltre 108 nel 2018. Di questa circa la metà è installata in Sud Africa solamente. Il 45% di potenza utilizza come risorsa il carbone, il 22% l’idroelettrico, 17% petrolio, 14% gas, circa il 2% è da nucleare e solamente meno dell’1% da fonti rinnovabili. Fino a poco tempo fa le nazioni sviluppavano il proprio sistema di produzione di potenza con molta indipendenza l’una dalle altre, concentrandosi esclusivamente sulle risorse e mercato interno. Ultimamente sono stati fatti molti progressi nella direzione della cooperazione tra nazioni diverse con l’obiettivo di permettere una maggiore efficienza e servire mercati più estesi e con maggiori carichi richiesti.

I pool elettrici così formati hanno gradi di sviluppo differenti e hanno l’obiettivo di rafforzare l’integrazione e l’efficientamento dei piani strategici dei diversi paesi e migliorare il collegamento fisico tra i diversi mercati regionali. Hanno coperto un ruolo fondamentale nello sviluppo infrastrutturale dell’Africa Subsahariana ed hanno consentito una maggiore efficacia dell’espansione della capacità produttiva. Oltre all’aumento di produzione di potenza collegata alla rete principale, c’è stato uno sviluppo delle cosiddette mini-grid (piccole reti che collegano un certo numero di abitazioni o centri produttivi indipendenti rispetto alle grandi reti regionali) e dei sistemi off-grid (sistemi stand-alone). Per supplire alla scarsa dependability della rete molte famiglie o imprese si dotano di piccoli generatori di backup a diesel.

In Africa Subsahariana l’energia disponibile per i consumatori finali è decisamente inferiore rispetto a quello che si potrebbe pensare osservando esclusivamente i dati riguardo alla produzione di potenza. Una delle ragioni principali di questo effetto è il fatto che la capacità operativa risulta di molto minore rispetto alla capacità installata a causa della mancanza di manutenzione. Molti progetti di riabilitazione della capacità sono in corso ma molte altre centrali sono da considerarsi ormai dismesse. Migliorare lo stato della manutenzione delle centrali attuali è considerato da molti studiosi uno degli investimenti che produrrebbe maggiori benefici a parità di spesa. Gli altri fattori

determinanti la scarsa capacità operativa sono: la mancanza di combustibile (specialmente per quanto riguarda il gas), le operations legate all'infrastruttura di rete carenti e la capacità di trasmissione installata carente.

Il problema della mancanza di combustibile viene decisamente acuitizzato dal fatto che la tecnologia utilizzata negli impianti che sfruttano i combustibili fossili in Africa Subsahariana risulta il più delle volte obsoleta e molto inefficiente. Spesso si adottano queste tecnologie perché caratterizzate da investimenti iniziali leggermente ridotti rispetto alle tecnologie di ultima generazione.

Le perdite dovute all'inefficienza della rete (trasmissione e distribuzione) riducono la disponibilità finale disponibile per i consumatori di più del 20% in alcuni paesi della regione, mediamente del 18%. Il tasso di perdita in Africa Subsahariana risulta il doppio della media a livello globale e decisamente più alto anche rispetto ai grandi paesi in via di sviluppo del continente asiatico. Analogamente a quanto visto per gli impianti di generazione di potenza, anche nella componente trasmissione e distribuzione uno dei fattori che incidono molto sulle perdite è la mancanza di una adeguata manutenzione, insieme ad inefficienze di progetto e legate alle operations.

Un tasso di perdita così elevato causa una scarsa affidabilità dell'approvvigionamento peraltro già insufficiente nella maggior parte dei paesi del continente. In più, le perdite causano un aumento dei prezzi dell'energia elettrica effettivamente distribuita fino al consumatore finale.

Ai fini del nostro inquadramento possiamo considerare le reti elettriche accorpendole per macro aree (Figura 20):

- le reti dei Paesi del Nord Africa come Marocco, Algeria, Tunisia, Libia, Egitto che si affacciano sul Mediterraneo ed inoltre il Sudan;
- le reti dei Paesi dell'area sahariana e sub-sahariana: Mauritania, Ciad, Sudan, Etiopia, Eritrea, Somalia;
- le reti dei Paesi dell'Africa Occidentale (West Africa Power Pool) suddivisi in due zone elettriche: i Paesi della zona A già fra loro interconnessi (Nigeria, Niger, Benin, Togo, Burkina Faso, Ghana e Costa d'Avorio) e quelli della Zona B

Mali, Liberia, Guinea, Sierra Leone, Guinea Bissau, Senegal e Gambia) tra loro poco o per niente interconnessi;

- le reti dei Paesi dell’Africa Centrale e Orientale: Repubblica Centro-Africana, Repubblica Democratica del Congo (RDC), Congo, Camerun, Gabon, Kenya, Uganda, Ruanda, Burundi, Tanzania;
- le reti dell’Africa meridionale: Sud Africa, Angola, Mozambico, Botswana, Zimbabwe, Namibia, Zambia, Malawi.

Esistono poi reti insulari minori con la situazione del Madagascar di fatto priva di rete elettrica in Alta Tensione.

Rete di trasmissione elettrica

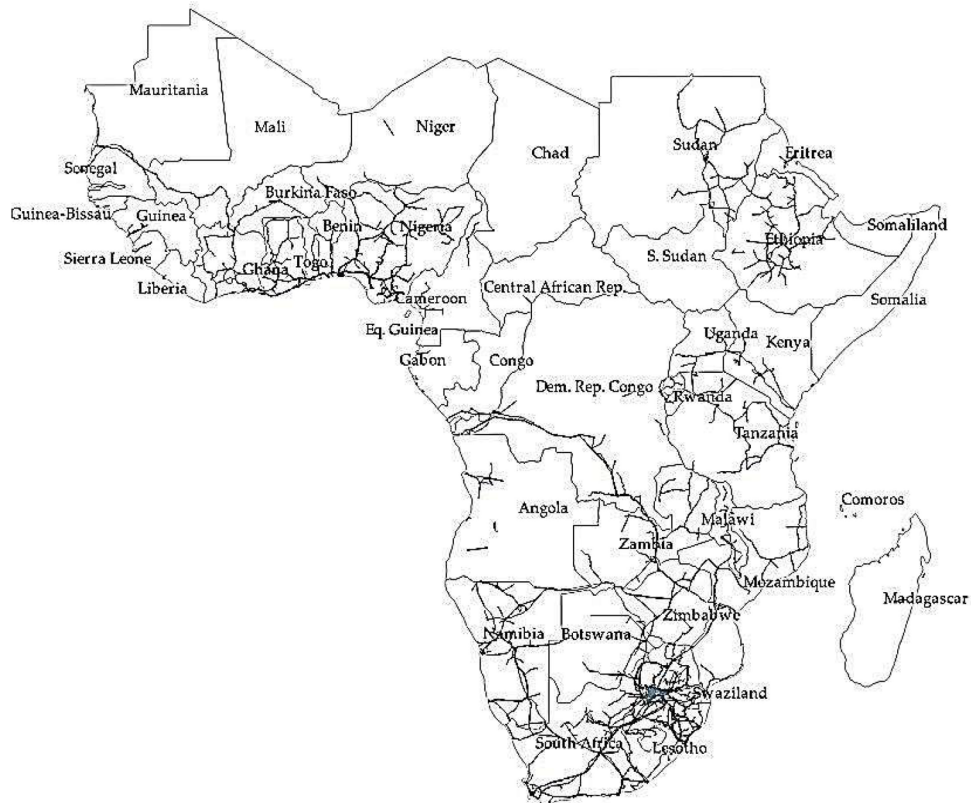


Figura 20 - Rete elettrica in Africa [1]

3. PARTE TERZA: PROPOSTA

3.1 Un possibile modello per l'elettrificazione di aree rurali

In quest'ultimo capitolo si desidera proporre uno strumento per l'identificazione delle variabili influenzanti il successo di progetti per l'elettrificazione ed esaminare un caso studio riguardo due possibili soluzioni progettuali per fornire il servizio elettrico in una nuova area. Per supportare un investitore nell'affrontare le numerose decisioni connaturate alla pianificazione e realizzazione di tali progetti, si vuole anzitutto descrivere alcune possibili modalità d'implementazione e illustrare alcune buone pratiche da adottare. In seguito, combinando l'analisi dei sistemi elettrici, delle sfide e delle opportunità che caratterizzano le nazioni target affrontate in precedenza, si arriva a definire l'utilizzo di un semplice strumento per l'identificazione delle variabili e dei fattori prioritari che contestualizzano un singolo progetto d'elettrificazione. In questa maniera, il soggetto finanziatore potrà individuare gli aspetti più rilevanti da presidiare e comprendere, grazie ad alcuni suggerimenti, quali singolari soluzioni risulta conveniente implementare. Data la numerosità di variabili che potrebbero impattare lo sviluppo del progetto, si ha quindi l'intenzione di concentrarsi maggiormente sugli aspetti di costo dell'elettrificazione: attraverso un caso studio esemplificativo, si desidera comprendere quali sono gli elementi che influenzano la convenienza tra due possibili alternative progettuali. Si esaminano la realizzazione di un nuovo sistema elettrico ed il suo costo di fornitura dell'energia alle utenze attraverso una soluzione d'estensione della rete centralizzata e una soluzione che prevede una rete autonoma. Una delle più grandi difficoltà nell'elettrificazione dell'Africa sub-sahariana sta nel raggiungere villaggi remoti a bassi livelli reddituali. In questi casi la fattibilità economica e la sostenibilità finanziaria di progetto diventano obiettivi molto ambiziosi. La mancanza di strutture organizzative, combinata con gli elevati investimenti iniziali e la scarsa disponibilità dei consumatori a pagare la fornitura del servizio, sono tutti elementi che influenzano in maniera rilevante lo sviluppo sostenibile di un progetto d'elettrificazione di successo. Portare il servizio elettrico alle utenze più remote significa sviluppare un sistema per la generazione e la distribuzione dell'energia elettrica, oltreché una struttura economica autosufficiente nel lungo periodo. Pertanto, nel seguito si indagano alcuni aspetti rilevanti. Un progetto per l'elettrificazione è influenzato, oltre che da fattori

istituzionali, dal sistema di governance, che ne determinano il suo successo e la sua sostenibilità. La proprietà e la responsabilità di progetto possono essere articolate in maniera differente: per esempio, un attore potrebbe assumere la responsabilità dello sviluppo del sistema elettrico, un altro potrebbe essere proprietario degli impianti di produzione di potenza e della rete che, una volta sviluppati, possono essere gestiti da un terzo soggetto che ne cura le operazioni, la manutenzione e il flusso di ricavi. S'illustrano di seguito alcune tipologie di strutture proprietarie ed organizzative.

