POLITECNICO DI MILANO

Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Gestionale

L'elettrificazione dell'Africa sub-sahariana: analisi delle barriere, delle variabili e dei modelli decisionali per l'espansione del servizio elettrico

Relatore: Prof. Dott. Ing. Alessandro GANDELLI

Tesi di Laurea Magistrale di:

Leonardo CASARTELLI

Matricola 799666

Anno Accademico 2013 - 2014

Abstract

L'energia elettrica ha da tempo assunto un ruolo primario nel benessere della vita umana, soprattutto nelle nazioni più sviluppate. La sua disponibilità concede molti benefici, più o meno conosciuti, ma il numero di persone che nel mondo non dispone di accesso a questa forma di energia, ad oggi, supera il miliardo. In particolare, il territorio che si trova in più grandi difficoltà è quello dell'Africa sub-sahariana.

Gli studi di settore, i progetti e le iniziative promosse, finalizzati a supportare l'Africa sub-sahariana nel risolvere le problematiche rispetto all'elettrificazione del suo territorio, sono numerosi. Tuttavia, l'obiettivo delle Nazioni Unite di raggiungere un accesso universale all'energia elettrica entro il 2030 risulta ancora molto lontano dall'essere conseguito.

Questa tesi si propone di approfondire l'offerta e la domanda di energia elettrica nel territorio, analizzando lo stato dei sistemi elettrici di 37 nazioni target. Tale analisi affronta le barriere all'espansione del servizio elettrico e le potenzialità energetiche presenti per favorire l'elettrificazione. Si esaminano le difficoltà incontrate dai progetti di finanziamento avvenuti nel settore, i parametri relativi al rischio e al rendimento di un investimento e alcune iniziative promosse per risolvere la crisi di produzione di potenza.

L'obiettivo di questo lavoro è quello di orientare un soggetto finanziatore nell'affrontare la grande complessità e varietà di aspetti che caratterizzano i progetti d'elettrificazione di un territorio in via di sviluppo. Si vuole evidenziare come le dimensioni economiche, politiche, tecniche e sociali di ogni contesto territoriale influenzano il successo di un progetto per l'espansione del servizio elettrico e che queste debbano essere considerate fin dalle prime fasi di pianificazione. L'analisi circa lo sviluppo di progetti per l'elettrificazione si suddivide in due parti. La prima, qualitativa, in cui viene proposto un semplice strumento per l'identificazione e la valutazione delle variabili che in maniera rilevante e puntuale impattano il risultato di un progetto per l'elettrificazione del territorio. La seconda, quantitativa, attraverso un caso studio esemplificativo indaga l'aspetto di costo di fornitura del servizio elettrico in una nuova area, analizzando alcune variabili che influenzano maggiormente la convenienza tra due possibili soluzioni progettuali: l'estensione del sistema elettrico centralizzato e l'adozione di una mini-grid autonoma.

Sommario

Abstract ..... **II**

Sommario Figure ..... **IV**

Sommario Tabelle ..... **VI**

Introduzione **1**
Le nazioni target 5

CAPITOLO I

1 - Analisi dei sistemi elettrici delle nazioni target **8**
1.1.1 - Importanza dell'accesso all'energia elettrica 8
1.1.2 - Stato dell'accesso all'energia elettrica 11
1.1.3 - Livello dei consumi elettrici 12
1.2 - La domanda e l'offerta di energia elettrica **14**
1.2.1 - Driver di Domanda 15
1.2.2 - Driver di Offerta 18
1.2.3 - Consumi nell'industria 25
1.2.4 - Fonti di produzione di potenza a livello regionale 38
1.2.5 - Strutture dei sistemi elettrici 43
1.2.6 - Consorzi energetici regionali 45
1.3 - Prestazioni dei sistemi elettrici **47**
1.3.1 - Interruzioni di fornitura 48
1.3.2 - Tariffe per la fornitura di energia elettrica 52
1.3.3 - Costi per la connessione al servizio elettrico 55
1.3.4 - Perdite sistemiche 57

CAPITOLO II

2 - Sfide ed Opportunità per l'elettrificazione **59**
2.1.1 - Barriere al potenziamento dei sistemi elettrici 59
2.2 - Analisi risorse e fonti di energia **61**
2.2.1 - Le energie rinnovabili 61
2.2.2 - Energia Eolica 65
2.2.3 - Energia Idroelettrica 68
2.2.4 - Energia Solare 71
2.2.5 - Energia Geotermica 74
2.2.6 - Biomasse 75
2.2.7 - Gli Idrocarburi 77
2.2.8 - Confronto tra tecnologie per la produzione di potenza 79

CAPITOLO III

3 - Finanziamento all'infrastruttura 81
3.1 - Storia recente degli investimenti nel settore elettrico 81
3.2 - Rendimento e rischio negli investimenti nel settore elettrico 84
3.3 - Rischio politico nel settore elettrico 87
3.4 - Caso studio del gasdotto Chad-Cameroon 91
3.5 - Metodi di finanziamento 93
3.6 - Caso studio Power Africa 96

CAPITOLO IV

4 - Valorizzazione e sviluppo di progetti per l'elettrificazione 100
4.1 - Modelli di business per l'elettrificazione 100
4.1.1 - Struttura proprietaria ed organizzativa 101
4.1.2 - Struttura tariffaria 104
4.1.3 - Soluzioni tecniche per l'elettrificazione 105
4.1.4 - Fattori di successo per l'elettrificazione 111
4.2 - Strumento di supporto alle decisioni per la valutazione delle variabili di un progetto d'elettrificazione 114
4.3 - Caso studio: Elettrificazione di una nuova area 121
4.3.1 - Analisi soluzione A: Estensione della rete di trasmissione e distribuzione centralizzata 125
4.3.2 - Analisi soluzione B: Implementazione di una mini-grid autonoma 127
4.3.3 - Risultati del caso studio 132

Conclusioni 138

Bibliografia 140

Sommario Figure

Figura 1 - Confronto tra potenza installata per alcuni paesi in via di sviluppo (GW) 2

Figura 2 - Accesso all'energia elettrica (% della popolazione) 11

Figura 3 - Confronto consumi elettrici pro capite 13

Figura 4 - Confronto tra potenza installata per alcune nazioni target (GW) 15

Figura 5 - PIL e consumi elettrici nelle nazioni target 16

Figura 6 - Relazione consumi elettrici pro capite e PIL pro capite 16

Figura 7 - Popolazione e capacità installata nelle nazioni target 19

Figura 8 - Popolazione e capacità installata nelle nazioni target esclusa la Nigeria 19

Figura 9 - Popolazione e capacità installata insieme 1 20

Figura 10 - Popolazione e capacità installata insieme 2 20

Figura 11 - Popolazione e capacità installata insieme 2 21

Figura 12 - PIL e capacità installata insieme 1 22

Figura 13 - PIL e capacità installata insieme 2 22

Figura 14 - PIL e capacità installata insieme 3 22

Figura 15 - Importazioni di energia elettrica per alcune nazioni target 24

Figura 16 - Importazioni di energia elettrica per alcune nazioni target 24

Figura 17 - Composizione per settori del PIL nelle regioni 25

Figura 18 - Processo di lavorazione di una miniera di Rame - dal minerale al metallo 29

Figura 19 - Stato attuale e prospettive di sviluppo del settore minerario in Mauritania 31

Figura 20 - Contributo del settore manifatturiero alla creazione del PIL 2013 per regioni 34

Figura 21 - Prodotti dell'industria ittica 35

Figura 22 - Fonti di produzione di potenza per regione 39

Figura 23 - Estensione geografica del fiume Congo 40

Figura 24 - Estensione geografica del fiume Zambezi 41

Figura 25 - Mappa delle reti di trasmissione elettrica 44

Figura 26 - Densità abitative del continente 45

Figura 27 - Interruzioni alla fornitura elettrica nell'anno 2013 in imprese operanti nelle nazioni target 49

Figura 28 - Valore perso dovuto ad interruzioni della fornitura elettrica come percentuale delle vendite 50

Figura 29 - Caratteristiche imprese proprietarie di generatori d'emergenza 51

Figura 30 - Analisi tariffe nazioni dell'Africa meridionale (UPDEA 2009) 52

Figura 31 - Analisi tariffe nazioni dell'Africa centrale (UPDEA 2009) 53

Figura 32 - Taglie degli impianti di produzione di potenza nelle regioni 54

Figura 33 - Esempio di contromisure alle perdite sistemiche non tecniche in Tanzania 58

Figura 34 - Potenziale di produzione di potenza da fonte eolica e rete di trasmissione e distribuzione 67

Figura 35 - Velocità del vento e densità abitative 67

Figura 36 - Mappa della rete idrica e dei corsi d'acqua con alcuni punti di rilevazione 69

Figura 37 - Mappa delle densità abitative 70

Figura 38 - Mappa di siti in cui l'installazione di impianti idroelettrici appare promettente 70

Figura 39 - Mappa GHI dell'Africa 72

Figura 40 - Mappa DNI dell'Africa 72

Figura 41 - Aree di potenziale geotermico in Kenya 75

Figura 42 - Mappa della densità di biomasse in Africa 76

Figura 43 - Recenti e prossime elezioni nelle nazioni target 89

Figura 44 - Tipologie di rischio nelle nazioni target 90

Figura 45 - Il percorso del gasdotto Chad-Cameroon 92

Figura 46 - Esempio di applicazione del modello GET FiT in Uganda 94

Figura 47 - Processo di transazioni di Power Africa 98

Figura 48 - Schema di un sistema elettrico a generazione centralizzata 106

Figura 49 - Estensione territoriale del continente Africa a confronto con l'Europa 108

Figura 50 - Schema di un sistema elettrico a generazione distribuita 109

Figura 51 - Variabili d'impatto su possibili progetti d'elettrificazione 118

Figura 52 - Esempio di territorio su cui realizzare un nuovo sistema elettrico 122

Figura 53 - Costo di fornitura del servizio elettrico dell'alternativa A al variare della lunghezza linea AT 134

Figura 54 - Costo di fornitura del servizio elettrico al variare del parametro di energia servita 136

Sommario Tabelle

Tabella 1 - Consumi settore industriale per paesi (GWh) 26

Tabella 2 - Consumi elettrici in Zambia per settore nel 2008 28

Tabella 3 - Impianti di produzione di potenza in Zambia 30

Tabella 4 - Impianti di produzione di potenza in DRC 30

Tabella 5 - Struttura delle vendite di CEET 32

Tabella 6 - Potenza installata ogni mille abitanti nelle regioni 38

Tabella 7 - Impianti idroelettrici più grandi nelle nazioni target 40

Tabella 8 - Estensione delle reti di trasmissione e distribuzione per alcune nazioni target 42

Tabella 9 - Costi di connessione al servizio elettrico come percentuale del reddito famigliare 56

Tabella 10 - Esempi di progetti idroelettrici in via di sviluppo 71

Tabella 11 - Esempio per la valutazione d'impatto su un ipotetico progetto di alcuni possibili fattori 120

Tabella 12 - Componenti di costo e dati utilizzati nella valutazione delle due alternative 125

Tabella 13 - Parametri utilizzati nella valutazione dell'alternativa A 126

Tabella 14 - Valutazione LCOE per la centrale mini-idroelettrica 129

Tabella 15 - Valutazione LCOE per le stazioni fotovoltaiche 130

Tabella 16 - Parametri utilizzati nella valutazione dell'alternativa B 131

Tabella 17 - Costi e risultati per i sistemi elettrici proposti nelle due alternative 132

Tabella 18 - Costo di fornitura del servizio elettrico con parametro di energia servita modificato 135

Introduzione

Lo sviluppo socio-economico dell'Africa sub-sahariana è legato alla disponibilità di energia. Occorre rilevare che il termine "energia" può assumere diversi significati. Una fonte di energia primaria è una forma di energia che non è il risultato di trasformazioni ed è presente in natura. Una fonte di energia secondaria è invece una forma di energia che si ha come risultato a valle di una trasformazione, come può essere un carburante raffinato dal petrolio. Questa tesi esamina con maggiore enfasi l'energia elettrica, che è una forma di energia secondaria; pertanto, sono limitatamente considerate l'energia intesa come fabbisogno termico, oppure l'energia intesa come carburante per il trasporto.

Le nazioni dell'Africa sub-sahariana sono da sempre state coinvolte in una profonda crisi di produzione di potenza. La capacità elettrica installata nella regione è inferiore rispetto a qualsiasi altra parte al mondo. La sua crescità è stagnante, soprattutto se comparata con le altre nazioni in via di sviluppo. Tale fenomeno si può osservare nella figura 1. Inoltre, secondo la World Bank, il numero di abitazioni connesse alla rete elettrica in questa regione risulta molto inferiore se paragonato allo stesso dato di altri paesi in crescita[1]. Tra tutte le nazioni dell'Africa sub-sahariana non è tuttavia corretto generalizzare queste considerazioni: ci sono infatti dei paesi come il Sudan, l'Ethiopia oppure la Cote d'Ivoire che hanno vissuto recenti anni di forte crescita di potenza installata, anche grazie ad investimenti esteri. Le nazioni africane, dunque, rispecchiano diverse esperienze a seconda delle condizioni politiche, sociali, economiche ed ambientali e vedono affacciarsi specifiche sfide per accrescere l'accesso della popolazione all'energia, valorizzando le risorse a disposizione. Gli approfondimenti del contributo della disponibilità e dell'accesso all'energia allo sviluppo socio-economico sono rimandati al capitolo 1 mentre le fonti di energia primaria sono brevemente trattate nel capitolo 2.

---

[1] *Making Sense of Africa's Infrastructure Endowment: A Benchmarking Approac*h - Tito Yepes, Justin Pierce, and Vivien Foster, 2008

[2] https://africanstates.wordpress.com/2013/02/01/the-history-of-electricity-production-in-africa

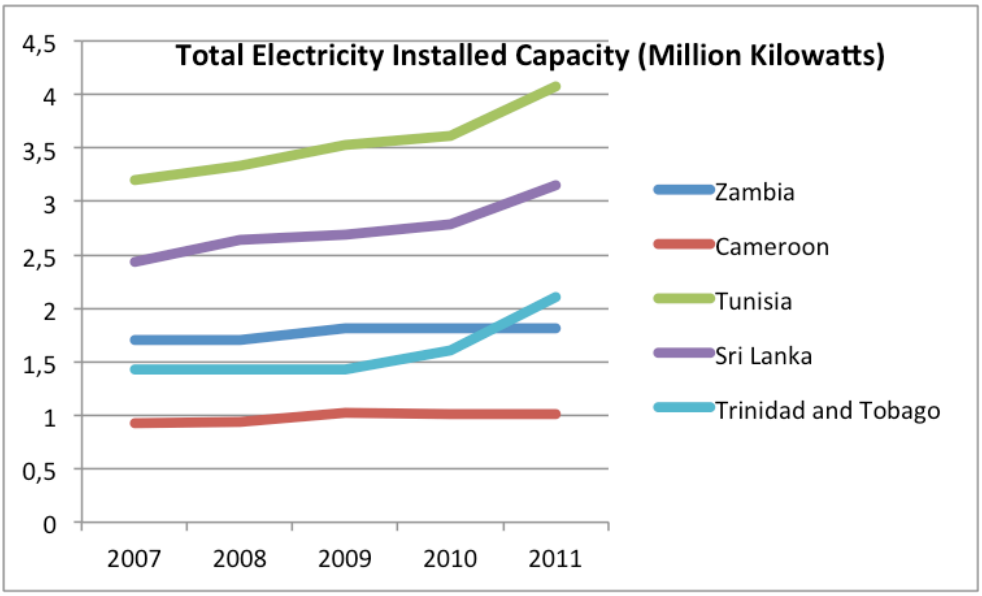

Figura 1 - Confronto tra potenza installata per alcuni paesi in via di sviluppo (GW)

All'interno dell'ambito elettrico, tradizionalmente, l'installazione d'impianti per la generazione di potenza nel continente africano ha riguardato in maniera predominante la fonte idroelettrica. L'attenzione della letteratura accademica riguardo la genesi e lo sviluppo della produzione elettrica nell'Africa sub-sahariana non è mai stata significativa; solamente nel South Africa sono state effettuate alcune ricerche riguardo l'utilizzo di energia elettrica nelle attività minerarie a partire dal XX secolo. I primissimi sviluppi verso l'elettrificazione si sono verificati nelle colonie britanniche dell'Africa dell'ovest e nell'Africa francese. Lo sviluppo del sistema elettrico però, a quei tempi, mirava a soddisfare necessità differenti: nel South Africa l'attenzione si focalizzava al mondo industriale, mentre in nazioni colonizzate come il Senegal o la Nigeria l'interesse era rivolto allo sviluppo ferroviario e all'illuminazione stradale. Nel 1896 un esempio d'elettrificazione ha riguardato l'implementazione di un piccolo sistema per la fornitura del servizio nella sede del governo della Nigeria del sud. Analogamente, nel 1887 sono stati installati dei primordiali generatori diesel nel palazzo dell'imperatore d'Ethiopia Yohannes IV. Nel 1915 in South Africa il sistema elettrico britannico era il più vasto dell'impero: l'elettricità prodotta nel sito di Victoria Falls raggiungeva più del doppio dei consumi di Londra, Birmingham e Sheffield (Coquery-Vidrovitch, 2003). Il settore minerario era particolarmente attivo anche nella Rodesia meridionale, l'attuale Zimbabwe; l'utilizzo elettrico era qui di tipo politico-strategico, orientato alle miniere per le vendite e l'esportazione.