Nei modelli di business per l'elettrificazione di un certo territorio il governo centrale può assumere un ruolo rilevante, fornendo un sistema normativo abilitante e supportando le attività per sviluppare e migliorare il progetto.

Per le nazioni caratterizzate da un monopolio del settore elettrico la responsabilità, la proprietà ed il presidio del progetto da parte della utility di stato porta i benefici di un attore consolidato, che dovrebbe disporre delle risorse finanziarie e delle competenze tecniche per implementare e gestire il progetto. Il monopolio può così focalizzare l'attenzione sulle reali necessità del settore, magari introducendo forme d'incentivazione strategiche; per esempio, aree laddove l'elettrificazione risulta economica e profittevole potrebbero contribuire ad aree dove invece l'elettrificazione è costosa e non profittevole. Oltretutto, la posizione centralizzata delle utility di stato permette una valutazione complessiva nazionale di aree in cui l'espansione della rete di trasmissione e distribuzione diventa la miglior soluzione rispetto ad altre aree in cui l'implementazione di una rete a generazione distribuita autonoma è invece più raccomandabile.

L'influenza della dimensione politica, come si è avuto modo di comprendere nei capitoli precedenti, rappresenta però uno svantaggio del monopolio delle utility di stato. La mancata comprensione di necessità specifiche regionali o di bisogni a livello locale, oppure l'impossibilità di configurazioni del settore alternative al monopolio, qualora la utility di stato non valuti come conveniente la fornitura del servizio elettrico in determinate aree, costituiscono esempi di effetti negativi.

Talvolta, per alcune nazioni dell'Africa sub-sahariana, esistono delle agenzie create appositamente per l'elettrificazione rurale. Sono costituite legalmente e operano

come agenzie pubbliche in forma semi-autonoma, con la responsabilità di supportare il governo centrale nei progetti di sviluppo per l'elettrificazione. In qualche caso ciò viene realizzato anche attraverso delle partecipazioni pubblico-private. La partecipazione del settore privato nei progetti per l'elettrificazione trova le sue fondamenta nell'attrazione di capitali, di capacità e conoscenze di tipo multi-dimensionale nell'implementare e gestire il sistema elettrico.

Con una struttura proprietaria di questo tipo sorgono problemi quando vengono portati avanti progetti per l'elettrificazione in aree laddove ciò non risulta economicamente conveniente e, pertanto, sono richieste delle forme d'incentivazione. In generale, un progetto per l'elettrificazione dovrebbe sempre seguire una logica economica e così essere in grado d'attrarre capitali privati; ciononostante, delle forme d'incentivazione possono essere progettate per rendere l'investimento nel settore più attrattivo. Nell'Africa sub-sahariana, dove un'elettrificazione estensiva è necessaria per raggiungere obiettivi socio-economici di lungo periodo, l'ingresso nel settore di soggetti privati dev'essere altresì regolamentato, per favorire la competitività e per consentire il raggiungimento degli obiettivi stessi.

Molte nazioni in via di sviluppo sono spesso caratterizzate da una indisponibilità e incapacità di spesa per ripagare i costi derivanti dall'implementazione di un nuovo sistema elettrico. Risulta pertanto difficile individuare gli investimenti sufficienti per progetti d'elettrificazione e così, nonostante la struttura proprietaria privata appaia potenzialmente come la più interessante, diventa altresì la configurazione più difficilmente realizzabile. La principale sfida sta nel massimizzare la partecipazione del settore privato e, al contempo, minimizzare le forme d'incentivazione. Poiché imprese del settore energetico coinvolte in progetti per l'elettrificazione di paesi in via di sviluppo sono considerate ad alto rischio, con alti costi transazionali e basse possibilità di generare margini, banche e intermediari finanziari sono spesso riluttanti a supportare tali investimenti. Devono pertanto essere incoraggiate alla valutazione di tali mercati, fidarsi degli sviluppatori di progetto e formulare un accurato schema di ricavi che permetta il ripagamento del capitale di debito. Lo sviluppo di progetti per l'elettrificazione di aree rurali, specialmente riguardanti l'implementazione di mini-

grid autonome e distanti dalla rete di trasmissione nazionale, sovente viene accompagnato da sponsor di organizzazioni internazionali e finanziamenti bilaterali o multilaterali. In queste situazioni una ONG può assumersi la responsabilità di sviluppare ed implementare il sistema elettrico, consegnandolo chiavi in mano al futuro gestore, che potrebbe essere una utility pubblica o una cooperativa locale.

Il coinvolgimento delle comunità locali rappresenta un punto di forza di questa tipologia di governance, che viene spesso accompagnata da ambiziosi obiettivi socio-economici in territori dove un soggetto privato non entrerebbe, a meno di rilevanti forme d'incentivazione. Le ONG lavorano in aree distanti dalla rete di trasmissione e distribuzione nazionale, così complementando lo sforzo pubblico per l'elettrificazione. Le sfide che questi soggetti si pongono sono proprio quelle di operare in aree non-profit, in cui i consumatori non hanno la disponibilità di pagare la fornitura del servizio elettrico una volta realizzato il sistema. In questi casi, le tariffe possono essere definite sulla base di quanto si ritiene che le utenze siano in grado di pagare, influenzando in questo modo la sostenibilità finanziaria di progetto.

Cooperative locali: Queste strutture proprietarie sono principalmente utilizzate per progetti mini-grid in aree isolate che non attirano l'interesse del settore privato. Le cooperative diventano proprietarie e gestori del sistema elettrico, fornendo la manutenzione e preoccupandosi della riscossione e destinazione degli introiti.

La caratteristica delle cooperative locali è la sovrapposizione di figure tra i proprietari del sistema elettrici ed i suoi consumatori: in questa maniera viene stimolato l'interesse al servizio, alla qualità e perciò all'output del sistema stesso. Vengono così anche smorzate le difficoltà amministrative, tipiche delle utility di stato, si creano opportunità di lavoro interne alla comunità stessa e si aprono le possibilità di customizzare i contratti di fornitura del servizio elettrico ai consumatori.

I principali svantaggi dati da questa tipologia di struttura sono la mancanza di competenze tecniche nella pianificazione e gestione del sistema elettrico e nell'implementazione di un modello di business sostenibile. Pertanto, queste attività potranno essere demandate ad un soggetto esterno attraverso un contratto che, tuttavia, spesso si rileva difficile da negoziare. Un altro importante ostacolo è il rischio

di conflitti sociali interno alla comunità, potrebbero emergere contestazioni dannose per il sistema; risulta perciò necessario un lungo periodo di preparazione al progetto, di comunicazione e coinvolgimento delle popolazioni locali, anche attraverso politiche di consenso sociale. Le forme miste di governance che combinano le strutture organizzativo/proprietarie sopra descritte, possono permettere il raggiungimento di tutti i vantaggi offerti dalle diverse soluzioni e la minimizzazione di tutti i limiti. Sono le forme più utilizzate nei progetti per l'elettrificazione proprio per la vasta gamma di configurazioni possibili; per esempio, gli asset infrastrutturali della rete potrebbero essere posseduti dalla utility pubblica, la sua gestione demandata a una cooperativa locale e la manutenzione ad un'impresa privata specializzata. Tuttavia, la collaborazione tra più soggetti aumenta la complessità del contratto e diventa così necessaria un'accurata ricerca di controparti affidabili; per questa ragione le strutture miste sono le più difficili da definire e tendono ad essere site-specific.

Nella creazione di un modello di business per un progetto d'elettrificazione occorre esaminare come vengono ripagati i capitali investiti e perciò, come sono strutturate le tariffe per la fornitura del servizio elettrico. I prezzi per l'energia elettrica dovrebbero da un lato tenere conto dei costi operativi e del recupero dei costi d'investimento, dall'altro, della disponibilità e capacità di spesa dei consumatori. Occorrerebbe pertanto valutare questi elementi bilanciando la sostenibilità economica del progetto e l'accessibilità delle utenze a ripagare il servizio elettrico; generalmente, si possono utilizzare due distinti schemi tariffari:

- Sistema tariffario basato sull'energia: è formulato sull'energia consumata entro un certo periodo di tempo, attraverso un contatore installato presso le utenze. In questa maniera viene favorito il risparmio energetico; tuttavia, i contatori sono costosi, così come lo è l'instaurazione di un sistema organizzativo atto al recupero delle informazioni di consumo;

Sistema tariffario basato sulle aspettative: il pagamento del servizio è calcolato su un livello di consumi pre-determinato. Si gode del vantaggio di non introdurre dei costosi contatori presso le utenze ed inoltre, i consumatori conoscono anticipatamente quanto dovranno pagare per il servizio elettrico. Tuttavia, non ci sono incentivi al

risparmio energetico, l'energia elettrica al consumatore rimane limitata ed il sistema rischia il sovraccarico di rete.

Un altro elemento ad influenzare gli schemi tariffari di un progetto d'elettrificazione, come visto in precedenza, è la presenza di forme d'incentivazione. Queste possono essere utilizzate per assicurare il funzionamento finanziario del sistema elettrico, supportando le imperfezioni del mercato e così attirando soggetti privati nell'investimento in progetti ad alto rischio. Tuttavia, la progettazione accurata delle forme d'incentivazione diviene cruciale per non incorrere in distorsioni ed assicurare la sostenibilità di progetto. Dovranno essere mirate agli specifici consumatori target, accrescendo la capacità di spesa delle popolazioni a livello reddituale inferiore. Le forme d'incentivazione possono essere implementate secondo diverse modalità, non dettagliate in questo studio, potendo derivare da sussidi da parte del governo centrale della nazione in cui il progetto viene implementato, da organizzazioni per lo sviluppo, da donatori, da fondi d'investimento o dal settore privato.

3.2 Soluzioni per l'elettrificazione dei villaggi rurali

L'elettrificazione dell'Africa sub-sahariana, in particolare delle aree meno sviluppate, si trova dinanzi ad alcune alternative per migliorare il livello di accesso al servizio di fornitura elettrica delle popolazioni:

- Espansione della rete di trasmissione e distribuzione esistente
- Costruzione di reti di distribuzione autonome (mini-grid)
- Adozione di impianti stand-alone

Nessuna di queste alternative si presenta come più valida rispetto alle altre, questo poiché ognuna di esse presenta vantaggi e svantaggi; pertanto, la migliore soluzione andrà identificata anche in relazione alle condizioni al contorno dell'area che si vuole elettrificare. Anzitutto si vuole descrivere quali sono le determinanti alla scelta per ciascuna delle tre soluzioni, comprendendone le analogie e le diversità; quindi si passerà ad una più ampia valutazione dei parametri di scelta per definire i criteri di sviluppo energetico nelle aree dell'Africa sub-sahariana caratterizzate dalla necessità di soddisfare un crescente fabbisogno elettrico.

3.2.1 ESPANSIONE DELLA RETE DI TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE ESISTENTE

L'attuale sistema elettrico dell'Africa sub-sahariana non è stato progettato per incontrare i bisogni di un mercato in continua evoluzione, caratterizzato da una crescente domanda di energia elettrica e dalla necessità di integrare al suo interno la produzione di potenza da fonti rinnovabili. La figura 48 illustra la configurazione base con cui è stato pianificato il sistema elettrico e, come si può comprendere, sono presenti degli impianti di generazione di grande taglia, connessi alla rete di trasmissione in alta tensione per poi asservire la fase di distribuzione ad una tensione inferiore e giungere alle principali utenze: case, negozi ed industrie. Il flusso elettrico è in maniera prevalente unidirezionale e gestito da controlli meccanici, poiché sistemi elettrici devono sempre essere in equilibrio. In tempo reale la potenza viene prodotta, trasportata e fornita all'utenza, senza sistemi d'accumulo.

L'elettificazione di un certo territorio mediante questa soluzione porta ad un insieme di potenziali benefici:

- Investimenti ridotti sulla generazione di potenza: l'espansione dell'attuale rete di trasmissione consente di mettere in condivisione gli impianti di generazione già presenti, mentre sistemi elettrici autonomi necessitano di investimenti per impianti propri per così fornire energia elettrica alla rete e alle utenze;
- Miglioramento del fattore di carico e diversificazione del carico di rete: sistemi elettrici operano in maniera economica quando la domanda di potenza è costante nel tempo, in questa maniera la progettazione del sistema stesso mira alla saturazione del carico di lavoro di ogni impianto e l'ammortamento sarà massimo; Quando invece la domanda è variabile e soffre di importanti picchi, allora la capacità del sistema dovrà essere tale da riuscire a soddisfare il fabbisogno e, di conseguenza, per molto tempo gli impianti saranno insaturi. Sistemi elettrici possono migliorare il proprio fattore di carico interconnettendosi ad altre reti che hanno diversi profili di carico, in tale maniera la domanda verrà uniformata andando a complementari differenti picchi.
- Sfruttamento delle economie di scala: la condivisione di risorse in un sistema interconnesso permette la costruzione di grandi impianti con minori costi unitari;
- Interscambi di energia elettrica e dispacciamento: l'interconnessione di più sistemi elettrici permette di far arrivare all'utenza l'energia elettrica al minor costo disponibile, risparmiando rilevanti costi di sistema che si possono suddividere sui componenti. In tale maniera il sistema che dispone di energia a un costo inferiore potrà rivendere energia a un sistema che ha un costo di produzione superiore.

Quest'alternativa si basa dunque su uno sviluppo del sistema elettrico focalizzato su forme di generazione centralizzate, ovvero energia elettrica prodotta in impianti di grande potenza unitaria. Ciò va incontro ad una molteplicità di problemi connaturati nel territorio africano: una prima difficoltà si identifica nell'enorme estensione geografica del continente, che si traduce in aree urbane ad alta densità abitativa, intermezze da vaste aree con basse densità abitative. Questo comporta la costruzione di linee aeree per lunghi tratti non utilizzate dalle utenze che, oltre a

gravare fortemente in termini economici sulla costruzione delle infrastrutture, diventa un fattore critico per il gestore del servizio elettrico che va incontro a grandi perdite distributive, che si traducono in mancati ricavi all'interno del proprio bilancio di gestione. Oltretutto l'estensione del sistema di trasmissione per lunghi tratti di territorio diventa un rilevante onere di gestione rispetto alla manutenzione, ordinaria e straordinaria, delle infrastrutture stesse. Forse è proprio questa una delle ragioni per cui oggi l'Africa è immersa nella crisi di produzione di potenza finora descritta; i principali progetti d'elettrificazione promossi nel passato si sono concentrati sulla replica di modelli che hanno avuto grande successo in Europa. La figura 49 mostra l'enorme differenza fra i continenti in termini d'estensione territoriale, con l'Europa che presenta una densità abitativa circa due volte maggiore di quella che si registra in Africa.

Ulteriore criticità radicata entro questa soluzione è rappresentata dal paradigma di generazione distribuita verso cui il sistema elettrico globale, in un prossimo futuro anche africano, si sta evolvendo. Infatti, la generazione distribuita bene si presta all'utilizzo della vastità di fonti di energia rinnovabile presenti nell'Africa subsahariana e descritte in precedenza. In seguito allo sviluppo tecnologico che si è avuto nel campo dei piccoli sistemi di produzione di potenza, l'attenzione per la generazione distribuita si sta volgendo verso aspetti legati all'aumento della qualità e dell'affidabilità dell'alimentazione dei carichi di rete, conseguiti mediante l'autoproduzione. Pertanto, l'impegno finanziario nell'estensione della rete di trasmissione e distribuzione esistente si potrebbe prestare a rapide riconfigurazioni nel breve---medio termine, proprio per l'integrazione di impianti di generazione di potenza distribuita, potendo modificare repentinamente le condizioni di progetto ipotizzate inizialmente, magari andando a modificare significativamente la redditività di un investimento. Quest'ultima rappresenta dunque un elemento di rigidità della soluzione, forse allora non adatta alle prospettive africane di crescita.

3.2.2 COSTRUZIONE DI RETI DI DISTRIBUZIONE AUTONOME (MINI-GRID)

La rete autonoma potrebbe essere collegata alla rete di trasmissione pre-esistente in alta tensione, oppure lavorare in maniera autonoma connettendo gli impianti di generazione distribuita. Per bilanciare i carichi di rete, oltre all'utilizzo di fonti elettriche programmabili, la rete dovrà essere munita di un insieme di sistemi di controllo, automazione e sensoristica, per meglio veicolare i flussi di energia elettrica.

Con questa soluzione si passa da una forma di generazione centralizzata di flussi di distribuzione elettrica unidirezionali ad un sistema che è invece in grado di sostenere flussi elettrici multidirezionali, provenienti da più impianti di generazione distribuiti sul territorio. Questo sistema richiede un coinvolgimento proattivo degli attori, dal produttore di potenza fino all'utilizzatore finale, che si scambiano informazioni per ottimizzare e bilanciare la domanda all'offerta. Tale soluzione porta ad un insieme di potenziali benefici quali:

- **Efficienza energetica:** i sistemi di controllo implementati mediante una mini-grid consentono al gestore della rete di avere un'immediata visione dello stato della domanda e dell'offerta, in alcuni casi anche con una loro proiezione nel breve futuro. Un sistema di comunicazione consente agli utenti del sistema di essere continuamente informati, così da bilanciare il proprio fabbisogno al carico di rete del sistema e così assicurare l'affidabilità di rete. L'informazione sullo stato del sistema permette una riduzione delle perdite distributive, sia tecniche che non, e una riduzione della domanda di picco;
- **Migliore affidabilità del servizio elettrico:** la progettazione di una mini-grid, di qualunque forma essa sia, circolare, radiale o magliata, è caratterizzata dalla gestione di flussi energetici bidirezionali; in tale maniera, una interruzione del funzionamento di una sua parte o asset non va ad impedire il funzionamento della rete lungo l'altra direzione delle linee distributive. Oltretutto, la stessa gestione delle risorse e degli asset a livello locale consente agli operatori una più rapida individuazione del malfunzionamento e dell'intervento di ripristino, così garantendo una migliore sicurezza a costi inferiori;
- **Migliore qualità di fornitura del servizio elettrico:** il monitoraggio continuo, abilitato a livello locale dai sistemi di controllo, automazione e sensoristica, permette al

gestore del servizio elettrico di assicurare la qualità di fornitura con maggiore sicurezza, mantenendo un insieme di parametri entro il range desiderato;

- Stabilità nel prezzo dell'energia elettrica all'utenza: in generale, la gestione di una rete di distribuzione a livello locale viene assicurata da dei contratti di fornitura tra il gestore della rete e i gestori degli impianti di produzione connessi alla stessa. Questi sono contratti stipulati su un lungo periodo di tempo che definiscono le prestazioni in esercizio e sono comprensivi di un insieme di vincoli soggetti a sanzioni.

Dunque, le reti di distribuzione autonome assicurano all'utenza alti livelli di sicurezza, qualità, affidabilità e disponibilità della fornitura di energia elettrica, così migliorando la produttività economica del territorio entro cui vengono instaurate, favorendo la crescita del benessere e minimizzando gli impatti ambientali. La collaborazione degli utenti della rete è però un aspetto fondamentale per il suo funzionamento, pertanto diventa rilevante l'adozione di politiche attentamente formulate per conseguire un impegno pubblico e privato.

L'adozione di mini-grid per l'elettrificazione del territorio africano non può essere applicata ovunque, si deve infatti tenere conto di una numerosità di fenomeni contingenti; per esempio, la mancanza di un contesto politico o normativo favorevole, oppure la scarsità di risorse professionali competenti per la gestione di un sistema elettrico così evoluto. Le reti di distribuzione autonome possono presentarsi con strutture e schemi molto vari in relazione alla dislocazione dei carichi. La scelta del tipo di rete da impiegare è in funzione del conseguimento dei seguenti obiettivi:

- buona qualità del servizio;
- elasticità (possibilità di ampliamenti);
- costruzione semplice ed economica.