Le prime installazioni idroelettriche del XX secolo sono state realizzate nell'Africa orientale tedesca, su modelli improntati dalle autorità coloniali, ma l'era delle grandi dighe si apre a partire dalle prime dichiarazioni d'indipendenza delle nazioni africane. I cambiamenti di governo hanno spinto molti paesi, come la Tanzania, verso l'implementazione di una strategia energetica propria; infatti, dal 1970 al 1980 nel continente sono state costruite 54 nuove centrali idroelettriche[2].

In risposta alla crescita della domanda di energia elettrica, accompagata da insufficenti strategie di pianificazione dei sistemi e dell'infrastruttura elettrica nel territorio sub-sahariano, si è gradualmente passati verso scelte tecnologiche di impianti alimentati da idrocarburi fossili. Nel tempo, questi hanno maggiormente contribuito al totale di capacità di generazione installata. E così si è andato minando il concetto di affidabillità di approvvigionamento e sicurezza energetica; la conversione verso tecnologie di questo tipo, infatti, ha comportato numerose implicazioni: si pensi che l'Africa nell'ultimo decennio ha visto crescere il proprio consumo di petrolio da un 3,25% ad un 4% del totale dei consumi a livello globale. Questo ha costituito un aumento rilevante dell'esposizione al rischio nei mercati energetici globali, anche perchè nel medesimo periodo i tassi di crescita e di consumo nei BRICs[3] sono stati fortissimi, così portando a maggiori pressioni sui prezzi dell'energia primaria, causando impatti sulla sicurezza energetica dei paesi importatori[4].

Come avremo modo di comprendere in seguito, il modello tradizionalmente applicato per l'elettrificazione dell'area sub-sahariana, comprendente la pianificazione e l'installazione di siti per la produzione di potenza e la predisposizione delle infrasrutture per la trasmissione e la distribuzione di energia elettrica, ha portato a ripetuti insuccessi e fallimenti. Questi ultimi sono evidenziati dalla crisi di produzione di potenza che caratterizza il territorio e dai bassi livelli di accesso all'energia elettrica della popolazione. In particolare, il modello tradizionalmente applicato si basava sull'assegnazione di concessioni a grandi gruppi industriali che sostanzialmente replicavano la metodologia di sviluppo della rete elettrica occidentale. Tale modello è caratterizzato da ingenti investimenti per la costruzione della rete di trasmissione e distribuzione, oltrechè per grandi impianti per la generazione di potenza, magari localizzati distanti dalle utenze,

---

[2] https://africanstates.wordpress.com/2013/02/01/the-history-of-electricity-production-in-africa

[3] Tra le nazioni facenti parte sono il Brasile, la Russia, la Cina e l'India.

[4] Energy Access and Security in Eastern Africa - Status and Enhancement Pathways - United Nations Economic Commission for Africa, 2014

aggravandone ulteriormente i costi necessari per le infrastrutture. Questo modello di sviluppo ha bene funzionato in Europa ma si è rivelato insufficiente nel continente africano. Questo poichè lo sviluppo occidentale ha vissuto un'esperienza più longeva per l'evoluzione del proprio sistema elettrico ed è stato caratterizzato da flussi di capitali cumulati investiti nel tempo. Il modello applicato nell'Africa sub-sahariana, da un lato ha registrato numerosi problemi per la gestione e il mantenimento della rete elettrica, a causa di una mancata applicazione dei corretti canoni d'esercizio e dell'insufficiente esperienza operativa delle risorse umane preposte al controllo e alla gestione efficace del sistema. D'altro lato, tale modello si scosta significativamente dalle condizioni europee in cui è stato in passato applicato con successo, in quanto la geografia e la storia del continente africano si presentano con una fisionomia del tutto differente. A tal proposito si pensi alla diversità della densità abitativa e dei relativi consumi elettrici territoriali variabili e intermittenti nelle regioni africane; ciò dev'essere anche unito ad alcune considerazioni storiche: infatti, la maggior parte delle nazioni africane sono ancora oggi influenzate dagli effetti ereditati dall'epoca del colonialismo. Il colonialismo si basava sullo sfruttamento delle risorse presenti nelle aree controllate per trarne i massimi benefici, quali il minore prezzo di approvvigionamento delle materie prime, a favore delle nazioni controllanti. Questo fenomeno ha creato meccanismi tali che la produzione delle nazioni africane fosse centrata all'esportazione e mirata solamente su alcune tipologie di beni, impattando significativamente sulle economie locali. Per esempio in Tanganyika, attuale Tanzania, le autorità coloniali hanno voluto trasferire la forza lavoro dalla produzione alimentare alla coltivazione e raccolta del cotone, comportando problemi di reperibilità di prodotti alimentari. Incentrando l'economia all'esportazione, sono state persino create infrastrutture di collegamento con le località costiere, in quanto l'interesse era quello del trasporto di materie prime ai mercati europei. Ciò ha impattato sullo sviluppo tecnologico ed industriale delle nazioni africane in maniera negativa, poichè si è imposto come modello di sviluppo economico l'importazione di una varietà di beni che localmente non erano disponibili. Di conseguenza si è creata una forte dipendenza nei confronti delle economie europee. A partire dalla seconda guerra mondiale, in seguito agli stravolgimenti politici che hanno condotto ad una progressiva decolonizzazione delle nazioni africane, si è riscontrato in molte aree una instabilità politica ed un isolamento commerciale. Tale isolamento commerciale non ha dato la possibilità ai governi indipendenti locali di avere alcun potere di spesa o investimento. Come conseguenza queste nazioni soffrono tutt'oggi problemi di forte debito pubblico, nonostante ripetuti tentativi di rinegoziazione con diverse istituzioni, come ad esempio il Fondo Monetario Internazionale (FMI). Tale

situazione ha portato alla riduzione dei consumi interni e quindi all'abbassamento dei prezzi, oltrechè ad una deflazione che ha ridotto gli introiti dalle esportazioni, nonostante la loro crescita in termini assoluti. Per gestire questo momento, in cui il debito pubblico è andato nel tempo crescendo, sono state introdotte iniziative come il "Multilateral Debt Relief Initiative" che hanno portato ad una riduzione della posizione debitoria di molte nazioni[5].

Nonostante la complessità delle sfide energetiche nel territorio africano, rimane doveroso sottolineare le numerose opportunità. La maggior parte delle nazioni dell'Africa sub-sahariana si trova in dotazione un immenso bacino di risorse energetiche rinnovabili e non rinnovabili e forti potenzialità per lo sviluppo e lo sfruttamento delle infrastrutture transnazionali. Molteplici sono i giacimenti di risorse in continua scoperta, a partire dalle nuove riserve di shale gas, oltre alle altre opportunità di utilizzo di risorse energetiche quali la coltivazione di biomasse per la produzione di biocombustibili di prima e seconda generazione, che permetteranno di affrontare le future sfide del continente.

Le nazioni target

I dati presi in considerazione comprendono 37 dei 54 stati membri pienamente riconosciuti del continente Africa. Le seguenti sono le nazioni target: Angola, Benin, Burkina Faso, Burundi, Cameroon, Chad, Central African Republic, Congo, Cote D'Ivoire, Democratic Republic of Congo (DRC), Djibouti, Eritrea, Ethiopia, Gabon, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Guinea Equatorial, Liberia, Kenya, Malawi, Mali, Mauritania, Mozambique, Niger, Nigeria, Rwanda, Senegal, Sierra Leone, Somalia, South Sudan, Sudan, Tanzania, Togo, Uganda, Zambia (in questo documento si utilizza la denominazione ufficiale e internazionale dei paesi). Il totale del territorio delle nazioni interessate ammonta a 19.422.080 km^2 per un insieme di circa 815 milioni di abitanti (stime World Bank 2012).

La scelta effettuata mira ad escludere innanzitutto le nazioni presenti nel territorio Nord-Africano in quanto comprendono delle logiche disallineate rispetto al resto del continente per un insieme di ragioni: si pensi alle diversità rispetto lo stato delle risorse disponibili,

[5] Heavily Indebted Poor Countries and Multilateral Debt Relief Initiative - Statistical Update 2013 - International Monetary Fund

oppure ai differenti mercati su cui questi territori s'affacciano che permettono loro di allacciare rapporti economici di natura distinta. Ad esempio, la Commissione Europea ha avviato a partire dal 1995 con i paesi membri dell'area mediterranea un mercato di libero scambio, con l'obiettivo di rimuovere le barriere agli investimenti e promuovere le negoziazioni, così liberalizzando il commercio di beni e servizi[6].

Nella selezione dei paesi interessati allo studio non sono nemmeno state prese in considerazione le nazioni dell'estremità sud del continente, per ragioni analoghe: si pensi alla posizione strategica del South Africa, che nel tempo ha consentito alla nazione di diventare l'hub del continente per quanto riguarda i mercati internazionali dell'area australe. Questo, unito all'eredità del sistema legale e giudiziario dell'amministrazione coloniale britannica, oltre un insieme di ragioni tra loro variegate come la solidità del settore bancario e finanziario, ha contribuito ad un aumento degli investimenti diretti stranieri nel paese. Inoltre, nel 2009 il South Africa produceva il 30% del PIL dei paesi dell'Africa sub-sahariana, ma il dato riguardo la capacità elettrica installata è ancora più significativo: le stime IEA 2011 indicano circa 44,2 GW installati in South Africa, che poco si discostano dai 42 GW oggi presenti nell'insieme delle nazioni target considerate all'interno di questo studio. Gli impianti di generazione che formano questo dato coprono un range di potenza a partire da pochi kW e sono tutti impianti operativi e connessi alla rete di trasmissione e distribuzione centralizzata. Spesso risulta difficile rilevare ed identificare gli impianti più piccoli, pertanto si è ricercato un compromesso fra precisione ed esaustività del dato di potenza complessivo nazionale. Per questa ragione, nei paesi per cui la capacità elettrica installata totale è marcatamente inferiore a quella delle altre nazioni, si è preferito riporre maggiore attenzione all'individuazione e classificazione degli impianti di produzione di potenza di taglia più piccola; laddove invece i numeri già risultavano superiori alla media del dato fra le nazioni target, si è preferito omettere impianti di taglia inferiore ai 2 MW.

Un altro dato che aiuta a comprendere le ragioni circa le nazioni prese in considerazione è che l'energia elettrica generata nel totale del continente africano proviene per circa l'80% proprio dalle nazioni escluse[7], la cui popolazione rappresenta invece meno del 30% di quella complessiva del continente. Ma anche il lato della domanda rispecchia un

---

[6] L'Euro-Mediterranean Partnership coinvolge Morocco, Algeria, Tunisia, Libya e Egypt - http://ec.europa.eu/trade/policy/countries-and-regions/regions/euro-mediterranean-partnership/

[7] International Energy Agency (IEA) - Total Electricity Net Consumption, 2011.

andamento molto disallineato fra il gruppo dei paesi prescelti e quello non considerato: i dati disponibili, World Bank 2011, indicano un consumo pro capite di energia elettrica medio nei territori del continente pari a 860 kWh, mentre il dato riguardante le sole nazioni target si abbassa a 257 kWh[8]. Occorre precisare che la stessa World Bank non va a determinare questo dato per molte delle nazioni considerate a causa delle incertezze sulla stima; tuttavia, i dati rielaborati dal World Factbook del Central Intelligence Agency United States (di seguito denominato come CIA-WF) indicano per il 2012 che la media del consumo elettrico pro capite nelle 37 nazioni considerate è pari a 142 kWh[9].

[8] La stessa World Bank non riesce a rilevare il dato per molte delle nazioni africane; in particolare, 860 kWh si riferisce alle seguenti 25 nazioni sul totale di 54 stati membri pienamente riconosciuti del continente Africa: Angola, Botswana, Cote d'Ivoire, Cameroon, Congo, Algeria, Eritrea, Ethiopia, Gabon, Ghana, Kenya, Libya, Morocco, Mozambique, Namibia, Nigeria, Sudan, Senegal, Tunisia, Tanzania, South Africa, DRC, Zambia, Zimbabwe. Pertanto, il dato 257 kWh è calcolato solamente per 16 delle 37 nazioni target.

[9] Il dato è elaborato dai dati disponibili per le nazioni target sul sito http://www.indexmundi.com/map/?v=81000&l=it

CAPITOLO I

1 - Analisi dei sistemi elettrici delle nazioni target

Il primo capitolo desidera approfondire lo stato dei sistemi elettrici delle nazioni target. L'analisi inizia con la descrizione dell'accesso all'energia elettrica, quale elemento fondamentale per accrescere il benessere della popolazione. Nonostante la mancanza di una definizione univoca per l'accesso energetico, una corretta comprensione del suo stato nel territorio è utile al fine di fornire un quadro conoscitivo al legislatore per sviluppare delle corrette politiche di settore. Il capitolo esamina il quadro dell'offerta di energia elettrica, lo stato della produzione di potenza e annessi sistemi elettrici esistenti. Si ha l'obiettivo di comprendere gli elementi che guidano gli investimenti nel settore elettrico, quali la crescita economica, in particolar modo quella dei settori industriali. Da ultimo si approfondiscono le prestazioni dei sistemi elettrici, in termini di interruzioni della fornitura del servizio, tariffe, costi di connessione e perdite sistemiche di energia elettrica.

L'insieme delle informazioni fornite risulta utile per indirizzare gli approfondimenti successivi, inquadrando lo stato delle problematiche del settore elettrico nelle nazioni target. Un potenziale soggetto finanziatore può così individuare le principali dinamiche di mercato del territorio, iniziando a strutturare in maniera opportuna il proprio progetto d'investimento per l'elettrificazione.