Le mini-grid possono essere implementate secondo diverse strutture. Quella radiale è sempre stata preferita ad altre configurazioni per la sua economia di costruzione e semplicità di esercizio, gli svantaggi sono di una limitata possibilità di ampliamento ed una modesta qualità del servizio. L'introduzione progressiva d'impianti di generazione distribuita nel territorio porta all'alterazione del funzionamento preesistente della

rete e ad una revisione della configurazione del sistema. Pertanto, è opportuno considerare anche altre tipologie di strutture, come quella a petalo, a maglia, oppure quella circolare, che possono migliorare il funzionamento della rete grazie alla loro flessibilità e garantire così all'utenza una qualità superiore della fornitura.

3.2.3 ADOZIONE DI IMPIANTI STAND-ALONE

Questa è la soluzione che finora è stata maggiormente adottata nel continente africano per sopperire ad impellenti fabbisogni energetici, prevalentemente con forme di generazione di tipo diesel. Di contro presenta costi superiori rispetto le altre soluzioni poiché i costi d'impianto non sono distribuiti fra più utenze. Per questa ragione non verrà in seguito ulteriormente presa in considerazione.

3.3 Caso studio: Elettrificazione di una nuova area

Si vuole ora prendere in considerazione un ipotetico esempio per l'elettrificazione di un territorio mediante due soluzioni alternative:

A - Estensione della rete di trasmissione e distribuzione centralizzata

B - Implementazione di una mini-grid autonoma

L'obiettivo di questo caso studio è di allacciare un insieme di utenze, eguali nelle due alternative in numero e in potenza, ad una nuova rete di fornitura del servizio elettrico (Figura 21). L'analisi segue un orientamento di tipo gestionale e, pertanto, sorvola gli aspetti tecnico-energetici necessari per la realizzazione di un sistema elettrico. Tale orientamento ha l'intenzione di fornire delle indicazioni di riferimento per finanziatori e sviluppatori di progetti d'elettrificazione, che siano ovunque applicabili. In altre parole, con questo approfondimento si esaminano gli aspetti sistemici di maggior rilievo, lasciando dunque le valutazioni tecniche più di dettaglio ai progettisti, secondo le specificità del sito d'installazione.

In questo caso studio, si esamina la convenienza tra le due opzioni d'elettrificazione A e B secondo i seguenti parametri di misura:

Costo di realizzazione è un valore assoluto che esprime i capitali necessari per la realizzazione del sistema elettrico;

Costo di fornitura dell'energia elettrica all'utenza viene definito tale poiché in questo caso studio non viene indagato l'aspetto di remunerazione del gestore del sistema elettrico, che è strettamente connesso al rischio di progetto;

Affidabilità del sistema elettrico intesa come garanzia di fornitura del servizio elettrico alle utenze. Come territorio per la realizzazione della soluzione d'elettrificazione non si considera un'area realmente esistente. Si preferisce invece utilizzare un territorio ipotetico, così estendendo le possibilità di applicazione del modello su una più grande numerosità di situazioni. Infatti, a seconda delle caratteristiche del territorio, variano in maniera rilevante i costi per l'installazione e la predisposizione delle infrastrutture; pertanto, tutti quelli che sono considerabili come costi di adattamento non verranno dettagliatamente esaminati ma potranno essere aggiunti al modello in un momento



Figura 21 - Territorio si cui realizzare un intervento di elettrificazione rurale

successivo. Il caso studio in esame presenta le seguenti caratteristiche ed ipotesi di partenza:

Area quadrata di 10km*10km.

Il territorio presenta abbondanza di risorse energetiche naturali. I dati sulla ventosità non sono considerabili come affidabili, pertanto, le fonti rinnovabili per la generazione di potenza che appaiono più promettenti sono quella solare e la presenza di un corso d'acqua a portata costante lungo tutto l'anno, idoneo all'installazione di una piccola centrale idroelettrica. Non sono presenti riserve di idrocarburi a livello locale, pertanto l'eventuale impiego di gas naturale, diesel o derivati del petrolio deve tenere conto dei costi d'approvvigionamento e trasporto.

Tre villaggi da interconnettere attraverso il nuovo sistema elettrico, con una popolazione di 10000, 7000 e 5000 abitanti rispettivamente le utenze sono in totale 20000, caratterizzate da un fabbisogno elettrico medio di 200 kWh annuo. Il 95% di esse necessita di una connessione da 1 kW, ci sono due utenze industriali da 40 kW e 80 kW, la rimanente parte sono utenze commerciali da 10 kW. Ciò significa che, una

volta implementato il nuovo sistema elettrico e realizzate tutte le interconnessioni, il carico di domanda massimo potenziale del sistema è pari a 29,1 MW. Tuttavia, considerando il basso fabbisogno annuo delle utenze, l'ipotesi che tutte quante abbiano bisogno del servizio elettrico congiuntamente risulta improbabile. Infatti, considerando il fabbisogno elettrico totale annuo del sistema di 4000 MWh, se tutte le utenze richiedessero il servizio elettrico nel medesimo arco temporale, ovvero con il carico di rete massimo pari a 29,1 MW, allora il numero di ore di funzionamento della rete implementata sarebbe solamente di circa 137 ore. Valutando il problema ponendo invece come ipotesi che il sistema elettrico da implementare lavori per almeno 6200 ore annue, allora, se le utenze distribuissero uniformemente la loro domanda lungo questo periodo di tempo, il picco di potenza richiesto sarebbe circa pari a 645 kW. Pertanto, utilizzando un largo margine di sicurezza, si ipotizza che il sistema elettrico asservirà una domanda maggiore nelle ore diurne, cui carico massimo, per semplicità, sarà pari a 1,1 MW. Invece nelle ore notturne si ipotizza che la domanda massima del sistema non superi i 0,5 MW.

Il sistema elettrico da implementare non considera variazioni future nel carico di rete ed il piano di domanda è ipotizzato costante nel tempo. Questa stringente ipotesi trova anche ragione nelle passate aspettative di forte crescita della domanda per energia elettrica dell'Africa sub-sahariana, che sono andate ad influenzare l'elettrificazione avvenuta precedentemente nel territorio 61 : le assunzioni di crescita han portato ad alti costi di progetto, dovuti ad errati dimensionamenti delle linee aeree di trasmissione, delle capacità delle stazioni di trasformazione e di altri componenti dei sistemi elettrici realizzati.

Nelle analisi di questo caso studio non sono considerate le perdite sistemiche distributive di energia elettrica per ragioni tecniche e non. Tale decisione è influenzata principalmente dalle difficoltà di loro valutazione nelle alternative. Infatti, le perdite sistemiche di energia elettrica dipendono in maniera rilevante dalla configurazione della fase di distribuzione del sistema, aspetto che in questo caso studio non viene approfondito. Pertanto, nelle considerazioni sottostanti, il totale di energia prodotta negli impianti è uguale al totale di energia trasportata e distribuita agli utilizzatori finali.

L'elemento d'interesse nel paragonare le due soluzioni alternative per l'elettrificazione è la natura 'a scalino' degli investimenti richiesti per la generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Infatti, una volta che la domanda per energia elettrica cresce in territori prima non raggiunti dal servizio, un potenziamento del pre-esistente sistema elettrico dev'essere considerato, al fine di soddisfare il nuovo fabbisogno delle utenze. Alla sua progressiva espansione, verso insediamenti rurali meno densamente abitati, il costo marginale del servizio elettrico aumenta; ciò perché nuovi investimenti vengono distribuiti su un minor numero di consumatori. Questo spiega il razionale economico sottostante all'implementazione di sistemi elettrici autonomi: dal momento in cui la rete di trasmissione e distribuzione centralizzata viene estesa in aree con densità abitative inferiori, il costo marginale di fornitura del servizio tramite questa soluzione presumibilmente risulterà superiore al costo di fornitura del servizio con una rete di distribuzione autonoma. La motivazione di questo si trova nella progettazione calibrata di mini-grid, strettamente legata alle specifiche richieste della domanda di energia elettrica nel territorio. Nell'esplorazione delle due diverse alternative per l'elettrificazione si considera, per quanto possibile, i seguenti elementi d'interesse:

Ripartizione spaziale: dove si trova il confine di convenienza che separa l'espansione della rete di trasmissione centralizzata dalle reti a generazione distribuita autonome, qual è la proporzione relativa di popolazione conveniente ad asservire mediante le due soluzioni;

Economie di scala: come si modifica il confine ottimale tra le due soluzioni con vantaggi economici dati dalla generazione su larga scala;

Occorre rilevare che i valori utilizzati come riferimento per i diversi parametri nelle due alternative non hanno origine omogenea. Infatti, alcuni derivano da studi effettuati nel territorio sub-sahariano, altri sono parametri di costo che provengono da analisi del sistema italiano. Per quanto limitativo ciò non comporta un problema di valutazione, poiché l'interesse dell'analisi non sta nel definire il valore assoluto di costo per la realizzazione delle alternative, bensì nella possibilità di comparazione dei risultati tra le stesse. Nella tabella 12 sono esposti i dati utilizzati in seguito per entrambe le alternative.

Tabella 1 - Componenti di costo e dati utilizzati nella valutazione delle due alternative

Componenti di Costo ⁶²	
Linea AT 132 kV	90000 US\$/km
Stazione di trasformazione AT-MT	1000 US\$/kVA
Linea MT 11 kV	20000 US\$/km
Trasformatore MT-BT --- valore comprensivo dei componenti necessari al funzionamento della stazione di trasformazione per un carico di:	50000 US\$/unità 200 kVA 11kV/BT
Linea BT	10611 US\$/km
CCC rete MT,BT ⁶³	0,05
CCC trasformatore MT-BT ⁶³	0,1
Costo annuo O&M rete	0,2 US\$/m-anno
Costo annuo O&M stazione di trasformazione	0,03 % costo stazione di trasformazione

3.3.1 ANALISI SOLUZIONE A: ESTENSIONE DELLA RETE DI TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE CENTRALIZZATA

Questa alternativa presuppone di trasportare l'energia elettrica da grandi distanze, attraverso l'impiego della linea in alta tensione e quindi di giungere a livello locale con una distribuzione più capillare, in media e bassa tensione (AT, MT e BT). Nell'analisi della soluzione A non viene esaminata la fase di generazione di potenza; infatti, il sistema elettrico si serve della potenza degli impianti già allacciati alla rete, che si ipotizza sufficiente a soddisfare il fabbisogno elettrico del territorio preso in considerazione, sia in termini di carico massimo che di energia elettrica da distribuire. In altre parole, viene assunto che esistono degli impianti di generazione connessi al sistema, con della capacità insatura che viene messa a disposizione del fabbisogno della nuova area da elettrificare.

La progettazione di una rete di trasmissione e distribuzione è essenzialmente un problema di ottimizzazione in cui si ha come obiettivo la minimizzazione della lunghezza totale (e quindi del costo) della rete stessa. La lontananza del sistema elettrico centralizzato dal sito

in cui si trovano le utenze da interconnettere rappresenta un parametro fondamentale per valutare la convenienza tra le due diverse soluzioni di elettrificazione. Pertanto, si analizza una distanza variabile, sulla quale dovrà essere realizzata la linea AT64 che arriva fino alla stazione di trasformazione. La stazione di trasformazione modifica la tensione e l'intensità di corrente, per meglio distribuire

l'energia elettrica alle utenze⁶⁵. Da qui partono due linee MT in direzioni opposte; l'una verso il villaggio con il maggior numero di utenze e quindi con il maggior carico, l'altra in direzione dei rimanenti villaggi. Una volta che la trasmissione MT giunge nei pressi dei centri di domanda, delle altre stazioni di trasformazione si occupano di abbassare la tensione in BT; infine, si considera l'ultima fase del sistema elettrico, di distribuzione capillare alle utenze. In tabella 13 sono riportati i dati utilizzati per l'analisi di questa alternativa d'elettrificazione.

Tabella 2 - Parametri utilizzati nella valutazione dell'alternativa A

Dati alternativa A			
Lunghezza linea AT	200 km	CCC rete AT	0,033
Lunghezza linea MT	10 km	CCC trasformatore AT-MT	0,04
Lunghezza linea BT	40 km	Costo generazione energia elettrica	0,08 US\$/kWh
Lunghezza linee totale	250 km		

Per valutare il costo di realizzazione di questa soluzione sono considerati i costi infrastrutturali delle linee AT, MT e BT ed i costi delle due stazioni di trasformazione. Il risultato, nel caso di 200km di linea AT, è pari a circa 20,02 mlnUS\$. Tale valore considera la capacità delle stazioni di trasformazione eguale a quella del carico massimo ipotizzato del sistema elettrico, ovvero pari a 1100 kW. In un futuro, al modificarsi della domanda di energia delle utenze e quindi del carico di rete, si renderà necessario l'adeguamento della capacità delle stazioni di trasformazione, pertanto sostenendo dei costi incrementali al costo di realizzazione del sistema stesso. Tale adattamento comporta un costo comunque molto contenuto se paragonato a quello di iniziale realizzazione ed implementazione del sistema elettrico.

il costo annuo dei servizi di rete dell'alternativa A è necessario per giungere al calcolo del costo di fornitura dell'energia elettrica alle utenze⁶⁶. Il costo annuo dei servizi di rete si ottiene moltiplicando i costi totali degli asset per il loro rispettivo indicatore percentuale di costo totale ripartito su base annuale (CCC). A tale risultato sono aggiunti i costi O&M annui delle linee di trasmissione e distribuzione e delle stazioni di trasformazione. Quindi, il valore ottenuto viene suddiviso sul totale di energia prodotta e distribuita alle utenze, conseguendo un risultato di 0,199 US\$/kWh.

Sommando questo al costo per la generazione dell'energia elettrica, ipotizzato per semplicità costante al variare dell'energia servita alle utenze, si ottiene il costo sostenuto per la fornitura di energia elettrica alle utenze, pari a 0,256 US\$/kWh. I commenti su questi risultati sono rimandati al confronto con la seconda alternativa per l'elettificazione.

3.3.2 ANALISI SOLUZIONE B: IMPLEMENTAZIONE DI UNA MINI-GRID AUTONOMA

Con questa alternativa si vuole realizzare un sistema elettrico indipendente, ovvero capace di fornire energia elettrica alle utenze interessate in maniera autonoma. Sulla base della distribuzione geografica delle utenze ipotizzata, si sceglie di modellizzare l'installazione di una rete di distribuzione di tipo circolare, che permetta il dispacciamento dell'energia elettrica lungo la rete in maniera bi-direzionale.

Nell'alternativa d'elettificazione B si deve considerare l'installazione di impianti per la produzione di potenza, dimensionati in conformità al fabbisogno elettrico totale delle utenze ipotizzato. Nell'analisi si prevede l'impiego di impianti ER, grazie alle assunzioni circa le risorse energetiche presenti nel territorio e alla disponibilità tecnologico-impiantistica di queste sul mercato. In particolare, si opta per l'installazione di una piccola centrale idroelettrica, che permetta la programmabilità dell'energia immessa in rete, unita a due stazioni di pannelli fotovoltaici, che producono energia elettrica nelle ore diurne, in cui il carico di rete è ipotizzato massimo. L'annessione alla rete delle tre stazioni di generazione di potenza è valutata in posizioni equidistanti tra loro. In questa maniera è possibile minimizzare la probabilità di interruzioni della fornitura, dovute a guasti o malfunzionamenti della rete; certamente, il principale vincolo rispetto al posizionamento territoriale di tale configurazione è dato dalla disponibilità di un sito adatto sul fiume per la derivazione di acqua superficiale per l'utilizzo idroelettrico. Le altre due stazioni fotovoltaiche devono essere situate in zone non problematiche rispetto l'insolazione,

l'ombreggiamento o altri fenomeni che potrebbero comprometterne la producibilità. Si ipotizza che il territorio considerato risulti ottimale rispetto tutte queste considerazioni.

Il dimensionamento dell'impianto idroelettrico, che produce il carico base di energia elettrica alla rete, dev'essere tale da soddisfare il carico massimo del sistema anche quando gli altri impianti non programmabili non sono in grado di produrre per ragioni atmosferiche o altre, quindi pari a 1,1 MW. I costi d'investimento comprendono costi progettuali, quali studi di fattibilità e progettazione tecnica dell'impianto e costi d'impianto, per le componenti meccaniche, le opere idrauliche, civili ed elettriche. I costi operativi annui comprendono i costi per la gestione, manutenzione, assicurazione e altro. Si introducono pertanto le seguenti ipotesi per la valorizzazione dell'energia prodotta; a tale riguardo occorre rimarcare che i costi legati ad un impianto di questo tipo sono fortemente site-specific e possono subire delle variazioni significative da caso a caso:

Costo d'investimento totale pari a 5000 US\$/kW, da ripartire su due anni, pari al 60% e 40% del valore dell'investimento rispettivamente;

Costi operativi annui pari a 90 US\$/kW⁶⁷;

Ore equivalenti di funzionamento dell'impianto pari a 3000 h⁶⁸. Non sono considerati rendimenti d'impianto quali alternatore, componenti meccaniche o altro, pertanto l'energia elettrica prodotta è pari a 3300 MWh;

- Tasso di attualizzazione, comprensivo di fenomeni quali l'inflazione pari al 3%;
- Vita utile dell'impianto pari a 30 anni.

Il calcolo del costo di generazione di energia elettrica per l'impianto idroelettrico ed in seguito per gli impianti fotovoltaici è effettuato con l'utilizzo dello strumento risolutore di Excel. In particolare, viene utilizzata una cella che ha la funzione di

annullare i costi sostenuti per l'impianto e il suo funzionamento e i ricavi attesi attualizzati, facendo variare la cella obiettivo LCOE per così valorizzare l'energia elettrica.

Tabella 3 - Valutazione LCOE per la centrale mini-idroelettrica

Mini-hydro					
Anno	Costi e Ricavi	Anno	Costi e Ricavi	Anno	Costi e Ricavi
-2	-3500970	10	208305	22	146101
-1	-2266000	11	202238	23	141845
0	279944	12	196347	24	137714
1	271790	13	190628	25	133703
2	263874	14	185076	26	129809
3	256188	15	179685	27	126028
4	248727	16	174452	28	122357
5	241482	17	169371	29	118793
6	234449	18	164438	30	115333
7	227620	19	159648	LCOE	
8	220990	20	154998	114,83 US\$/MWh	
9	214554	21	150484	0,11483 US\$/kWh	
				90,4 €/MWh	

Con queste valutazioni si ottiene il prezzo a cui deve essere venduta l'energia elettrica prodotta per pareggiare i costi sostenuti d'investimento, gestione, manutenzione e altro. Questo diventa un valore di scambio ipotetico tra il gestore dell'impianto e il gestore della rete. Il costo di generazione di energia elettrica dell'alternativa B dipende anche dal costo dell'energia prodotta dalle stazioni fotovoltaiche.

Gli impianti fotovoltaici devono essere dimensionati per produrre almeno altri 700 MWh, ovvero la quantità di energia elettrica mancante per soddisfare il fabbisogno elettrico totale delle utenze. Ipotizzando di realizzare due stazioni fotovoltaiche distinte, l'energia che ciascuna di esse dev'essere in grado di produrre è pari a 350 MWh. In questo caso studio non sono considerate valutazioni circa la tecnologia fotovoltaica da impiegare; questo poiché la convenienza circa la soluzione da adottare dipende dalle condizioni meteorologiche specifiche del sito quali la proporzione di radiazione diffusa, oppure la temperatura ambiente che va ad incidere sulle perdite

di prestazioni e perciò sull'energia prodotta. Si introducono pertanto le seguenti ipotesi:

- Utilizzo moduli in silicio poli---cristallino, $\eta_{\text{NOMINALE}} = 15,5\%$;
- Irraggiamento annuo pari a 2000 kWh/m²;
- Efficienza di tutti i componenti infrastrutturali dell'impianto $\eta_{\text{BOP}} = 81\%$;
- Superficie pannello pari a 1,6434 m², vita utile stimata a 20 anni;
- Potenza di un singolo pannello pari a 255 W;
- Costo d'investimento pannelli, comprensivo di costi di progettazione e installazione pari a 890 US\$/kWp e costi operativi annui pari a 60 US\$/kWp;
- Costo inverter e collegamenti elettrici pari a 430 US\$/kWp cui potenza massima è 115 kW.