1.1.1 - Importanza dell'accesso all'energia elettrica

L'iniziativa delle Nazioni Unite Sustainable Energy for All (SEFA) non va a definire direttamente che cosa sia l'accesso all'energia, tuttavia, suggerisce alcuni aspetti che aiutano a comprenderne l'importanza: "l'accesso universale a moderni servizi energetici faciliterebbe un salto quantico verso il benessere per il genere umano. La luce elettrica aumenta le ore del giorno per leggere e per lavorare. Cucine moderne salvano donne e bambini dall'esposizione a fumi nocivi che ne danneggiano la salute. La refrigerazione permette una distribuzione locale di medicinali. Così l'accesso all'energia permette ai

consumatori di avere i mezzi per generare redditto e aumentare la produttività..."[10]. Dunque, la disponibilità di fonti di energia a livello locale diviene fondamentale per molti aspetti legati al benessere di una popolazione; in particolare, l'energia elettrica diventa un driver per favorire l'industrializzazione di un territorio, per lo sviluppo economico e per provvedere al fabbisogno base di energia per la maggior parte delle popolazioni che vivono nelle aree rurali, distanti dalla rete elettrica. La luce aumenta anche il livello di educazione di una popolazione, estendendo le ore possibili per studiare. Il valore aggiunto dei benefici che si porta dietro è enorme; infatti, la maggior parte delle abitazioni che si possono permettere la connessione elettrica sottoscrivono un contratto di fornitura appena si verifica la disponibilità di servizio.

Un sistema di monitoraggio e misurazione globale comunemente riconosciuto a livello internazionale, per evidenziare lo stato dell'accesso energetico della popolazione di una nazione, non è mai stato esplicitamente determinato. Tantomeno, lo stato dell'accesso elettrico di una nazione non dispone di una propria definizione universale, vengono pertanto utilizzati in diverse parti del mondo indicatori che magari si assomigliano, però si reggono su differenti basi di calcolo. Sono molteplici le utilità per cui questo dato diventa importante per un territorio; per esempio, una sua corretta comprensione potrebbe essere sfruttata al fine di fornire informazioni per supportare il legislatore sulle politiche del sistema energetico da intraprendere.

Occorre esaminare la valenza che l'energia elettrica rappresenta nelle nazioni target secondo due possibili differenti situazioni. La prima contestualizza un caso in cui l'elettrificazione del territorio non è mai avvenuta, pertanto, le popolazioni locali sono da sempre abituate a soddisfare il proprio fabbisogno energetico mediante forme alternative; in questo caso l'assenza di energia elettrica non diventa elemento eccezionalmente problematico. Invece, la seconda situazione è rappresentata da un'area in cui un sistema elettrico, seppur rudimentale, è nel passato stato implementato e perciò viene quotidianamente utilizzato dalle popolazioni locali. In questa situazione, qualora per possibilità dirompenti il sistema elettrico venisse danneggiato e la fornitura del servizio interrotta, le difficoltà che sorgerebbero sarebbero enormi e difficilmente quantificabili. L'energia elettrica copre oramai un ruolo di bene primario di vitale importanza ed è così che il concetto di continuità energetica assume rilevanza.

[10] United Nations Secretary-General High-Level Group on SEFA, 2012b

Nonostante la mancanza di una definizione univoca per l'accesso energetico, la sfida per ciascuna nazione è di implementare un insieme di misure che supportino la definizione di una strategia e di politiche che favoriscano il progresso, tenendo conto delle situazioni contingenti per ogni territorio. Si veda ad esempio l'Ethiopia che promuove una definizione di accesso energetico che si focalizza su un livello di piccola comunità o villaggio, avendo così l'intento di incoraggiare attività socio-economiche, quali scuole, ospedali e piccole imprese che giustifichino la fornitura di energia. Una volta che l'elettricità viene fornita alla comunità o villaggio, la responsabilità di scelta d'interconnessione delle abitazioni alla rete viene demandata ai singoli abitanti. In questo caso l'accesso all'energia viene definito come possibilità di scelta per le abitazioni di connettersi, non invece necessariamente come il numero di abitazioni interconnesse.

Pertanto, l'uso di un cruscotto d'indicatori e strumenti per la misurazione ed il monitaraggio dello stato di accesso all'energia elettrica costituiscono una base per contestualizzare e sviluppare una cornice di informazioni al fine di supportare il legislatore e permettere che gli obiettivi ed i target prefissati diventino una realtà. Nel settore energetico sono una moltitudine gli indicatori sviluppati per l'osservazione dell'affidabilità di approvvigionamento, la sicurezza, la diversificazione e l'intensità energetica di una nazione. La stessa World Bank propone un cruscotto di indicatori circa l'accesso all'energia al fine di monitorare il progresso su progetti energetici. Questi spaziano dall'espansione infrastrutturale della rete, alle perdite elettriche nel sistema, oppure si riferiscono al livello d'interruzioni nella fornitura. Sono per lo più metriche che richiedono l'accesso ad una mole di informazione tecnica talvolta difficilmente rilevabile e che dipendono strettamente da una numerosità di variabili contingenti. Occorre rimarcare che un cruscotto di indicatori assume importanza solamente quando viene utilizzato per orientare l'implementazione di politiche energetiche, che siano supportate da una vision ed una strategia che si prefissano obiettivi chiari e definiti. Per formulare le strategie necessarie all'espansione dell'accesso energetico nel territorio sub-sahariano si devono anzitutto comprendere le ragioni che finora ne hanno limitato lo sviluppo. Queste si radicano sui lati dell'offerta e della domanda del sistema energetico e sulle strutture istituzionali, politiche e normative che li governano.

1.1.2 - Stato dell'accesso all'energia elettrica

Il World Energy Outlook 2011 evidenzia che globalmente ci sono circa 1,3 miliardi di persone che mancano di accesso all'energia elettrica; il continente africano ed in particolare l'Africa sub-sahariana ne comprendono oltre la metà. I dati World Bank 2011 mettono a disposizione l'indicatore di accesso all'energia elettrica per solamente 21 delle nazioni target. Il suo valore medio è di circa il 32,6% della popolazione, il valore massimo è il 72% in Ghana ed il minimo è il 7% in Malawi. Nelle nazioni target abitano circa 815 milioni di persone e, utilizzando il valore medio di accesso all'energia elettrica per le nazioni in cui il dato non è disponibile, si evince che oltre il 67% della popolazione totale è priva di un accesso a questa moderna forma di energia, pari a circa 550 milioni di persone.

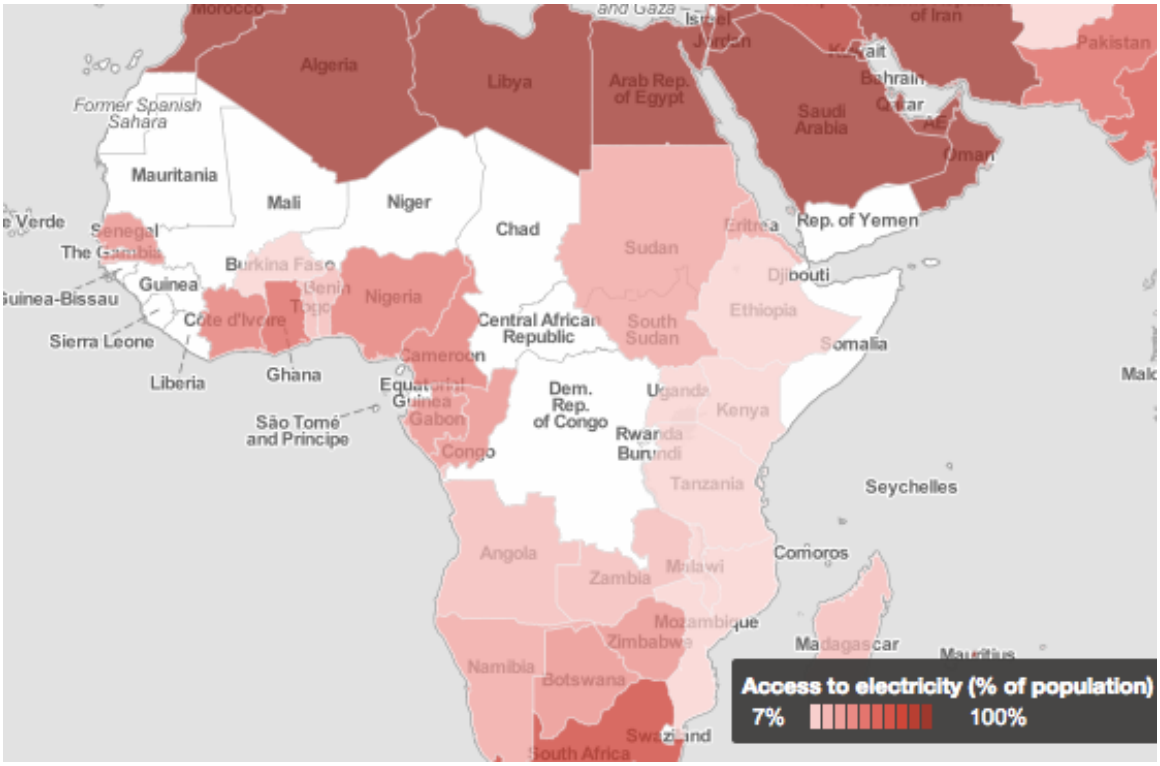

Figura 2 - Accesso all'energia elettrica (% della popolazione)

Come illustrato nella figura 3, lo stato d'accesso all'energia elettrica risulta eterogeneo fra le nazioni target, addirittura per gli esperti World Bank per alcune di queste non è stato possibile calcolarlo. Prendendo visione della stessa mappa in altre parti del mondo s'intende facilmente quanto l'Africa sub-sahariana sia caratterizzata da problemi radicati nel territorio oramai da lungo tempo.

L'indicatore di accesso all'energia elettrica, che indica la percentuale della popolazione che dispone di una connessione legale e affidabile alla fornitura del servizio elettrico, è stato stimato sulla base di interviste realizzate negli ambienti residenziali ed industriali di ciascuna nazione. Questo indicatore è particolarmente cruciale per monitorare lo sviluppo umano di una nazione e quindi il suo stato di povertà energetica. Infatti, l'energia elettrica viene comunemente ritenuta indispensabile per soddisfare alcuni bisogni primari come la luce, la refrigerazione o la connessione di dispositivi alla rete, che possono difficilmente essere rimpiazzati con altre forme di energia.

Risulta interessante comprendere quali sono le ragioni delle diversità di valore di tale indicatore fra le nazioni considerate, che dipendono da molteplici variabili di contesto. Si analizzano pertanto la domanda e l'offerta di energia elettrica, considerando il livello di consumi, la disponibilità reddituale e quali sono le nazioni che impiegano maggiori quantità di elettricità nel settore industriale, in quanto rappresenta uno dei driver più significativi per lo sviluppo economico e l'elettrificazione del territorio.

In seguito, l'attenzione si sposta alle difficoltà presenti nel territorio che limitano l'accesso all'energia elettrica, quali le elevate tariffe per la fornitura del servizio, oppure gli alti costi d'interconnessione iniziale ad una linea.

1.1.3 - Livello dei consumi elettrici

Le nazioni del continente africano vedono nel 2011 un consumo pro capite medio di energia elettrica che si attesta intorno ai 860 kWh annui. Quando si guarda alle nazioni dell'Africa sub-sahariana questo dato diventa circa 630 kWh e crolla a 257 kWh quando si considerano le sole nazioni target[11]. Questi sono valori dell'IEA relativi al 2011 che però non sono esaustivi poichè per alcune nazioni, come il Burkina Faso oppure il Central African Republic, il dato non è stato rilevato e quindi non disponibile. Pertanto è ragionevole ritenere che il consumo pro capite medio annuo per le nazioni target possa ridursi fino ad un valore che si attesta attorno ai 142 kWh. Utilizzando questi numeri, una considerazione simbolicamente forte è che un cittadino etiope impiega mediamente due

[11] Le nazioni del continente africano per cui il dato è disponibile sono: Angola, Botswana, Cote D'Ivoire, Cameroon, Congo, Algeria, Egypt, Eritrea, Ethiopia, Gabon, Ghana, Kenya, Libya, Morocco, Mozambique, Namibia, Nigeria, Sudan, Senegal, Tunisia, Tanzania, South Africa, DRC, Zambia, Zimbabwe. Considerando l'Africa sub-sahariana si escludono: Algeria, Egypt, Libya, Morocco, Tunisia.

anni a consumare l'energia elettrica che viene consumata da un cittadino americano in soli tre giorni[12], come è possibile osservare in figura 3. Infatti, sono qui riportati i dati di consumo elettrico più recenti per alcune nazioni target, in particolare per quelle coinvolte nella prima fase dell'iniziativa "Power Africa" che verrà approfondita in seguito.

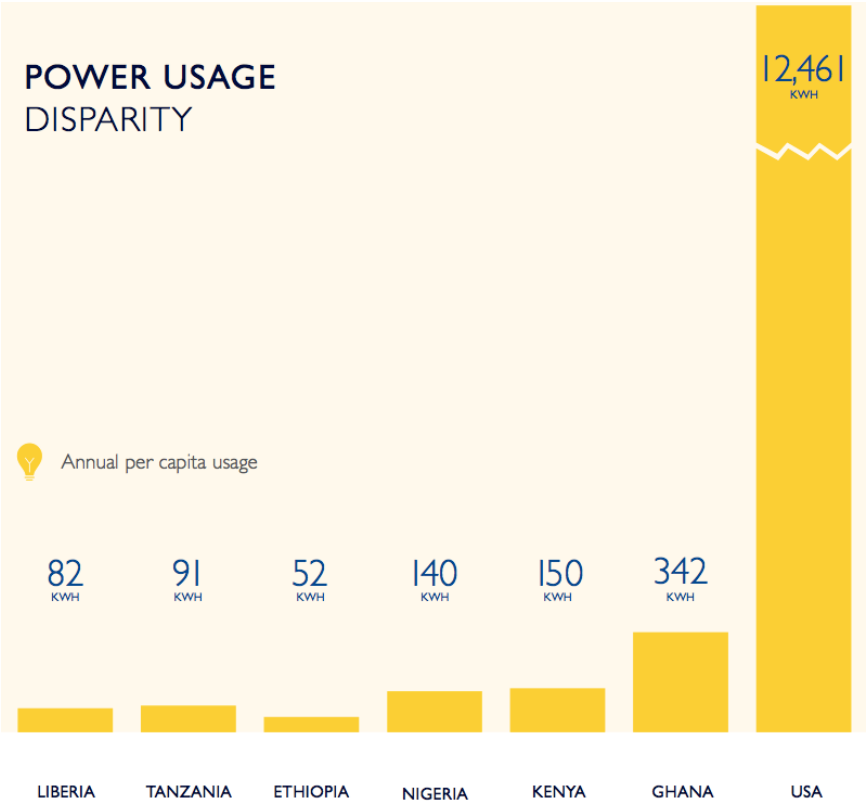

Figura 3 - Confronto consumi elettrici pro capite

Tuttavia, il consumo elettrico annuo pro capite è un indicatore che può solamente suggerire il livello di consumi elettrici di un certo paese, ma non è necessariamente 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.