Con tali dati si arriva a definire che la superficie totale di ciascun campo fotovoltaico dovrà essere pari a circa 1394 m²; pertanto, il numero di pannelli necessari per ciascuna stazione è pari a 848 e la potenza di picco installata è di 216 kW⁶⁹. Rimane importante rilevare che l'insolazione è il parametro critico per la riduzione del costo dell'energia prodotta, che è funzione della latitudine del sito d'installazione. Rispetto a questo parametro, come si è visto nel capitolo 2, le nazioni target si trovano avvantaggiate rispetto a molte altre nazioni che già dispongono di una potenza fotovoltaica installata superiore. Rimane comunque importante notare che in questo approfondimento sono state introdotte molte ipotesi e semplificazioni, per esempio non sono stati considerati decadimenti al rendimento del pannello nel corso della sua vita utile.

Tabella 4 - Valutazione LCOE per le stazioni fotovoltaiche

Solar PV			
Anno	Costi e Ricavi	Anno	Costi e Ricavi
-1	-337148	11	15340
0	21234	12	14893
1	20616	13	14460
2	20015	14	14038
3	19432	15	13630
4	18866	16	13233
5	18317	17	12847
6	17783	18	12473
7	17265	19	12110
8	16763	20	11757
9	16274	LCOE	
10	15800	97,7 US\$/MWh	
		0,097739282 US\$/kWh	
		77,0 €/MWh	

Si ottiene come risultato un costo dell'energia prodotta inferiore all'impianto idroelettrico; la ragione principale si trova nelle ipotesi introdotte circa le ore di funzionamento degli impianti. Secondo le caratteristiche del corso d'acqua prescelto e dell'insolazione sul territorio, le ore equivalenti di funzionamento degli impianti e quindi la valorizzazione dell'energia prodotta potrebbero essere suscettibili a forti variazioni lungo la vita utile degli impianti. Tali variazioni potrebbero modificare il costo di generazione dell'energia delle stazioni fotovoltaiche e del mini-idroelettrico; infatti, se il mini-idroelettrico lavorasse per 4000 ore equivalenti, il suo LCOE sarebbe pari a 86,1 US\$/MWh.

Una volta ottenuto il costo di produzione dell'energia elettrica delle stazioni fotovoltaiche è possibile calcolare il costo di generazione medio dell'alternativa B. Questo viene conteggiato con una media ponderata sull'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici e dalla centrale idroelettrica, il risultato è riportato in tabella 16, che presenta anche i dati per l'analisi dei costi degli asset di trasmissione e distribuzione.

Tabella 5 - Parametri utilizzati nella valutazione dell'alternativa B

Dati alternativa B			
Lunghezza linea MT	40,1 km	Costo generazione energia elettrica	0,112 US\$/kWh
Lunghezza linea BT	40 km		
Lunghezza linee totale	80,1 km		

Per calcolare il costo di fornitura del servizio elettrico alle utenze si deve considerare il costo annuo dei servizi di rete. Anche in quest'alternativa i costi degli asset infrastrutturali sono ripartiti annualmente sulla base del loro rispettivo indicatore percentuale di costo totale (CCC). A questi sono aggiunti i costi O&M delle linee MT e BT e i costi O&M delle stazioni di trasformazione. Questi valori sono inferiori rispetto al caso A perchè non si ha la trasformazione dall'alta tensione ed inoltre la lunghezza della rete è inferiore. Si ottiene così il costo annuo dei servizi di rete, che viene suddiviso sul totale di energia prodotta e distribuita alle utenze, conseguendo un risultato di circa 0,03 US\$/kWh. Sommando quest'ultimo al costo di generazione medio si giunge al costo sostenuto per la fornitura di energia elettrica alle utenze, pari a 0,14 US\$/kWh.

Il costo di realizzazione di questa soluzione comprende i costi infrastrutturali delle linee MT e BT, il costo della stazione di trasformazione ed i costi d'investimento per gli impianti di produzione di potenza. Il totale risulta pari a circa 7,68 mlnUS\$.

3.3 RISULTATI DEL CASO STUDIO

La tabella sottostante mostra i principali componenti di costo compresi nella valutazione delle due alternative per l'elettrificazione. In particolare, sono dapprima analizzati i costi iniziali per gli asset di trasmissione e distribuzione, in seguito sono considerati i costi operativi.

Tabella 6 - Costi e risultati per i sistemi elettrici proposti nelle due alternative

	Alternativa A	Alternativa B	
Costo AT	18000000	/	US\$
	18	/	mlnUS\$
Costo MT	200000	802655	US\$

	0,2	0,8	mInUS\$
Costo BT	424440	424440	US\$
	0,42	0,42	mInUS\$
Costo Trasformatore AT-MT	1100000	/	US\$
	1,1	/	mInUS\$
# Trasformatori da 200 kVA 11 kV MT-BT	6	6	
Costo Trasformatore MT-BT	300000	300000	US\$
	0,3	0,3	mInUS\$
Costo asset di rete totale	20024440	1527095	US\$
	20,02	1,5	mInUS\$
Costo O&M Trasformatore	42000	9000	US\$/anno
	0,042	0,009	mInUS\$/anno
Costo O&M rete	50000	16027	US\$/anno
	0,05	0,016	mInUS\$/anno
Costo asset/servizi di rete annuo	797222	116381	US\$/anno
	0,797	0,116	mInUS\$/anno
	199,3	29,1	US\$/MWh
	0,1993	0,0291	US\$/kWh
Costo di fornitura energia elettr. all'utenza	0,2793	0,1409	US\$/kWh
Costo servizi di rete/Costo en.el.utenza	0,71	0,21	%
Costo impianti produzione potenza	/	6,155	mInUS\$
Costo di realizzazione complessivo	20,02	7,68	mInUS\$

Il costo di realizzazione delle soluzioni per l'elettrificazione, come visibile dai risultati esposti in tabella 17, risulta maggiore nell'alternativa A. Il trasporto di energia elettrica lungo linee AT, combinato con la distanza sulla quale la linea AT deve essere realizzata, rappresentano gli aspetti di costo di maggior rilievo. In particolare, per sostenere un costo di realizzazione dell'alternativa d'elettrificazione A, in maniera tale che sia eguale a quello dell'alternativa B, la distanza massima della linea AT non deve superare 63 km.

Con tale valore infatti, il capitale necessario per la realizzazione delle due alternative è equivalente. Occorre però considerare che nell'alternativa A gli investimenti si concentrano nelle sole fasi di trasmissione e distribuzione; invece, nell'alternativa B, il conferimento di capitale riguarda anche la realizzazione degli impianti per la produzione di potenza. L'estensione della linea AT, dal punto più vicino d'interconnessione al sistema elettrico centralizzato fino all'area da elettrificare,

rappresenta l'elemento di maggior interesse che un soggetto finanziatore deve valutare nella decisione fra le due possibili soluzioni per l'elettrificazione. Tale interesse non deve essere rivolto solamente all'elevato costo di realizzazione della linea AT, bensì occorre considerare l'eventualità di poter riconfigurare il sistema elettrico in futuro, allacciando alla linea stessa nuove derivazioni per servire nuovi centri di domanda. In questa maniera si comprende la dimensione più flessibile e dinamica dell'alternativa d'elettrificazione A, che permette di soddisfare fabbisogni elettrici territoriali soggetti a forti evoluzioni. Invece, l'alternativa B rimane su un territorio contestuale all'area d'elettrificazione inizialmente interessata e difficilmente può annettere utenze e fabbisogni crescenti localizzati in aree distanti.

Dal confronto dei risultati ottenuti nell'analisi delle due alternative, esposti in tabella 17, è evidente come il costo di fornitura dell'energia elettrica alle utenze risulti superiore nell'alternativa A. Ciò è dovuto agli ingenti costi da sostenere per la realizzazione della trasmissione AT e annessa stazione di trasformazione. Un parametro che influenza questo risultato è la lontananza dell'area da elettrificare dal punto più vicino per l'interconnessione all'esistente rete di trasmissione. Molti territori non elettrificati delle nazioni target sono situati distanti da un possibile punto d'interconnessione, per questa ragione, nell'alternativa A, si è utilizzato un valore di riferimento pari a 200 km. Per ottenere un costo di fornitura del servizio pari a quello dell'alternativa B, modificando il parametro lunghezza AT, occorre che l'estensione della linea AT non superi i 27 km. Dunque, al di sopra di questa distanza il costo di fornitura del servizio elettrico è inferiore nell'alternativa B, mentre al di sotto il costo della fornitura del servizio è inferiore con l'alternativa A. Tuttavia, occorre rimarcare che il costo di fornitura del servizio elettrico mediante l'alternativa B, pari a 0,1409 US\$/kWh, è un valore ideale ottenibile con una mini-grid progettata secondo le caratteristiche sopra descritte.

Nella realtà delle nazioni target risulta difficile identificare dei corsi d'acqua capaci d'installare delle centrali mini-idroelettriche che rivestano il carico di base del sistema. Inoltre, gli impianti fotovoltaici producono energia elettrica solamente nelle ore diurne e l'adozione di sistemi d'accumulo non risulta ancora economicamente conveniente.

Pertanto, la programmabilità dei flussi elettrici della rete, finalizzata all'incontro dell'offerta con l'evoluzione della domanda, giornaliera ed annuale, viene tipicamente demandata ad impianti diesel. Questi ultimi comportano dei costi, d'installazione ed operativi, molto variabili a seconda del contesto in cui vengono localizzati. Nel grafico in figura 53 è riportato il costo di fornitura dell'energia elettrica all'utenza dell'alternativa A al variare della lunghezza della linea AT. Confrontandolo con il costo di fornitura dell'energia elettrica all'utenza dell'alternativa B e di una mini-grid asservita interamente dalla produzione mediante generatori diesel, valori costanti, si osservano i limiti di convenienza. In particolare, l'alternativa A è caratterizzata da un inferiore costo di fornitura dell'energia elettrica all'utenza, rispetto all'alternativa B, al di sotto di 27 km di linea AT. Tuttavia, una tipologia di mini-grid simile a quella dell'alternativa B non è sempre realizzabile: diventano allora interessanti le valutazioni riguardo l'adozione di una mini-grid di tipo diesel. Quest'ultima tipologia di sistema elettrico tipicamente presenta un costo di fornitura dell'energia elettrica all'utenza molto alto; nel grafico in figura 53 è stato proposto un valore di 0,3 US\$/kWh, che lo rende conveniente rispetto all'alternativa A solo quando quest'ultima supera i 225 km di linea AT.

Un altro parametro che influenza fortemente il costo di fornitura dell'energia elettrica alle utenze e perciò la convenienza fra le due alternative, è la quantità totale di energia che viene distribuita alle utenze; infatti, suddividendo i costi per la realizzazione delle infrastrutture di rete su un diverso valore di fabbisogno energetico,

varia la stessa componente di costo annuo dei servizi di rete. Per analizzare come si modifica il confine di convenienza tra le due alternative, si considera inizialmente il fabbisogno totale delle utenze raddoppiato a 8000 MWh. Nell'alternativa A è possibile ipotizzare l'esistenza di un impianto di produzione di potenza, allacciato al sistema elettrico, capace di soddisfare tale fabbisogno; invece, nell'alternativa B occorre ridimensionare gli impianti per la produzione di potenza e così calcolare il nuovo costo di generazione. Semplificando i calcoli sulla componente di costo relativa alla fase di generazione e mantenendo il valore precedentemente utilizzato per l'alternativa B, pari a 0,112 US\$/kWh, di seguito si ottengono i costi di fornitura del servizio elettrico alle utenze con il valore di fabbisogno energetico modificato:

Tabella 7 - Costo di fornitura del servizio elettrico con parametro di energia servita modificato

	Alternativa A	Alternativa B	
Costo di fornitura energia elettr. all'utenza	0,1797	0,1264	US\$/kWh

Si evince come il costo di fornitura del servizio elettrico sia diminuito per entrambe le alternative, proprio grazie alla ripartizione del costo degli asset infrastrutturali di rete su una maggiore quantità di energia elettrica distribuita. È interessante però notare come la riduzione di costo sia maggiore nell'alternativa A, pari al 35%, rispetto alla riduzione ottenuta con l'alternativa B, pari al 10%; questo poiché la componente di costo di servizi di rete è maggiore nell'alternativa A. Qualora nell'alternativa d'elettrificazione A il fabbisogno energetico crescesse ulteriormente, pur dovendo sostenere maggiori costi delle linee MT e BT per la distribuzione dell'energia, la parte di costo per le componenti AT verrebbe suddivisa su una quantità di kWh ancor più grande. In queste considerazioni viene ipotizzato che esiste un impianto di produzione di potenza connesso al sistema elettrico in grado di soddisfare tale fabbisogno crescente. L'alternativa A si presta a modifiche di sistema: attraverso interventi mirati la configurazione della rete stessa può variare in maniera tale da interconnettere un numero maggiore di villaggi ed utenze. La scelta d'elettrificazione mediante quest'alternativa deve essere però accompagnata da un piano di domanda territoriale che giustifichi la crescita di fabbisogno energetico e di utenze disposte a pagare il

servizio. Infatti, un requisito fondamentale per giustificare l'alternativa d'elettrificazione A è la presenza di un numero di utenze tale da garantire la domanda di ingenti quantità di energia elettrica. Quest'ultimo è un aspetto, come già visto in precedenza, fortemente incerto nel contesto delle nazioni target. Invece, nell'alternativa B non è possibile considerare una tale crescita del fabbisogno energetico per almeno due ragioni. Da un lato la dispersione geografica delle potenziali utenze africane comporta che queste siano difficilmente raggiungibili attraverso l'impiego di linee MT; infatti, una conseguenza del trasporto di energia elettrica su grandi distanze senza la sua trasformazione in AT significherebbe andare incontro ad elevate perdite sistemiche distributive. Dall'altro lato la progettazione del sistema elettrico è presumibilmente tale da vincolare la potenza installata al carico di rete massimo ipotizzato; pertanto, al crescere del fabbisogno energetico si dovrebbe aumentare la capacità installata con l'adozione di nuovi impianti per la produzione di potenza. Assumendo una crescita di fabbisogno energetico delle utenze tale che ambedue le alternative d'elettrificazione siano capaci di soddisfarlo mantenendo costante il costo della fase di generazione, si osserva nel grafico in figura 54 come varia il costo di fornitura del servizio elettrico alle utenze, al variare della quantità di energia servita. Valutando la convenienza tra le due alternative d'elettrificazione rispetto al solo parametro di costo di fornitura del servizio alle utenze, risulta comprensibile dalla figura 54, almeno in parte, come mai gli investimenti infrastrutturali abbiano quasi sempre privilegiato l'estensione dell'attuale rete di trasmissione e distribuzione rispetto all'implementazione di reti autonome. Infatti, il grafico in figura 54 deve essere compreso partendo dal parametro inizialmente considerato nel caso studio, ovvero di fabbisogno energetico totale servito alle utenze pari a 4000 MWh. In questo caso risulta evidente come la mini-grid sia in grado di fornire il servizio elettrico ad un costo inferiore rispetto all'estensione della rete centralizzata. Andando da sinistra verso destra, ovvero aumentando la quantità di energia servita, si osserva come la componente di costo di servizi di rete si riduca, fino a portare il costo di fornitura dell'energia elettrica alle utenze al suo limite asintotico, pari al costo di generazione. Dunque, si evince come l'impiego di una mini-grid autonoma consenta di ottenere un costo per la fornitura del servizio elettrico inferiore all'estensione della rete centralizzata solamente fino ad un certo limite di

energia servita. Oltre questo limite, infatti, si osserva come il costo per la produzione dell'energia diventa l'aspetto di maggiore importanza nella determinazione del costo totale di fornitura. Mentre l'alternativa A consente la costruzione di grandi impianti per la produzione di potenza, che godono di benefici di costo grazie alle economie di scala, l'alternativa B non lo permette e deve perciò attendere innovazioni tecnologiche per la riduzione del costo di generazione.

Nella valutazione delle due alternative d'elettificazione occorre anche considerare il loro livello di affidabilità nella fornitura del servizio elettrico. Il sistema elettrico proposto nell'alternativa A, d'interconnessione del territorio mediante una linea AT, è più vulnerabile ed esposto a rischi di rottura proprio nella fase di trasmissione. Un guasto o un malfunzionamento in un punto del lungo tratto di collegamento del sistema distributivo con la distante rete di trasmissione centralizzata porta all'interruzione della fornitura del servizio per tutte le utenze asservite. I tempi di riparazione, così come i costi necessari per l'individuazione del malfunzionamento nella rete e del suo ripristino, non sono paragonabili a quelli dell'alternativa B. Infatti, nella mini-grid a rete circolare proposta con l'alternativa B, non solo l'affidabilità è almeno di un ordine di grandezza superiore, grazie al funzionamento bi-direzionale della rete nei flussi elettrici, ma anche i tempi e i costi necessari per l'individuazione e la riparazione del malfunzionamento sono contenuti, grazie ai sistemi di controllo, automazione e sensoristica che permettono un'interazione più rapida e snella nella manutenzione. Si ha come conseguenza, per il gestore del sistema elettrico, una maggiore semplicità operativa e per l'utenza un più alto livello di garanzia di fornitura. Occorre però precisare che l'affidabilità del sistema elettrico proposto nell'alternativa B, nel caso di un guasto o di un malfunzionamento della rete, dipende anche da come è stato progettato il sistema degli interruttori e delle protezioni; infatti, più lo schema di questi sistemi è complesso e più viene ridotta la probabilità di fuori servizio.

4. CONCLUSIONI E FUTURI SVILUPPI

L'Africa sub-sahariana e, in particolare, le nazioni considerate affrontano un insieme di sfide per risolvere la crisi di produzione di potenza che le contraddistingue e per il potenziamento dei propri sistemi elettrici. I progetti e le iniziative d'elettrificazione che finora sono stati promossi hanno saputo, solamente in parte, comprendere le numerose dimensioni che queste sfide rappresentano. Pertanto, l'obiettivo proposto da questa tesi è di analizzare lo stato dei sistemi elettrici, esaminando le criticità e le opportunità che li caratterizzano, con riguardo alla storia recente dei finanziamenti alle infrastrutture e relativi parametri, al fine di supportare un soggetto finanziatore nei processi decisionali e nel superamento delle difficoltà interne al settore elettrico, iniziando dalle prime fasi di pianificazione di un progetto.

In particolare, considerando le variabili ed i fattori che influenzano le sfide per il potenziamento dei sistemi elettrici e l'espansione territoriale del servizio, si è compreso come la formulazione di un modello che sia adattabile a tutti i contesti, comprensivo di tutte le dimensioni che determinano i risultati di un progetto d'elettrificazione sia di difficile implementazione. La motivazione di questo si trova nelle singolari specificità di ogni progetto rispetto alla domanda, alle risorse disponibili, al rischio del sistema paese oltrechè nell'aleatorietà dei parametri economici degli investimenti in un contesto in continua evoluzione. Infatti, l'identificazione di soluzioni che garantiscano il successo di ogni singolo progetto deve necessariamente passare attraverso la contestualizzazione delle diverse dimensioni e variabili per l'espansione del servizio elettrico.

Si sono pertanto analizzate con maggiore dettaglio solamente alcune delle barriere al potenziamento dei sistemi elettrici. Con riguardo alle altre barriere si è desiderato fornire un insieme di buone pratiche da condividere, per cercare di gestire il loro rischio associato a progetti d'elettrificazione.

Con l'intento di evidenziare le diverse strategie per l'elettrificazione delle nazioni target, in base alle considerazioni sviluppate nel presente studio per l'espansione dell'accesso all'energia elettrica, si è presentato un caso studio per l'elettrificazione di una nuova area. Quest'ultimo si è posto l'obiettivo di fornire il servizio ad un insieme di utenze residenziali, commerciali e industriali, con un costo contenuto. Si

sono quindi esaminate due possibili soluzioni progettuali alternative: l'estensione del sistema elettrico centralizzato e l'adozione di una mini-grid autonoma. Si sono adottate alcune ipotesi ed assunzioni di partenza per la valutazione delle due alternative. Tale valutazione ha in particolare riguardato il parametro di costo di fornitura del servizio elettrico alle utenze. Quest'ultimo è ritenuto importante per l'individuazione di potenziali utenze disposte a pagare il servizio; si è inoltre esaminato il costo di realizzazione della soluzione progettuale, in quanto parametro indicativo della sostenibilità economica di progetto. La lontananza dell'area da elettrificare dal punto più vicino del sistema elettrico centralizzato e la quantità di energia elettrica distribuita alle utenze sono le variabili che, in misura maggiore, hanno influenzato i risultati delle due alternative. Sono state espresse alcune considerazioni in merito all'impatto di tali variabili sul costo di fornitura del servizio elettrico alle utenze, cercando di individuare i limiti di convenienza tra le soluzioni proposte. In particolare, l'adozione di una mini-grid alimentata da energie rinnovabili è risultata maggiormente conveniente per valori contenuti di energia elettrica distribuita. Viceversa, l'estensione della rete di trasmissione centralizzata ha evidenziato una maggiore convenienza per valori più elevati di fabbisogno energetico da soddisfare. Il costo di fornitura del servizio elettrico in quest'ultima alternativa è risultato inferiore alla mini-grid proposta solamente per un valore molto limitato di estensione della linea AT. Qualora invece il contesto d'installazione della mini-grid si allontani dalle condizioni favorevoli assunte nello specifico caso studio e diventi quindi necessaria l'adozione di combustibili fossili per la sua alimentazione, allora l'estensione della rete di trasmissione centralizzata ha rilevato un range di convenienza più elevato.