[12] DR.Todd J.Moss, 2014 - *U.S. Policy and Tradeoffs in Promoting International Access to Energy* - Testimony before the House Energy and Commerce Committee Subcommittee on Energy and Power. Ricavato dal sito http://www.cgdev.org/sites/default/files/Advanced%20Copy%20-%20Moss%20Testimony%20%20U%20S%20%20Policy%20and%20Tradeoffs%20in%20Promoting%20International%20Access%20to%20Energy.pdf

Si comprende pertanto che è possibile caratterizzare la domanda per energia elettrica di una nazione associando una capacità di spesa di un abitante per le distinte fasce reddituali e combinando quest'informazione con la distribuzione relativa della popolazione sulle diverse fasce. Inoltre, sono molti altri gli aspetti che devono essere presi in considerazione per meglio comprendere l'effettiva domanda per energia elettrica, quali la possibilità di connessione alla rete elettrica oppure le caratteristiche dei comparti economici di una nazione.

1.2 - La domanda e l'offerta di energia elettrica

Solitamente gli investimenti nel settore elettrico, per il potenziamento del sistema e l'aumento della capacità installata, vengono trainati da variazioni positive della domanda elettrica nel territorio. Si potrebbe quindi esaminare il dato sulla potenza elettrica installata nelle diverse nazioni e la sua evoluzione nel tempo per comprendere come le utility ed i governi locali abbiano accompagnato tramite investimenti la domanda di elettricità nel territorio. Tuttavia, sarebbe errato presuppore che sia solamente una crescita della domanda il fattore chiave per un aumento della produzione di potenza elettrica e, quindi, per l'installazione di nuovi siti di generazione. Infatti, frequentemente accade che siano di natura distinta le barriere che si frappongono all'espansione della capacità elettrica installata di una nazione, quali quelle politico-normative, ambientali o finanziarie. Inoltre, il dato sulla capacità elettrica installata e la sua possibilità di crescita sono certamente influenzati da aspetti economici, per esempio l'effettiva convenienza alla realizzazione di un impianto che generi potenza a un costo accettabile. Un altro elemento che modifica, negativamente, il dato sulla capacità installata di una nazione è la progressiva dismissione d'impianti vecchi, per i quali non è più possibile la sostituzione di componenti e sarà dunque necessario valutare lo smantellamento e la contestuale installazione di nuovi impianti. Quest'ultima è una situazione in cui molte utility africane si trovano frequentemente e spiega parzialmente l'immobilità degli andamenti della capacità elettrica installata, come mostra la figura 4 per alcune delle nazioni target, in cui è interessante notare il trend assunto da questo dato nei rispettivi paesi.

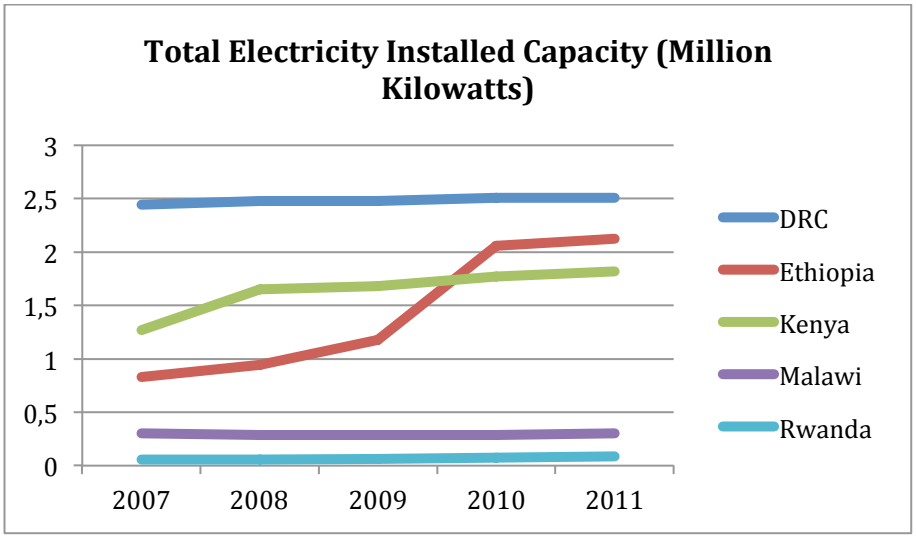

Figura 4 - Confronto tra potenza installata per alcune nazioni target (GW)

Si vogliono allora indagare quali sono gli aspetti che incidono sull'installazione di nuovi impianti per la produzione di potenza. L'attenzione si muove verso driver di domanda ed offerta del mercato elettrico:

- Fattori economici (tasso di crescita, livello reddituale, ecc.)
- Prezzi (del servizio elettrico, dell'energia primaria, ecc.)
- Forme d'incentivazione (per alcune tecnologie, energie alternative, ecc.)
- Struttura della domanda elettrica (carico massimo, stagionalità, intensità)
- Struttura del mercato e dei settori industriali

1.2.1 - Driver di Domanda

La crescita economica di una nazione è una determinante chiave per la sua domanda di energia elettrica. Nonostante tra le due variabili non esista una corrispondenza univoca, un aumento del PIL indica la crescita delle attività economiche e, pertanto, del reddito disponibile, che è correlato positivamente con i consumi elettrici. Ciò significa che i consumi elettrici di una nazione crescono all'aumentare del suo PIL; questo è ciò che viene illustrato nella figura 5, che mostra l'andamento delle due variabili nelle nazioni target.

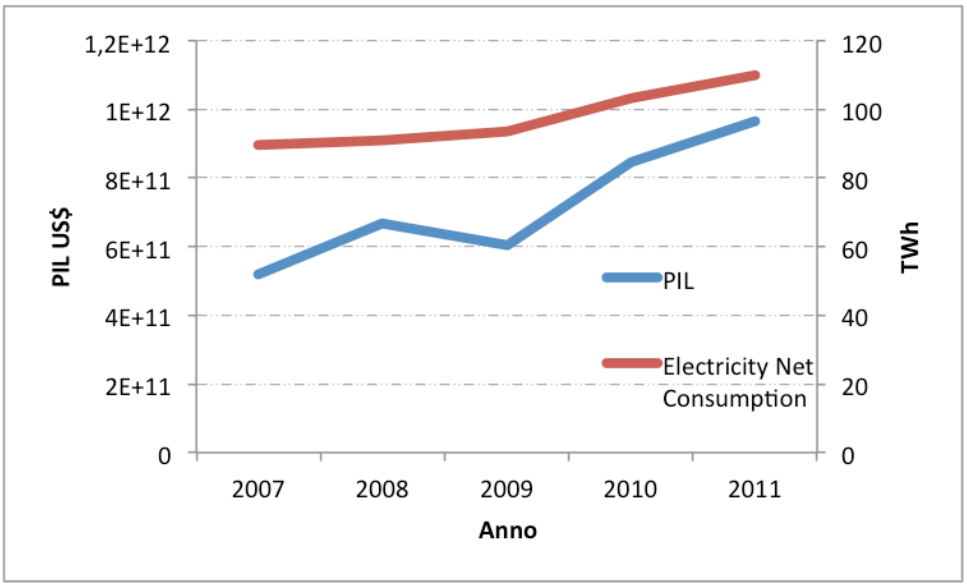

Figura 5 - PIL e consumi elettrici nelle nazioni target

La domanda per forme moderne di energia dipende dal livello reddituale dei consumatori. Al crescere del reddito nel tempo aumenta la domanda per energia elettrica. Uno studio KIPPRA (Kenya Institute for Public Policy Research and Analysis 2010), basato su interviste a 6346 abitazioni nel Kenya, ha dimostrato che la propensione per pagare il servizio elettrico mediamente su base mensile varia da circa 1,6 US$ nelle aree urbane, a 1,1 US$ nelle aree rurali fino a 0,44 US$ per le abitazioni a fascia reddituale più bassa. Dunque la conversione verso più moderne forme energetiche, quali l'energia elettrica, dipende dal reddito; perciò, laddove la fascia reddituale risulta inferiore, saranno predominanti i consumi di biomasse e carbone da legna; invece i consumi preponderanti di elettricità e carburanti di origini fossili arrivano da fasce reddituali superiori.

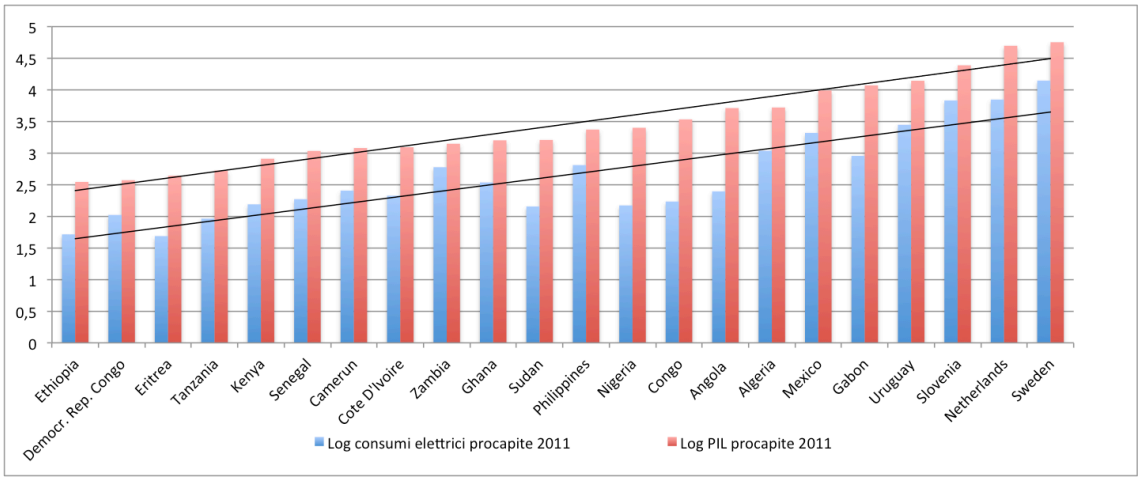

Figura 6 - Relazione consumi elettrici pro capite e PIL pro capite

Come mostrato in figura 6 esiste una relazione tra i consumi elettrici ed i diversi livelli reddituali, questo andamento si dimostra più facilmente includendo nazioni al di fuori del territorio africano. Si riesce infatti a comprendere che bassi livelli di reddito agiscono da fattore limitante nell'accedere a servizi elettrici, poichè più bassa ne sarà la domanda e quindi il consumo. Queste sono informazioni che evidenziano che il settore energetico è strettamente interconnesso con lo sviluppo economico, pertanto proprio questa relazione è una delle ragioni che motiva il basso livello di accesso a servizi energetici nel territorio sub-sahariano. Occorre tuttavia sottolineare che non sempre una crescita verso più alti livelli reddituali porta ad un aumento dell'uso di forme moderne di servizi energetici; infatti, il passaggio verso nuove tecnologie al posto di quelle tradizionalmente utilizzate viene frenato dalle preferenze e dalle abitudini provenienti dalle culture locali. Come dimostrano Mekonnen e Kohlin (2008) nel caso studio dell'Ethiopia, i consumatori spesso preferiscono l'utilizzo di forme tradizionali di energia quali le biomasse, dalle quali sono abituati da tempo e pertanto sentono come maggiormente affidabili, dimostrando quindi una forte resistenza al cambiamento.

Oltre a fattori di crescita economica, la domanda per energia elettrica dipende dal suo prezzo e dal prezzo di beni sostitutivi. Generalmente, al crescere del prezzo pagato per un kWh diminuiscono i consumi elettrici complessivi. La riduzione dei consumi trova spiegazione in risparmi energetici, nell'adozione di misure per l'efficienza energetica o nella sostituzione dell'energia elettrica con altre forme di energia, solamente nelle attività laddove questo è possibile. Per esempio, il riscaldamento dell'acqua in cucina o in processi industriali può essere sostituito da altre forme di energia; invece altro tipo di applicazioni o dispositivi non beneficiano di questa possibilità e rappresentano il carico base dei consumi elettrici, un esempio di ciò può esser rappresentato dall'uso dei computer.

L'energia elettrica non può essere accumulata, dev'essere prodotta e consumata in maniera contemporanea. Ciò significa che la domanda d'elettricità, che varia in ogni momento, potrà essere misurata tipicamente in kWh oppure in domanda istantanea d'energia, ovvero in kW. Pertanto il sistema elettrico, per potere soddisfare la domanda, dovrà al contempo avere l'abilità di generare l'energia richiesta su un certo periodo di tempo e avere la capacità di incontrare la domanda nelle ore di carico massimo. Viene pertanto richiesto un certo livello di flessibilità del sistema elettrico, aspetto particolarmente critico nell'Africa sub-sahariana che, come vedremo in seguito, porta a numerose interruzioni di fornitura del servizio elettrico, che provocano ripercussioni alle utenze tali da indirettamente minare la domanda di energia elettrica di una nazione.

Un altro elemento d'influenza sulla domanda d'elettricità di una nazione è rappresentato dall'innovazione tecnologica nel sistema elettrico. Nuove tecnologie che ottimizzano il profilo di consumo elettrico, attraverso l'installazione di opportuni sistemi di controllo, automazione e sensoristica, consentono una comunicazione tra gli attori del sistema elettrico tale da impattare il carico massimo e quindi la progettazione e la domanda del sistema stesso. La diffusione di tali tecnologie nelle nazioni target è tutt'oggi limitata; tuttavia, esistono alcune applicazioni pilota che, in funzione dell'evoluzione progressiva del sistema elettrico, considerano l'integrazione di queste nuove soluzioni.

Un ultimo aspetto di influenza sulla domanda di energia elettrica, che è legato all'intensità energetica di una nazione, intesa come energia impiegata per la produzione di un'unità di reddito, è la struttura del suo mercato interno. In particolare, occorre qui considerare quali utenze compongono la domanda e per quale percentuale. Ciò influenza il carico del sistema elettrico, infatti, utenze commerciali sono generalmente allacciate alla rete mediante una connessione da circa 10 o 15 kW, invece le utenze dei settori industriali arrivano a potenze superiori, a seconda della tipologia di fabbisogno da soddisfare. In seguito, si approfondiscono i consumi elettrici richiesti dai principali settori industriali dell'Africa sub-sahariana.

1.2.2 - Driver di Offerta

L'investimento per un nuovo impianto di generazione di potenza è sicuramente determinato dalla sua profittabilità. Questa viene influenzata da numerose variabili quali il costo d'approvvigionamento dell'energia primaria (e le sue proiezioni nel futuro), i necessari costi impiantistici, la quantità di energia elettrica venduta e molti altri aspetti, anche a seconda delle tecnologie impiegate. Oltre alla redditività d'investimento, ci sono altri elementi che vanno a determinare, in maniera diretta o indiretta, la decisione per l'installazione di nuovi impianti, quali: la crescita della domanda, l'attuale struttura del portafoglio d'impianti di produzione nazionale oppure le innovazioni tecnologiche, che variano i costi e perciò la redditività d'impianto. Inoltre, la struttura di un mercato elettrico e la sua capacità di trasmissione transfrontaliera, oltrechè aspetti politico-normativi, sono elementi che influenzano il totale di potenza installata di una nazione.

Come si può evincere dal grafico sottostante in figura 7, esiste una correlazione tra la capacità elettrica installata di un paese e la sua popolazione; si potrebbe perciò ipotizzare che questa sia una variabile che la influenza. Ciononostante innumerevoli altre tipologie di cause quali la disponibilità di siti attraenti economicamente a giustificare l'installazione di un nuovo impianto, piuttosto che i continui sconvolgimenti politici che caratterizzano molte di queste nazioni, pesano sul dato concernente la potenza elettrica installata. Infatti, guardando all'insieme dei 37 paesi considerati, la dispersione tra popolazione e potenza eletrica è enorme, con una regressione lineare semplice si ottiene un R^2 pari al 79,9%, dato che va poi riducendosi ad un 47,9% quando si esclude la Nigeria, paese che ha vissuto una storia che fortemente si discosta dalle altre nazioni sub-sahariane e che è oggi il paese più popoloso del continente, anche grazie alle vicinanze dei fiumi Niger e Benue.