4.1 MODELLI DI BUSINESS

Tra i tanti presenti ci sono tre modelli di business, che utilizzano le fonti rinnovabili e che potrebbero aiutare a diffondere l'accesso all'energia elettrica nelle aree rurali dell'Africa subsahariana, ed entrambe partono da un principio molto semplice: l'elettricità generata da un impianto elettrico domestico costa tra 10 e 15 centesimi di \$ per kilowattora (kWh) [10]. Un abitante di villaggio rurale africano, tuttavia, paga un costo equivalente di \$ 8 per kWh per l'illuminazione dell'abitazione mediante del cherosene, il 30 per cento del reddito mensile familiare viene speso per il cherosene.

Il caricamento di un telefono cellulare è ancora più costoso. Un abitante di un villaggio rurale paga un costo quasi 400 volte superiore per caricare un telefono cellulare se vive in un villaggio rurale che se abitasse in una zona urbanizzata e servita da un normale impianto di energia elettrica [11].

Esaminiamo nel dettaglio i due modelli:

- a) Azuri Technologies applica ai propri clienti il modello Pay-As-You-Go (PAYG) [12] offrendo l'installazione di pannelli fotovoltaici che contengono 2-5 watt a pannello e un'unità di controllo che alimenta le luci a LED e carica dispositivi come i telefoni cellulari al costo di circa 10\$/mese. Costa meno della metà del prezzo settimanale del kerosene e viene attivato da un codice ottenuto tramite l'acquisto di schede prepagate che viene poi inviato alla società tramite un messaggio SMS, del tutto simili ai costi sostenuti per ricaricare i nostri contratti per la telefonia mobile prepagati. I clienti ricevono da Azuri Technologies, un altro codice che inseriscono nel loro sistema ed attivano i pannelli per la produzione di energia. Il modello di business di Azuri Technologies si basa su delle partnership con i distributori nazionali dei Paesi target [13]. Nel caso del Ruanda, ad esempio sono stati esaminati numerosi potenziali partner di distribuzione e si sono concretizzate alla fine le trattative con due sole società locali, entrambe coinvolte nella distribuzione di lanterne solari. I criteri di selezione si basavano sulla loro possibilità di accesso e coinvolgimento delle comunità rurali e sull'accesso alla distribuzione all'utenza finale, sull'esperienza nello sfruttamento dell'energia solare e sull'interesse nello sviluppo di un'offerta basata sul modello proposto da Azuri Technologies. Il prodotto è venuto in loco da agenti di vendita che anche responsabili dell'installazione del sistema di produzione di energia nonché dell'assistenza post vendita. Le famiglie che hanno acquisito il dispositivo hanno riportato chiari benefici dall'uso del prodotto, sebbene nella maggior parte dei casi non sostituisse completamente altri dispositivi come ad esempio quelli dedicati alla cottura dei cibi, ma piuttosto lo consentisse per illuminazione aggiuntiva o ad esempio la ricarica di un telefono cellulare. Le famiglie che hanno adottato il dispositivo fornito da Azuri come unica fonte di illuminazione o in combinazione con altre

avevano rispettivamente 1,75 e 2,5 volte di più tempo di illuminazione al giorno rispetto ad altre famiglie non dotate del dispositivo. Ciò ha consentito agli utenti di trovare tempo ulteriore soprattutto la sera da dedicare all'educazione dei bambini e lettura per adulti.

b) Angaza design propone, invece, una transazione autenticata dal telefono cellulare, basata sul sistema M-KOPA (che è la variante della rete mobile a pagamento M-PESA [14]). Il sistema è costituito da una stazione base con un pannello solare, tre lampade e un kit di alimentazione destinato alla ricarica per telefoni cellulari. Gli abbonati possono scegliere vari tagli di ricarica (in modo molto simile alle ricariche telefoniche delle schede prepagate che è possibile effettuare nel nostro Paese) e possono prevedere l'aggiornamento dei dispositivi per aumentare la produzione elettrica, nonché abbinare anche dei servizi finanziari che permettono un pagamento rateale del dispositivo (analogamente a quello che avviene con le compagnie telefoniche in Italia). Gli abbonamenti sono generalmente offerti a prezzi convenienti e accessibile per le famiglie a basso reddito.

Entrambe le soluzioni (*a* e *b*) sono già molto diffuse nelle aree rurali dell'Africa: Azuri supera più di 21.000 clienti, Angaza 30.000 e sono entrambe molto diffuse in tutto il continente e continuano ad acquisire un gran numero di clienti.

Le soluzioni PAYG sul mercato oggi hanno generalmente tre vantaggi competitivi rispetto ad altri modelli di business:

- i pagamenti dei clienti finali sono digitalizzati, tramite transazioni formali in addebito sul conto mobile del cliente o in assenza attraverso i codici di prova di pagamento inviati tramite SMS;
- l'hardware proprietario viene utilizzato per vincolare l'utilizzo dei servizi energetici ai pagamenti;
- software che elabora pagamenti digitali e gestisce la comunicazione automatizzata con prodotti, clienti finali e agenti.

4.2 L'ESEMPIO DI ENEL GREEN POWER IN ETIOPIA

Enel Green Power (EGP), è una società nata come spin-off di Enel Produzione, che si occupa della produzione di energia elettrica derivata da fonti rinnovabili quali solare, eolico, idroelettrico, geotermico e da biomasse.

Da anni EGP distribuisce energia elettrica nel continente africano, e nella scelta del paese target per i suoi investimenti tiene in considerazione tre requisiti:

- un'economia sana
- un piano energetico che preveda una serie di impianti da produttori indipendenti
- un piano regolatorio trasparente

Sulla base di questi requisiti, ha portato avanti importanti investimenti in Kenya, Zambia, Marocco, Sudafrica. Nel 2016, la stessa società è stata selezionata miglior offerente per un progetto fotovoltaico da 100 MW nella gara per il solare lanciata dalla utility locale Ethiopian Electric Power ("EEP") nel quadro del Growth and Transformation Plan ("GTP 2") del governo etiope ottenendo così il diritto a sviluppare, costruire e gestire 100 MW di capacità fotovoltaica a Metehara. Nel progetto erano presenti implementazioni di sistemi di mini-grid che però non sono state interrotte a causa di una molteplicità di motivi, soprattutto di carattere socio-economico ma anche regolamentare. L'area di riferimento è caratterizzata da molte aree rurali distanti dai centri urbani dove è presente la rete nazionale, il che rende i costi di mantenimento e installazione delle mini-griglie molto più elevati. Inoltre, la regolamentazione non è chiara: non è presente nessuna garanzia in caso di arrivo della rete nazionale in tali aree rurali. Di solito questi aspetti sono risolti da agenzie regolatorie, che però non sono presenti nel territorio. Ad aggravare la situazione, è la scarsa willingness to pay dai clienti, correlata ad una forte crisi economica del Paese.

Tutti questi fattori, hanno reso l'implementazione delle mini-grid insostenibili, sia dal punto di vista economico che da quello regolatorio; l'unica eccezione sarà un ospedale alimentato dalle mini-reti di EGP, il St. Luke Catholic Hospital.

I risultati ottenuti permettono di comprendere che le energie rinnovabili, adottate in contesti d'installazione idonei per la loro corretta operatività, diventano un'opzione

di successo per l'elettrificazione non solo in quanto forma di energia più pulita rispetto alle tradizionali, ma soprattutto grazie ai costi per la produzione di potenza che permettono di ottenere. Certamente la soluzione per risolvere la crisi dei sistemi elettrici delle nazioni target non è univoca e deve essere valutata con attenzione. Il caso studio vuole indurre i soggetti finanziatori, i decisori e gli sviluppatori di progetti d'elettrificazione in ragionamenti strategici di più ampia veduta, non esclusivamente finalizzati ad un ritorno dell'investimento entro un breve termine, bensì allargando gli orizzonti di valutazione anche in un'ottica prospettica di crescita socio-economica del continente.

BIBLIOGRAFIA

- [1] IEA, *World Energy Outlook 2016*, Paris: IEA, 2016.
- [2] H. C. Morales, *The Role of Sustainable Energy Access in the Migration Debate*, Eschborn: European Union Energy Initiative (EUEI), 2017.
- [3] I. O. f. Migration, *World Migration Report 2015*, Geneva: IOM, 2015.
- [4] IEA, *World Energy Statistics and Balances 2016*, 2016.
- [5] W. Bank, *GDP per capita in Sub-Saharan Africa Countries 2016*, 2016.
- [6] IEA, *Africa Energy Outlook 2019*, 2019.
- [7] UNHCR, *World at War 2016 Global Trends 2016*, 2016.
- [8] IEA, *Data and statistics - Total primary energy supply 2017*, 2017.
- [9] OECD, *Official development assistance (ODA) 2015*, 2015.
- [10] I. F. C. 2017, *Off-Grid Solar Market Trends Report 2018*, Washington: International Finance Corporation, 2018.
- [11] J. U. Siyuan Ma, "Distributed power generation in national rural electrification plans," *Energy Research & Social Science*, vol. 44, pp. 1-5, 2018.
- [12] S. C. a. A. Munyehirwe, "Pay-as-you-go solar PV in Rwanda: evidence of benefits to users and issues of affordability," *Field Actions Science Reports*, pp. 94-103, 2016.
- [13] A. Marke, "Transforming Climate Finance and Green Investment with Blockchains," London, Elsevier, 2019, p. 144.
- [14] J. v. d. S. B. E. L. D. G. W. L. F. D. M. K. Sebastian Groh, "Decentralized Solutions for Developing Economies," *Springer*, p. 191, 2015.