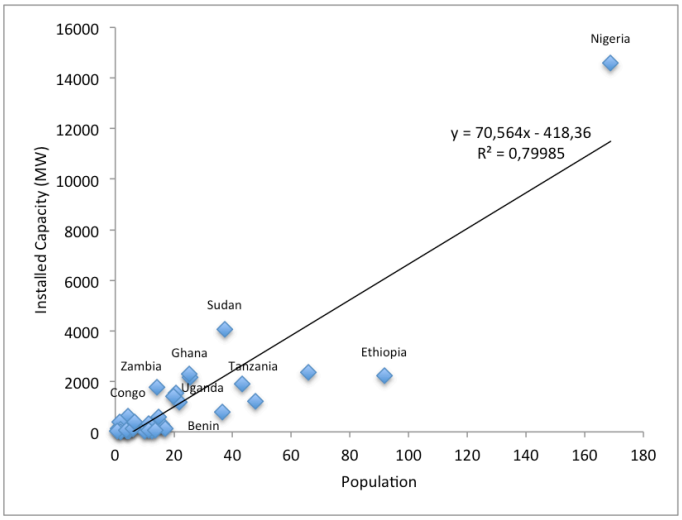

Figura 7 - Popolazione e capacità installata nelle nazioni target

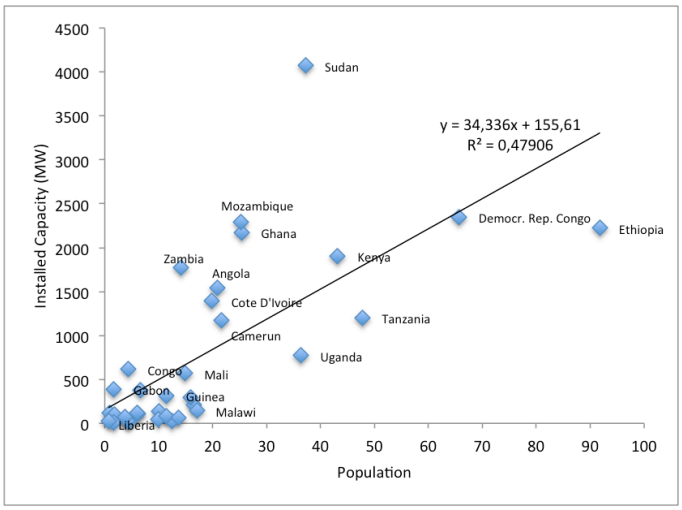

Figura 8 - Popolazione e capacità installata nelle nazioni target esclusa la Nigeria

Compiendo una ripartizione delle nazioni in tre sottoinsiemi omogenei in termini di dimensioni di abitanti[13], si denota che la dispersione va attenuandosi al crescere della popolazione, con una pendenza della linea di tendenza sempre più marcata; invece, in paesi meno popolosi si comprende una grande varietà di realtà e non è più possibile evincere delle correlazioni marcate. Questa conclusione porta pertanto a ritenere che la popolosità di una nazione diventi rilevante nell'andare ad installare nuovi impianti per la generazione di potenza solamente una volta superata una certa massa critica.

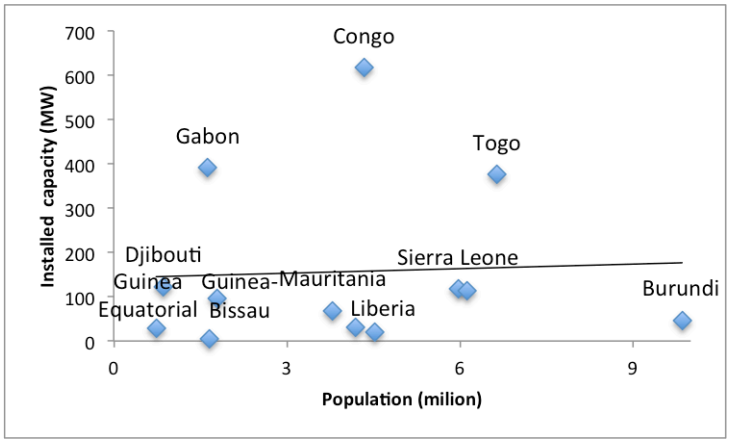

Figura 9 - Popolazione e capacità installata insieme 1

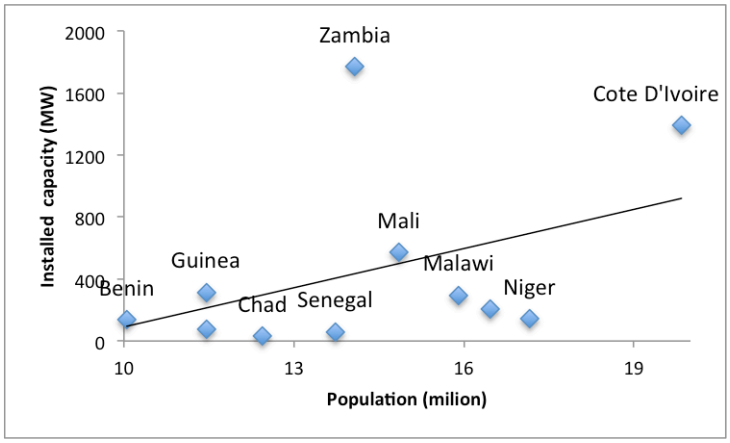

Figura 10 - Popolazione e capacità installata insieme 2

[13] Insieme 1: gruppo nazioni target con abitanti fino a 10 milioni. Insieme 2: gruppo nazioni target con abitanti da 10 a 20 milioni. Insieme 3: gruppo nazioni target con abitanti superiori ai 20 milioni.

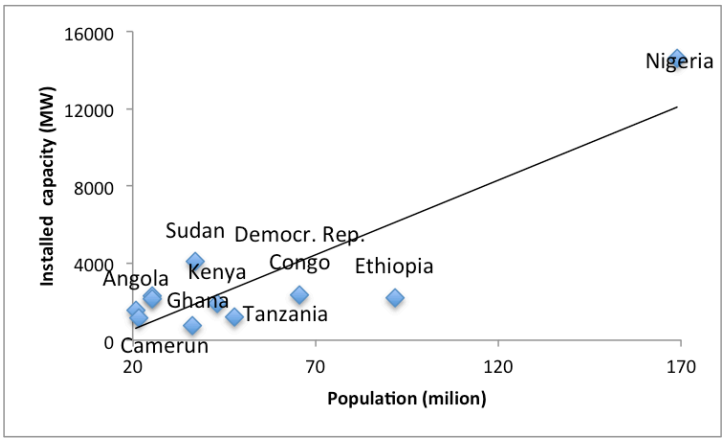

Figura 11 - Popolazione e capacità installata insieme 2

In relazione a questi risultati, si ritiene pertanto necessario individuare un'altra variabile che permetta di meglio comprendere l'installazione di siti per la produzione di potenza, soprattutto nei paesi laddove la dispersione attorno alla retta di regressione tra popolosità e capacità installata risultava superiore. Pertanto, abbandonando il numero di abitanti per ogni nazione come variabile esplicativa, si ritiene che un aspetto in grado di marcatamente caratterizzare ogni paese all'interno dei cluster individuati sia la sua capacità di produrre reddito, ovvero il PIL. Infatti, calcolati come il valore aggiunto della produzione per i rispettivi paesi, i dati World Bank 2013 mostrano delle correlazioni con la potenza elettrica installata molto più significative. Dalle figure 12, 13 e 14 sembra evincersi come una variabile si muova nella stessa direzione rispetto all'altra. Si riesce così a ipotizzare un legame tra il fabbisogno elettrico dell'economia trainante dei settori industriali con la produzione elettrica; come esempio si può considerare la crescita del PIL del Sudan di più del 25% dal 2008 ad oggi, accompagnata da oltre 1200 MW di nuova potenza elettrica installata nel medesimo periodo negli impianti di Kosti, Al Fula e l'estensione delle preesistenti dighe idroelettriche di Roseires e Sennar. Viene qui implicitamente introdotto il concetto che la capacità elettrica installata sia una proxy per la produzione elettrica di un certo paese e che riesca in questa maniera a saziarne il fabbisogno elettrico. Questa è però un'affermazione non esaustiva poichè ciò che determina la produzione elettrica, al di là del totale di potenza installata, è il numero di ore equivalenti di funzionamento di un certo impianto. In maniera simile, si lega implicitamenta la domanda elettrica di una nazione con il suo PIL e, quindi, con la produzione elettrica. In questa trattazione viene pertanto analizzato l'ammontare di potenza installata come fosse un indicatore potenziale per poi andare a soddisfare il fabbisogno elettrico.

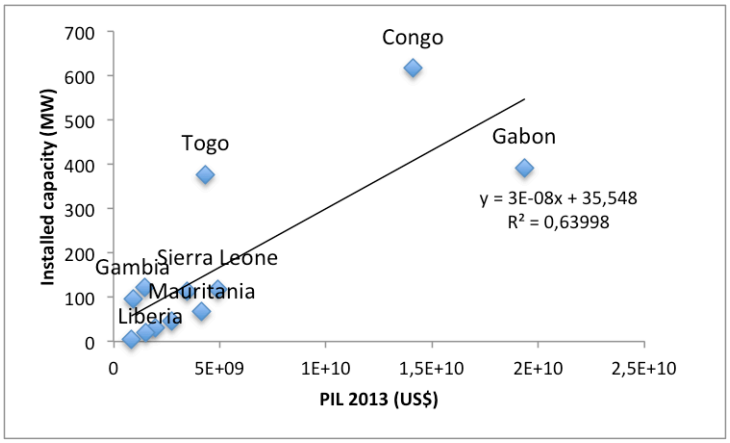

Figura 12 - PIL e capacità installata insieme 1

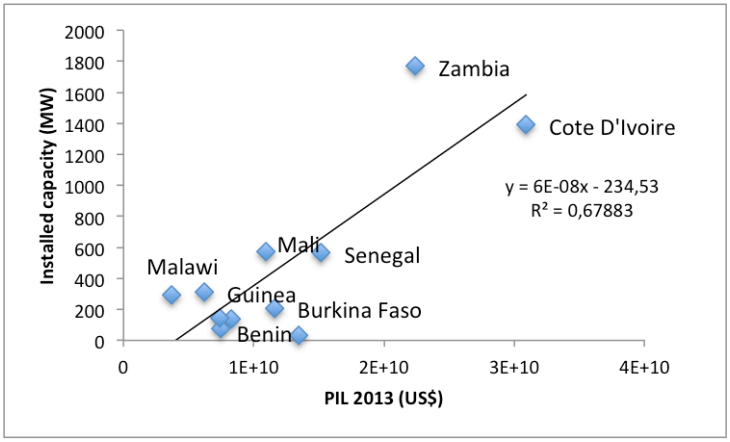

Figura 13 - PIL e capacità installata insieme 2

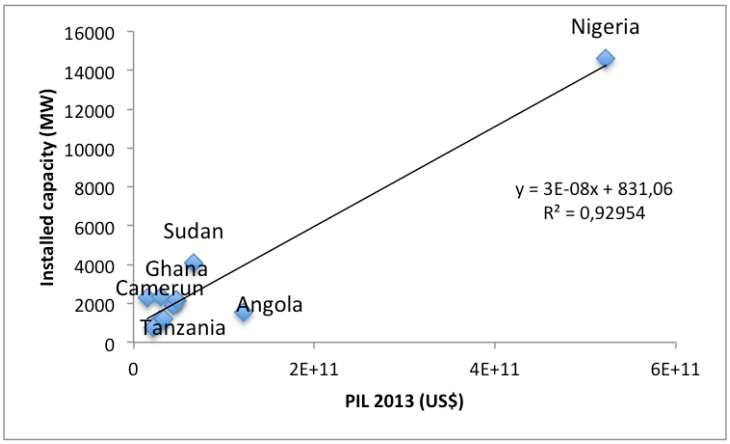

Figura 14 - PIL e capacità installata insieme 3

Mantenendo i tre sottoinsiemi precedentemente identificati in termini di numero di abitanti per paese, vengono qui esplicitate le correlazioni tra potenza elettrica installata e PIL. Si riesce così a comprendere quali sono le nazioni che stanno meglio di altre rispetto

alla potenza installata e alla capacità di produrre reddito. Le nazioni che invece stanno al di sotto della retta di regressione, probabilmente non riusciranno a soddisfare il proprio fabbisogno elettrico interno e dovranno acquistare - se possibile - l'energia elettrica da paesi esportatori, andando così a gravare sulla propria bilancia commerciale; si pensi all'Ethiopia che attualmente acquista dall'interconnessione del vicino Sudan. Nei diversi grafici si leggono alcune realtà che si discostano fortemente dalla media, come il Chad o come la Mauritania, che sono in forte crisi da produzione di potenza e faticano a crescere. Ci sono però anche paesi, che a fronte di carenze nel soddisfare la domanda interna, hanno già intrapreso dei progetti per l'installazione di nuovi impianti e l'annessione di nuove reti di trasmissione, come ad esempio l'Angola. Questo è, infatti, un paese che in seguito a 27 anni di guerra civile, terminati nel 2002 con la distruzione della maggiore parte delle infrastrutture sul territorio nazionale, ha vissuto anche grazie all'abbondanza di risorse presenti un forte impegno finanziario per la ricostruzione e l'espansione delle proprie infrastrutture, beneficiandone in termini di crescita economica. L'Empresa Nacional de Electricidade (ENE) registra che la capacità elettrica installata al termine della guerra civile era circa pari a 830 MW che, confrontati con gli attuali 1547 MW indica come la potenza installata sia quasi raddoppiata in 12 anni. Ma altri investimenti sono ancora attesi, si pensi infatti che sul fiume Kwanza è stata recentemente commissionata l'espansione della centrale idroelettrica di Cambambe[14].

I dati pubblicati sul sito della U.S. Energy Information Administration (EIA) avvalorano le considerazioni precedenti circa il dato sulla potenza elettrica installata di un paese per riuscire a soddisfare il fabbisogno elettrico. Poco sopra è stato ipotizzato che le nazioni posizionate al di sotto della retta di regressione, nei grafici 12,13 e 14 di correlazione tra potenza installata e PIL, probabilmente necessitino di acquistare energia elettrica dall'estero. Questo è proprio ciò che evidenziano le figure 15 e 16, che indicano le importazioni nette di elettricità per ciascun paese. Per esempio lo Zambia, nazione con una potenza elettrica installata pari a 1770 MW, quasi esclusivamente provenienti da fonti rinnovabili grazie alle grandi centrali idroelettriche di Kafue Gorge 900 MW sul fiume Kafue e Kariba North 720 MW sul fiume Zambesi, è riuscito nell'anno 2011 ad esportare elettricità ai paesi confinanti per un totale di 563 GWh. D'altra parte si riesce a comprendere come il Niger, un paese con oltre 17 milioni di abitanti, non riesca a soddisfare il proprio fabbisogno elettrico interno con i soli 142,5 MW ad oggi installati, costituiti per lo più da impianti diesel distribuiti nei principali centri abitati e da altre

[14] La descrizione di progetto è sul sito http://www.miga.org/projects/index.cfm?pid=1274

piccole centrali che lavorano con altri idrocarburi. Si conferma quindi l'ipotesi avanzata relativa alla necessità di importare energia elettrica per soddisfare il proprio fabbisogno.

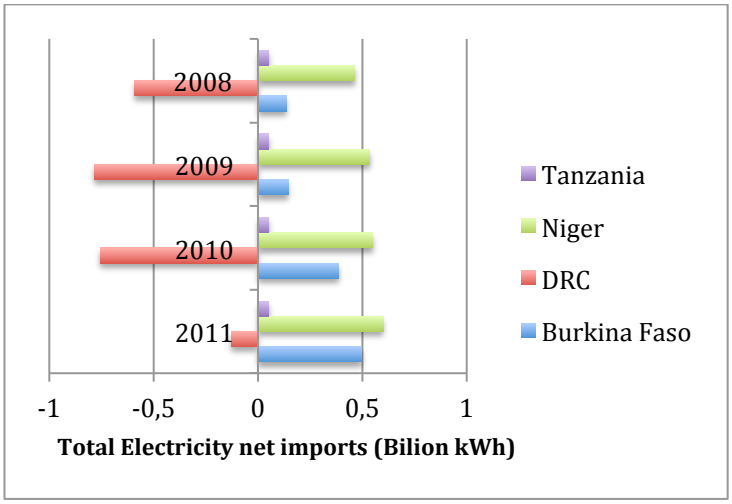

Figura 15 - Importazioni di energia elettrica per alcune nazioni target

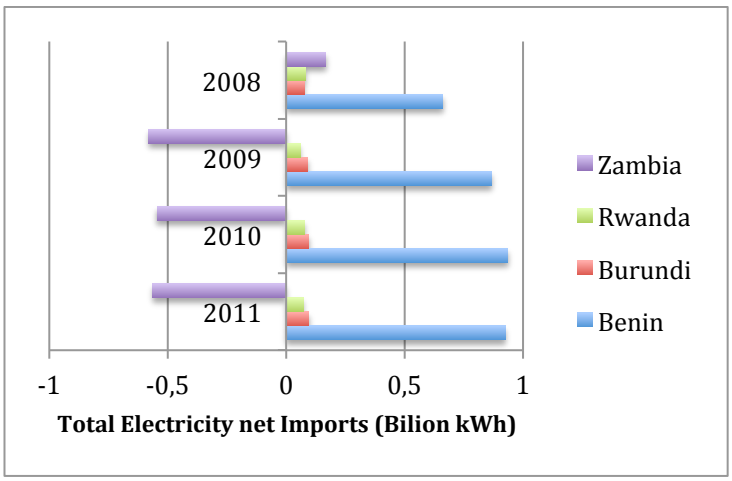

Figura 16 - Importazioni di energia elettrica per alcune nazioni target

Per riuscire a meglio comprendere come il PIL di una nazione sia correlato con il suo fabbisogno elettrico occorre andare a dettagliarne la sua composizione settoriale, per così evincere quali dei suoi aggregati contribuiscono maggiormente alla domanda d'impianti di generazione di potenza. A tale scopo si suddividono le 37 nazioni target in 5 regioni, questa classificazione sarà utilizzata anche in seguito, sintetizzando e sempificando così

l'esposizione delle informazioni[15]. Analizzando i dati pubblicati sul sito del World Development Indicators (WDI) si evidenziano anzitutto le diversità di contributi al PIL nazionale dei vari macrocomparti[16]:

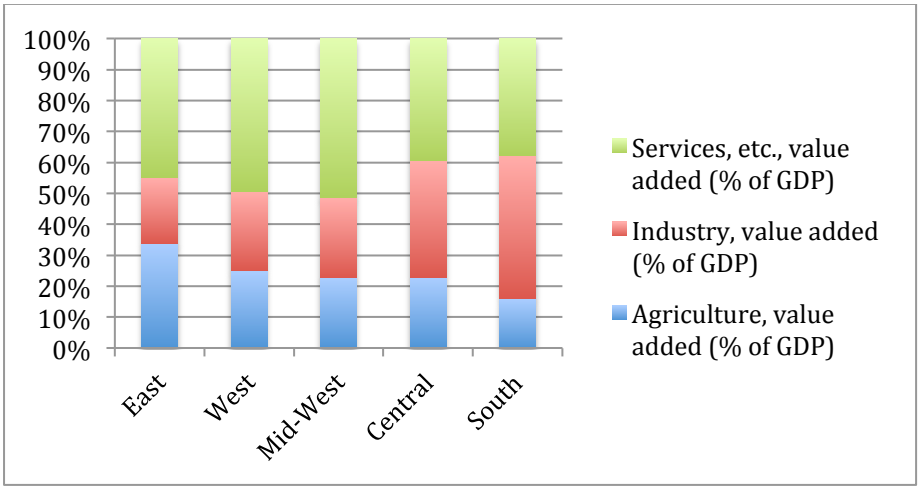

Figura 17 - Composizione per settori del PIL nelle regioni

L'insieme Sud delle nazioni target presenta le quote di agricoltura sul PIL inferiori, così almeno in parte riflettendo il clima più arido. Complessivamente in tutti gli stati del continente africano si è registrata una contrazione del contributo dell'agricoltura al PIL negli ultimi 40 anni e un processo di trasformazione che ha accresciuto i contributi dei servizi e delle industrie. Questo è un trend che si può riscontrare anche negli anni più recenti: si consideri a proposito il Ghana che, da un contributo dell'agricoltura del 2006 pari al 30,5%, è passato ad un odierno 21%, così come molti altri paesi quali la Nigeria, il Burundi o l'Eritrea.

1.2.3 - Consumi nell'industria

Nell'analisi di questi aspetti s'incontrano numerose difficoltà nel suddividere le quote dei consumi di energia elettrica fra diversi comparti, quali residenziale, industriale o altro;

[15] Le nazioni situate nella regione orientale, di seguito denominata come 'East' sono: Sudan e South Sudan, Eritrea, Djibouti, Ethiopia, Kenya, Somalia. Le nazioni della regione 'West' sono: Senegal, Guinea-Bissau, Guinea, Cote d'Ivoire, Sierra Leone, Ghana, Liberia, Togo, Benin, Gambia. Le nazioni della regione 'Mid-West' sono: Mauritania, Mali, Niger, Burkina Faso, Nigeria. Le nazioni della regione 'Central' sono: Chad, Central African Republic, Cameroon, Equatorial Guinea, Congo, Gabon, DRC, Uganda, Rwanda, Burundi. Infine, le nazioni della regione 'South' sono: Angola, Zambia, Malawi, Mozambique, Tanzania.

[16] http://data.worldbank.org/data-catalog/world-development-indicators

inoltre, le informazioni disponibili sono diversificate e non uniformi tra i vari paesi. Rapportando i dati 2010 circa la ripartizione del consumo di energia elettrica relativa ad una parte di paesi nella regione Common Market for Eastern and Southern Africa (COMESA), in relazione a quelli di energia elettrica consumata dalle stime CIA-WF 2010[17], si può avere un quadro generale di impiego nel settore industriale che, come in seguito vedremo, passerà attraverso diversi tipi di utilizzo finale.

Tabella 1 - Consumi settore industriale per paesi (GWh)

[MWh]	DRC	Ethiopia	Kenya	Malawi	Rwanda
Electricity production CIA est.2010 GWh	7804	4929	7330	1973	280,2
Electricity consumption CIA est.2010 GWh	6197	4451	6150	1835	319,6
% of breakdown of electric consumption industrial sector	0,415	0,38	0,4219	0,35	0,2
Industrial electricity consumption GWh	2574	1691	2594,7	642,3	63,9

Si confrontano così realtà ben differenti tra loro in termini di impiego di energia elettrica tra settori industriali di natura distinta: si pensi all'intensità del settore minerario del Rame, del Cobalto e dei diamanti in DRC, piuttosto che agli impieghi agro-produttivi quali lo zucchero in Kenya o agli impieghi nel crescente settore manifatturiero per beni destinati al consumo finale quali tessuti, plastiche o sapone e tabacco. Ma si hanno importanti differenze anche in termini di potenza erogata da mix energetici composti da fonti tra loro diversificate; infatti, il Kenya presenta quasi la metà della capacità installata proveniente da impianti che utilizzano idrocarburi fossili, invece, il DRC copre questo dato quasi esclusivamente dall'impiego di grandi siti idroelettrici quali le Inga dams. L'Ethiopia e il Malawi beneficiano anch'essi di importanti produzioni da fonti idroelettriche rinnovabili, il Rwanda invece ne dispone attualmente per un 47% della propria capacità installata con impianti più piccoli come Mukungwa 12,5 MW, l'altra parte di potenza generata proviene da impianti a diesel ed esiste anche un piccolo impianto pilota nei pressi del lago Kivu che sfrutta le riserve di gas naturale presenti nel territorio.

[17] I dati circa la ripartizione dei consumi sono ricavati da: *Report on the Status of Accessibility & Affordability of Electricity In COMESA Region*. I dati circa i consumi sono a disposizione sul sito https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/wfbExt/region_afr.html

Occorre tuttavia sottolineare che i dati in tabella 1 sono relativi all'anno 2010 e che la produzione ed i consumi elettrici, oltrechè le percentuali di impiego rispetto alle diverse tipologie di utilizzatori, sono affette da oscillazioni nel corso del tempo. Si pensi alla variabilità della produzione elettrica soprattutto causata dalla disponibilità di acqua per gli impianti idroelettrici ma anche dalla volatilità di prezzo per l'energia primaria degli impianti tradizionali a idrocarburi, che vanno a variare le condizioni di convenienza di funzionamento. Inoltre, le quote di elettricità consumata nei diversi settori possono subire importanti variazioni; si deve infatti considerare che la domanda stessa per energia elettrica dei settori industriali varia secondo l'andamento produttivo-economico delle condizioni al contorno, pertanto sono molteplici gli aspetti da analizzare per meglio comprendere l'andamento della generazione nel tempo e quindi i flussi elettrici caratterizzanti la regione sub-sahariana.

Si ritiene che fra le componenti settoriali del PIL sia l'industria a richiedere un maggiore fabbisogno elettrico. Questo poichè l'agricoltura ne richiede un consumo irrisorio rispetto agli altri termini, sono semmai i processi di lavorazione delle materie prime agricole a necessitarne, che però sono attività che ricadono sotto la categoria industriale. Il settore terziario, che ha vissuto anni di grande crescita e che attende ancora promettenti sviluppi soprattutto nei servizi bancari, finanziari, delle telecomunicazioni ed altro, necessita di energia elettrica, però in maniera inferiore rispetto al settore industriale e per questo non verrà dettagliatamente esaminato. L'industria del continente africano comprende molte attività di natura diversificata tra loro che dipendono soprattutto dalle caratteristiche del territorio, ma anche dalla storia di ciascuna nazione ed il suo contesto geopolitico. Si procede di seguito dettagliando i consumi elettrici seguendo una logica di analisi per settore industriale.

Settore estrattivo minerario

Il settore estrattivo minerario è una delle più grandi fonti di remunerazione da esportazione del continente africano, grazie all'abbondanza di risorse. L'impiego di energia elettrica nelle miniere è enorme e l'Africa ne fa grande utilizzo per la trivellazione e per le attività di estrazione dei minerali dalle cave mediante l'uso di specifici macchinari. Il fabbisogno di energia elettrica nelle miniere dipende dal tipo di materiale ma, soprattutto, dall'ammontare di attività di lavorazione che il minerale stesso necessita[18].

[18] The Power of the Mine - A Transformative Opportunity for Sub-Saharan Africa - Sudeshna Ghosh Banerjee, Zayra Romo, Gary McMahon, Perrine Toledano, Peter Robinson - The World Bank Group

Molti minerali, come la Bornite o la Covellite, utilizzati per la produzione di Rame raffinato, vengono estratti principalmente in DRC e in Zambia. L'industria mineraria in Zambia è da decenni il più grande consumatore di elettricità nel paese, come dichiarato dall'Energy Regulation Board (ERB) nazionale: "nel 2008 il settore minerario comprende un 54,5% dei consumi elettrici totali, seguito dal settore dei servizi che comprende consumatori residenziali per un 27,5%, quindi dal manifatturiero per un 6,6%; la parte rimanente viene utilizzata da altri componenti quali le costruzioni ed i trasporti." In tabella la suddivisione dei consumi elettrici per i diversi settori nell'anno 2008:

Tabella 2 - Consumi elettrici in Zambia per settore nel 2008

Economic sector	Average No. of active customers	Units consumed kWh	% contribution to Total
Mining	75	4,005,429,938	*54.5%*
Services & Residential	277,043	2,021,850,057	*27.5%*
Manufacturing	1,411	482,773,751	*6.6%*
Finance & Property	4,648	259,375,721	*3.5%*
Agriculture	1,294	166,421,022	*2.3%*
Trade	9,249	159,383,030	*2.2%*
Other	5,693	165,126,771	*2.2%*
Energy & Water	264	72,180,352	*1%*
Transport	273	18,024,028	*0.2%*
Construction	89	6,531,171	*0.09%*
Total	**300,039**	**7,357,095,841**	***100%***

Source: ERB 2008

Come conseguenza di tale ripartizione dei consumi, l'ERB ha stabilito 3 classi di tariffe per la vendita di energia elettrica: tariffe di fornitura per grandi volumi, che vengono applicate a consumatori di grande scala come la Copperbelt Energy Corporation, tariffe per l'esportazione e tariffe per la vendita al dettaglio. Il settore minerario in Zambia ha vissuto una rapida espansione con tassi di crescita media annui intorno al 9% e si hanno enormi prospettive di sviluppo, grazie alla disponibilità di numerose riserve e un ambiente con condizioni per l'investimento meno insicuro, comparato a molte altre nazioni del territorio sub-sahariano. Al presente lo Zambia è il più grande produttore di Rame africano e come spiegato dall'analisi nel Mining Review dell'11-06-11, se tutti i progetti pianificati di espansione del settore dovessero effettivamente prendere piede allora lo Zambia supererà la produzione dell'Australia e dell'Indonesia, diventando il quinto più grande produttore di Rame a livello mondiale. La Cina è il più grande investitore nel settore minerario dello Zambia, subentrando nei recenti anni con investimenti oltre ai 2 miliardi US$, ci sono

infatti quattro imprese operanti nel paese tutte consociate della compagnia di stato China Non-Ferrous Metals Mining Corporation (CNMC). In quanto produttore di metalli da oltre 80 anni, lo Zambia ha nel corso del tempo sviluppato un insieme di strutture per il processo di lavorazione dei minerali molto estensivo e l'impiego elettrico ne è un input fondamentale.

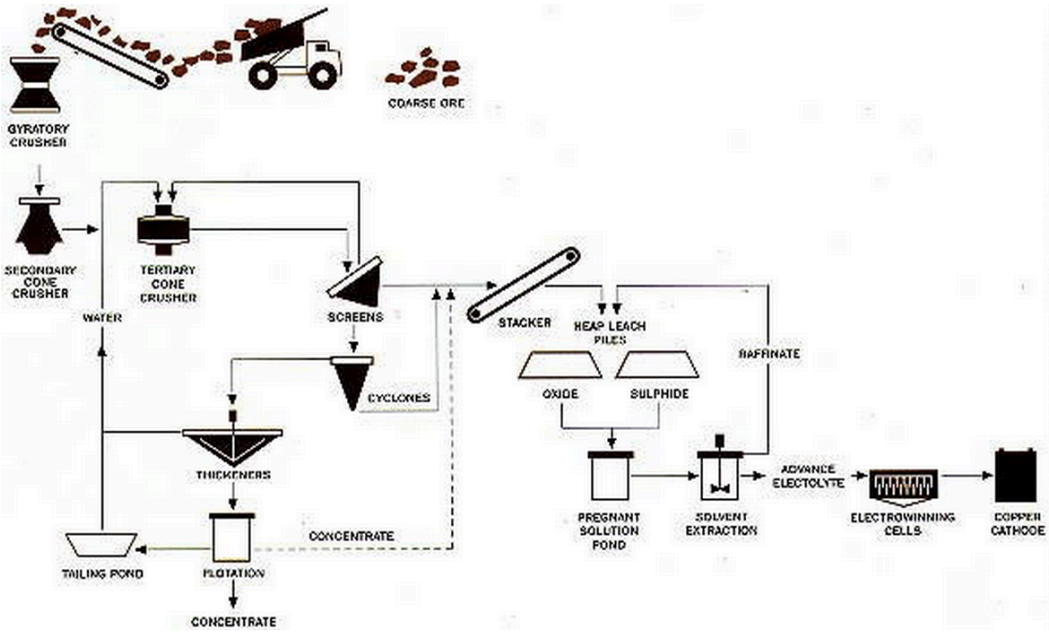

Figura 18 - Processo di lavorazione di una miniera di Rame - dal minerale al metallo

Come mostrato nello schema di processo in figura 18, nella miniera di Rame sono numerose le fasi di lavorazione che necessitano di elettricità, quali il passaggio attraverso il frantoio dei minerali primari oppure la distillazione tramite solventi per la concentrazione e purificazione del Rame. L'interruzione della fornitura elettrica impatta le miniere di Rame in maniera fortemente negativa; per esempio, l'impatto del black-out verificatosi il 18-06-11 ha portato a perdite per i produttori ammontati a milioni di US$[19]. Una delle più grandi miniere del paese, Vedanta Konkola, ha avuto problemi di allagamento per le seguenti settimane con minatori impegnati nel pompaggio di acqua dal sottosuolo. Proprio con la prospettiva dell'utenza industriale si riesce a comprendere come il bilanciamento tra l'offerta e la domanda di energia elettrica diviene un fattore competitivo di primaria importanza. Qualora l'affidabilità della fornitura elettrica non dovesse essere migliorata, saranno sempre in maggior numero le industrie che

[19] *An Econometric Analysis of Zambian Industrial Electricity Demand* - C. Y. Chama, 2012

sceglieranno di dotarsi di un impianto per la produzione di potenza autonomo, così sopportandone i costi d'investimento. Le imprese che si installano generatori di tipo diesel o simili vanno spesso incontro ad un costo dell'energia elettrica superiore; questi impianti stand-alone vanno dunque a limitare le loro possibilità di trasformarsi in sostituti permanenti dell'energia pubblica accessibile con la rete, ne consegue un maggiore costo della produzione che necessariamente va ad incidere negativamente sulla competitività degli stati africani.

Tabella 3 - Impianti di produzione di potenza in Zambia

Zambia	Installed Capacity (MW)	Fuel
Kariba North	720	Hydro
Kafue Gorge	900	Hydro
Victoria falls	108	Hydro
LHPC/ZESCO	38	Hydro
Lusiwasi	12	Hydro
Musonda Falls	5	Hydro
Chisimba Falls	6	Hydro
Mulungushi	20	Hydro
Lunsemfwa	18	Hydro
Kaoma	2,62	Diesel
Kabompo	1,13	Diesel
Mufumbwe	0,76	Diesel
Bancroft	20	Natural Gas
Luano	40	Natural Gas
Luanshya	10	Natural Gas
Mufulira	10	Natural Gas
Nkana	20	Natural Gas

Tabella 4 - Impianti di produzione di potenza in DRC

DRC	Installed Capacity (MW)	Fuel
Nseke	260	Hydro
Inga I	351	Hydro
Inga II	1424	Hydro
Nzilo	100	Hydro
Ruzizi I	30	Hydro
Ruzizi II	36	Hydro
Zongo	75	Hydro
Koni	36	Hydro
Tshopo 1	19	Hydro
SNEL	18	Diesel

Sia il DRC che lo Zambia sono entrambi paesi che viaggiano oltre al 90% della loro generazione elettrica con energia rinnovabile, grazie alle installazioni di impianti idroelettrici nei pressi delle principali riserve idrogeologiche. Rispetto ai dati dell'ERB circa il consumo elettrico effettivo, analizzati in precedenza per il 2008, l'IEA stima che in Zambia nel 2011 l'elettricità impiegata per l'estrazione e lavorazione di materiali non ferrosi sia pari a 3710 GWh sul totale di 7895 GWh consumati nel paese, pari al 89%

dell'energia elettrica consumata dal solo settore industriale, evidenziando l'aumento dei consumi del settore terziario. Per incontrare la crescente domanda per energia elettrica la Zambian Electricity Supply Company (ZESCO) ha già stipulato degli accordi per aumentare la capacità di generazione; tra i principali si vedano l'espansione della centrale di Kafue Gorge a 990 MW, oppure la costruzione di Botoka Gorge 800 MW sul fiume Zambezi per la quale sono già stati convalidati gli studi di fattibilità.

Minerali simili impiegati per la produzione del Rame sono trovati anche in Mauritania, oltretutto sono qui ritrovati anche altri minerali ferrosi e l'Oro, come mostrato in figura 19. Il contributo dell'industria minerario-estrattiva al PIL del 2011 è stato pari al 25% e l'aspettativa è che questo dato cresca soprattutto grazie all'aperura di nuove miniere e riserve in continua scoperta.

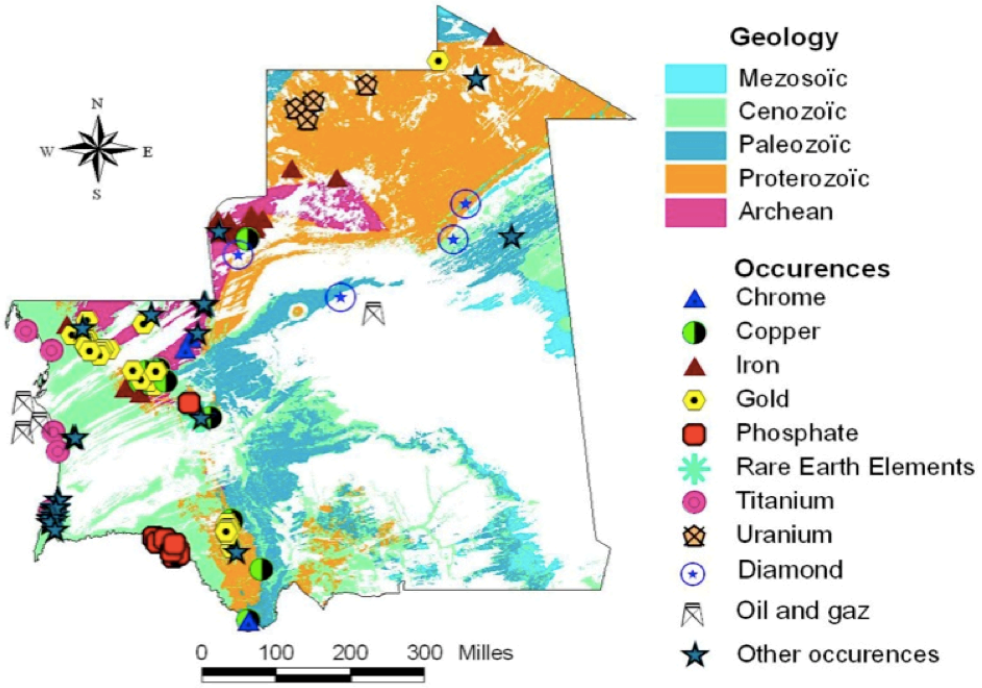

Figura 19 - Stato attuale e prospettive di sviluppo del settore minerario in Mauritania

Questa è una nazione che però presenta un mix energetico quasi esclusivamente legato all'impiego di generatori diesel, distribuiti nei pressi dei principali centri abitati, con taglie non superiori ai 30 MW l'uno. In Mauritania è promettente l'impiego di tecnologie solari grazie alle presunte elevate ore d'insolazione; tuttavia il clima poltico incerto va ad associare elevate rischiosità per i progetti d'investimento, frenando così la crescita economica. Ciononostante, l'instabilità del sistema paese sta nel tempo migliorando e, come conseguenza la nazione vede crescenti investimenti diretti dall'estero, grazie anche

ad agevolazioni fiscali quali deducibilità per i primi tre anni di produzione per imprese che, in seguito ad un successo della fase esplorativa, ottengono il permesso di sfruttamento di un giacimento. Al fine di mantenere il passo con la stimata crescente domanda di energia elettrica, la Société Mauritanienne de l'électricité (SOMELEC), congiuntamente con il governo locale, ha già commissionato la costruzione di una centrale fotovoltaica di 15 MW nella capitale Nouakchott. Ma l'investimento più atteso è il Mauritania Gas-To-Power project che prevede lo sfruttamento delle riserve offshore e la realizzazione di un 350 MW CCGT entro il 2015 per così esportare elettricità nel confinante Senegal[20]. Anche la risorsa eolica presenta potenziali per elevate ore di funzionamento annue, sono perciò sotto forte attenzione i risultati che si stanno ottenendo dalla prima centrale eolica del paese, installata nei pressi di Nouadhibou per un totale di 4,4 MW.

Il Togo è un paese conosciuto per la sua industria di minerali di fosfato, tanto che nel 2006 ne è diventato il più grande produttore a livello globale. Nel paese sono presenti anche altre tipologie di miniere seppur su scala inferiore e anche il manifatturiero rappresenta una piccola parte dell'economia con l'8% del PIL 2011. Nello stesso anno IEA stima che i consumi elettrici del paese afferenti all'estrazione di minerali non metallici sono pari a 163 GWh, ovvero il 17% dei 965 GWh consumati a livello nazionale. L'impiego elettrico dei clienti industriali come la Société Nouvelle des Phosphates du Togo (SNPT), dopo aver esperienzato una forte crescita nei primi anni di questo secolo è andato stabilizzandosi. In tabella 1 viene mostrato come sono invece le altre tipologie di utenze a presentare una domanda in continua crescita:

Tabella 5 - Struttura delle vendite di CEET

Sales (GWh)	2006	2009	2010	2011	Annual Growth 2006-2011
Low Voltage Customers	262 (58%)	349 (62%)	383 (60%)	410 (60%)	9.2%
Medium Voltage Customers	186 (42%)	216 (38%)	252 (40%)	276 (40%)	8.0%
Total	448	565	635	686	9.0%

Source: CEET 2011 Annual Report, SOFRECO and Nodalis reports.

La capacità elettrica installata attuale è di 376 MW, di cui oltre l'80% provengono da impianti a gas naturale e a diesel; solamente gli impianti idroelettrici di Nangbeto 65 MW ed il mini-hydro di Kpimè di 1,6 MW producono energia elettrica da fonte rinnovabile. Tuttavia, nell'Aprile 2012 la Compagnie d'Energie Electrique du Togo (CEET) ha firmato

[20] http://www.2b1stconsulting.com/tullow-to-reach-final-investment-decision-in-mauritania-gas-to-power/

un contratto per un campo eolico da 24 MW con Delta Wind. Rispetto al totale di capacità installata, quella disponibile risulta notevolmente inferiore e, pertanto il paese si è ritrovato nei recenti anni ad importare elettricità dal confinante Ghana e dalla Nigeria mediante l'interconnessione con il vicino Benin[21]. Dati World Bank indicano che nel 2011 il Togo è stato importatore netto di energia elettrica per 751 GWh: è dunque di vitale importanza per il paese affrancarsi dalla dipendenza da approvvigionamento. La CEET ha portato avanti questo intento negli ultimi due anni con nuovi impianti installati per la generazione di potenza nei pressi di Lome, ma anche lavorando congiuntamente con Communauté Electrique du Benin (CEB) sul progetto della centrale idroelettrica di Adjarala 147 MW che dovrebbe diventare operativa entro il 2017.

I fosfati non si trovano esclusivamente in Togo ma anche in Angola, Mali e Senegal, dove viene estratto anche il minerale Zirconio. Nonostante la centrale idroelettrica di Manantali 200 MW si trovi sul fiume Senegal, l'impianto non è da comprendersi nel portafoglio di siti di produzione di potenza del Senegal poichè è situato in territorio maliano. Infatti, questa è una nazione che con i suoi 570 MW di potenza elettrica installata ricopre la produzione elettrica esclusivamente da impianti alimentati da idrocarburi fossili: gas naturale in Bel-Air Tag-4, Cap Des Biches Tag-3 e GTi per 32, 44 e 52 MW rispettivamente; l'altra parte di potenza installata viene alimentata da derivati del petrolio.

Le attività estrattive del continente proseguono nell'ambito dei diamanti, prevalentemente in Sierra Leone, Central African Republic ed Angola, ma questi vengono ritrovati anche in altri paesi quali Guinea, Liberia, Tanzania e DRC. In DRC si estraggono terre rare come il Tantalio, lo Zinco, il Tungsteno ed il Cobalto; qui l'energia elettrica non viene impiegata solamente per le attività minerarie ma anche per il processo di lavorazione dei minerali da parte di alcune industrie locali che realizzano lo sgrezzamento degli stessi. Alcuni minerali necessari per la produzione dell'acciaio vengono estratti in Uganda, Kenya ed in Nigeria; in quest'ultimo paese è fervida anche l'estrazione dell'elemento chimico Stagno.

L'estrazione di Bauxite e la produzione dell'Alluminio sono attività trainanti l'industria della Guinea, del Mozambique, del Cameroon, oltrechè della Sierra Leone, Angola, Kenya e Ghana. La Guinea è un paese di 11,5 milioni di abitanti, avente una potenza elettrica installata pari a 314 MW, solamente per un suo 40% proveniente da fonti idroelettriche

[21] Tra le ragioni per cui la potenza disponibile è inferiore a quella installata si deve considerare la comproprietà di molti impianti situati in Togo con il vicino Benin, come l'idroelettrico Nangbeto 65 MW. *Togo Energy Sector Policy - Review of the Electricity Sub-Sector*, World Bank, 2013

rinnovabili, come la centrale di Garafiri 75 MW o di Grandes Chutes 27 MW; l'altra parte di produzione elettrica proviene dall'utilizzo di generatori diesel come quello Cbg Kamsar 35 MW, oppure Sag Siguiri 24 MW.

Infine, nel settore minerario estrattivo del continente africano occorre considerare l'Oro, con attività industriali presenti in oltre 12 dei paesi considerati all'interno di questo studio. Tali miniere richiedono energia elettrica per la ventilazione di aria primaria, per il pompaggio idraulico, per il processo di liscivazione del minerale e per altre attività ancillari.

Settore manifatturiero

I dati WDI dettagliano il contributo del settore manifatturiero alla formazione del PIL di un paese. In alcuni casi questo riesce ad essere suddiviso con precisione tra attività legate al mondo alimentare e dei tabacchi, attività del mondo dei prodotti chimici, attività legate alla produzione di attrezzature per trasporto e macchinari, ed altre attività manifatturiere. Purtroppo però la raccolta di dati nell'Africa sub-sahariana è sempre difficoltosa, perciò talvolta i dati non risultano reperibili oppure si riferiscono ad anni diversi. Nella figura 20 si illustra il contributo del manifatturiero al PIL 2013 per le nazioni target suddivise per regioni, è possibile comprendere come la regione Mid-West sia influenzata dalla Nigeria, nazione il cui PIL è superiore rispetto tutte le altre nazioni target.

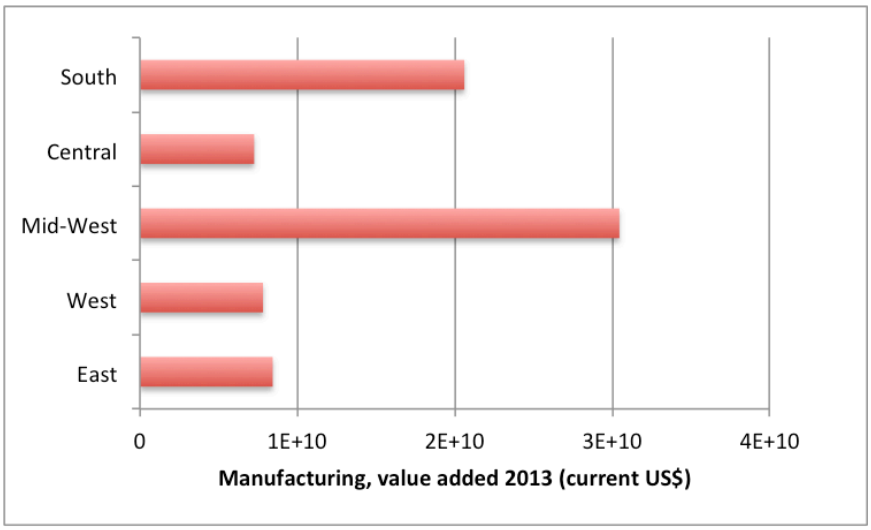

Figura 20 - Contributo del settore manifatturiero alla creazione del PIL 2013 per regioni

Il settore dell'industria alimentare contribuisce rilevantemente alla formazione del PIL di molti dei paesi analizzati. Il processo di lavorazione del settore ittico è un'attività molto importante per le economie del Senegal, della Mauritania ma anche del Gambia e dell'Angola. Questa industria produce diverse tipologie di prodotti che si possono differenziare in base alla tipologia di materia prima e al livello di valore aggiunto che la lavorazione necessita. Molte delle fasi di lavorazione come il raffreddamento, la cottura, la sterilizzazione, l'evaporazione, la seccatura od il lavaggio, richiedono come input l'energia elettrica; senza entrare nel dettaglio, è possibile constatare come il fabbisogno elettrico cresca procedendo con l'aumento del valore aggiunto apportato al prodotto, passando dal fresco al congelato, ovvero in basso a destra del diagramma in figura 21.

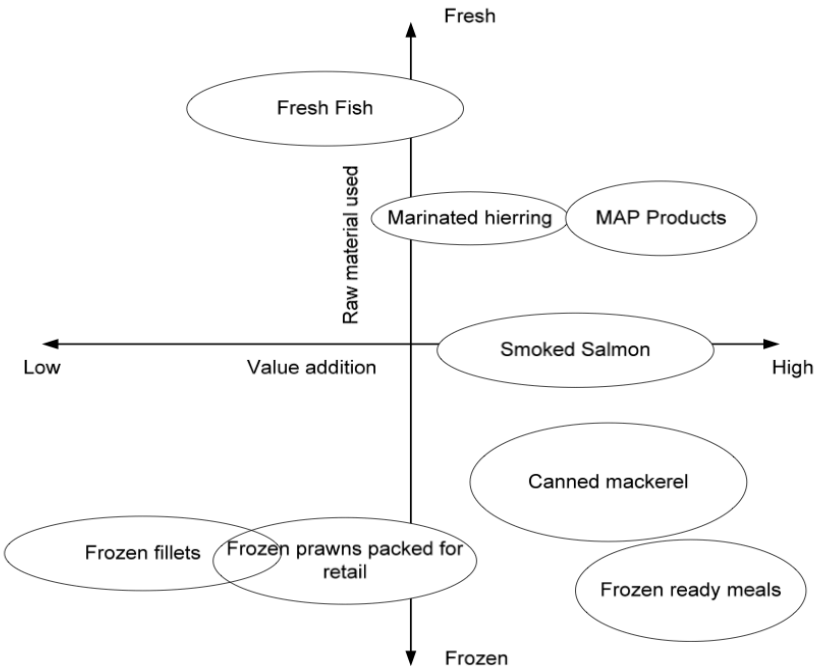

Figura 21 - Prodotti dell'industria ittica

I processi di lavorazione dell'industria dello zucchero, l'irrigazione, il trattamento e la raffinazione, sono fortemente energivori, tanto da spingere alcuni soggetti imprenditori, laddove possibile, verso la costruzione del proprio impianto di produzione di potenza, indipendente dalla rete elettrica. A proposito si menzionano gli impianti che sfruttano i residui di processi di Kinyara e Lugazi in Uganda, oppure il Guneid sugar powerplant della Sudanese Sugar Company in Sudan. L'Uganda, con un totale di 771 MW di potenza elettrica installata, è una nazione che detiene un mix energetico per l'85% proveniente da fonti rinnovabili, in grande parte da centrali idroelettriche di grossa taglia quali Bujagali, Kiira e Nalubaale, 250, 200 e 180 MW rispettivamente. In questo paese sono anche stati

realizzati alcuni fra i primi impianti africani a biomasse, come la Kakira bagasse power station, avente una capacità installata di 17 MW. A completare l'offerta di potenza sulla rete nazionale si citano gli impianti di Namanve, Invespro ed Electromax aventi 50, 50 e 10 MW rispettivamente; a questi poi si aggiungono molti altri piccoli produttori di potenza indipendenti (di seguito denominati come Independent Power Producer - IPP) distribuiti nel territorio, presenti grazie alle riforme implementate nel settore elettrico, che verranno approfondite nei capitoli successivi.

In generale, il settore dell'industria alimentare richiede consumi elettrici con forti specificità, dipendenti dai processi sottostanti. La Cote d'Ivoire è una nazione che produce una gamma eterogenea di materie alimentari quali il caffè, lo zucchero, olii e molti altri. Secondo stime IEA 2011, è arrivata a consumare 480 GWh annui all'interno di questo settore e per soddisfare questo fabbisogno, significativamente crescente nel tempo, oggi la sua potenza elettrica complessiva installata risulta pari a 1391 MW. Di questi, un 43% proviene dalle centrali idroelettriche di Kossou, Taabo, Buyo e Ayame, 174, 210, 265 e 50 MW rispettivamente, e altri 787 MW provengono da centrali a gas naturale che sfruttano le riserve presenti sul territorio nazionale.

L'industria di materie alimentari rimane un importante contributo al PIL di svariate nazioni tra cui occorre segnalare l'Ethiopia, il Mali, l'Eritrea, il Cameroon, la Guinea Bissau, lo Zambia, il Rwanda, il Gabon, la Sierra Leone e il Gambia. In particolare il CIA-WF segnala l'importanza dell'industria delle arachidi in Gambia e di quella della fermentazione di malto per la produzione di birra in Uganda, Chad, Central African Republic Centrafricana, Angola e Congo. In quest'ultimo paese un'altra industria particolarmente sviluppata è quella dell'olio di palma, che contribuisce significativamente al PIL anche della Liberia. La Liberia è una nazione di 4,2 milioni di abitanti, avente attualmente una potenza elettrica installata di soli 30 MW circa, coperti per lo più da generatori diesel; solamente la centrale idroelettrica di Firestone 5 MW produce potenza da fonte rinnovabile. Per questo paese rimane importante segnalare che nel 1989, pre guerra civile, la potenza elettrica installata cumulata era arrivata a circa 200 MW, comprendendo l'importante centrale idroelettrica di Mount Coffee di 64 MW[22]; il tutto è andato completamente devastato da 14 anni di guerra civile. Da ultimo, anche il Malawi fa del settore alimentare una componente importante delle proprie attività economiche grazie alle ingenti esportazioni di tè e alle

[22] *Assessing and Developing Policy Options for Addressing Climate Change Mitigation Across the Energy Sector of Liberia* - Augustus v. Goanue, National Consultant, 2010

industrie del tabacco e dello zucchero. Per questo paese l'IEA non è riuscita ad effettuare ripartizioni dei consumi elettrici fra i diversi settori; è tuttavia noto che nel 2011 l'industria pesa complessivamente per un 19,3% alla formazione del PIL e lo specifico settore manifatturiero rappresenta il 12% del totale. Nello stesso anno, vengono suddivisi i fattori contribuenti al valore aggiunto e si rimarca la prevalenza dell'elemento "food, beverages and tobacco" per un 61,3% del totale manifatturiero, evidenziando così un modesto fabbisogno elettrico. Tale fabbisogno viene soddisfatto con una potenza elettrica installata a livello nazionale pari a 296 MW, quasi interamente coperti dalle centrali idroelettriche di Kapichira, Nkhula e Tedzani; esiste anche il piccolo impianto di Blantyre a gas naturale per la regolazione della frequenza di rete.

Altre attività industriali dell'Africa sub-sahariana comprendono i processi di lavorazione delle materie agricole, particolarmente in Rwanda, Kenya, Senegal, Djibouti, Burkina Faso, Togo ma soprattutto in Tanzania con la produzione di sigarette e prodotti di tabacco. In Tanzania vivono quasi 48 milioni di persone e nonostante sia uno dei paesi più poveri al mondo in termini di PIL pro capite può vantare uno tra i tassi di crescita più promettenti dell'intero continente, pari al 13% di crescita media del PIL annuo dal 2006 ad oggi. Sono attualmente installati circa 1200 MW di potenza, suddivisi quasi equamente fra impianti a fonti rinnovabili e non. Si citano le importanti centrali idroelettriche di Kidatu 204 MW e Kihansi 200 MW; l'altra parte di capacità elettrica installata comprende per lo più impianti a gas naturale che sfruttano i giacimenti presenti sul territorio nazionale, le cui riserve provate hanno subito repentine fluttuazioni nell'ultimo periodo.

Come contributo al settore manifatturiero occorre considerare anche l'assemblaggio di macchinari destinati all'uso agricolo, attività rilevante in Gambia, paese in cui il contributo dell'industria al PIL 2013, stimato essere pari a 914109100 US$ è pari solamente al 12,9%. Stime World Bank indicano una popolosità di 1,8 milioni di persone ed una potenza elettrica installata di 96 MW che comprende gli impianti di Banjul, Brikama e Kotu che lavorano esclusivamente con combustibili derivati dal petrolio.

Le attività manifatturiere del mondo chimico africano coprono un eterogeneo insieme di ambiti, dal sapone ai fertilizzanti. Questi ultimi fanno parte delle industrie del Senegal, Mozambique, Zambia, Tanzania, Cote d'Ivoire e Nigeria; queste sono attività che si ritrovano anche in Niger, Ethiopia, Gabon e Sudan. I dati indicano che nel 2010 in Senegal il contributo dell'industria chimica al PIL è stato pari al 16,5% delle attività manifatturiere, per un totale di 295.011.957 US$. Lo stesso dato nel 2009 in Ethiopia è pari all'8% delle

attività manifatturiere per un totale di 106.493.429 US$. IEA stima che in Senegal nel 2011 il consumo elettrico legato al mondo chimico sia stato pari a 104 GWh, su una stima di produzione elettrica totale pari a 2800 GWh.

In Cote d'Ivoire, le stime IEA del 2011 indicano che l'industria dei fertilizzanti ha consumato circa 70 GWh, a fronte di 480 GWh consumati nel settore alimentare. La rimanente parte dei consumi industriali nel medesimo anno, per un totale di 764 GWh, hanno ricoperte le categorie dell'industria tessile, del legname e delle acciaierie oltrechè altri usi non ulteriormente specificati. Dunque, le stime indicano che i consumi industriali totali sono stati pari a 1314 GWh, l'altra quota dei 4080 GWh elettrici totali consumati è stata invece utilizzata nei settori residenziali, agricoli ed altri.

1.2.4 - Fonti di produzione di potenza a livello regionale

Tornando all'iniziale suddivisione regionale delle nazioni target è possibile analizzare un insieme di dati sintetici interessanti. In tabella 6 viene mostrata la potenza elettrica installata per migliaio di abitanti, la quale risulta massima nei paesi mid-west. Questo dato è però un affetto dalle caratteristiche della Nigeria, che a livello nazionale detiene un 86 kW ogni mille abitanti, ed infatti, escludendo questo paese, il valore del dato nella regione Mid-West subisce un drastico ribasso arrivando al minimo di 4,5 kW ogni mille abitanti[23]. Quest'ultimo dato rileva che l'insieme delle nazioni nella regione Mid-West, ad eccezione della Nigeria, risultano essere particolarmente svantaggiate e potrebbero rappresentare una priorità d'intervento per progetti d'elettrificazione.

Tabella 6 - Potenza installata ogni mille abitanti nelle regioni

	East	West	Mid-West	Central	South
Installed capacity (MW)	8434	5205	15599	4736	7106
Renewables share (%)	0,58	0,39	0,15	0,78	0,83
Population (millions)	179,1	100,7	221,1	132,4	123,8
kW/1000 habitants	47,1	51,7	70,6	35,8	57,4

[23] Le nazioni nella regione Mid-West sono: Mauritania, Mali, Niger, Burkina Faso, Nigeria.

Dalla figura 22 è possibile comprendere come le diverse regioni tentano di soddisfare il fabbisogno elettrico mediante le risorse a disposizione, prevalentemente di carattere idroelettrico. Infatti, l'insieme delle nazioni South ha una bassa percentuale di capacità installata e connessa alla rete alimentata da idrocarburi.

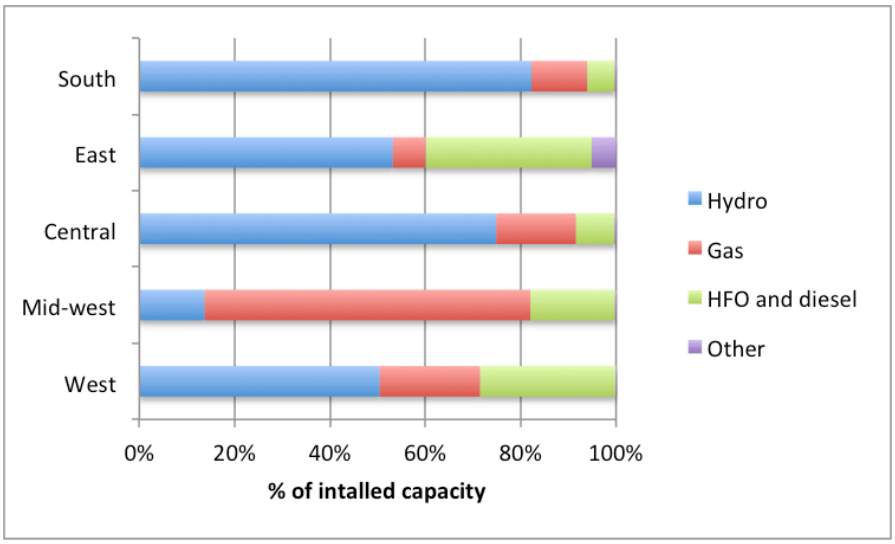

Figura 22 - Fonti di produzione di potenza per regione

Ciò che contraddistingue in maniera rilevante le nazioni dell'insieme Mid-west è l'ingente proporzione di potenza installata che utilizza il gas naturale; tuttavia, questo è un dato che viene influenzato dalle caratteristiche della Nigeria che a livello nazionale detiene oltre 10 GW di capacità elettrica provenienti dall'utilizzo di questa fonte. Ciò viene permesso dalle riserve a disposizione, che sono le più grandi del continente e settime a livello mondiale, e dall'espansione infrastrutturale e normativa del settore, con riforme sulle politiche del gas a partire dal Master Plan del 2008. La figura 22 evidenzia la percentuale di capacità installata proveniente da fonti derivate del petrolio, le proporzioni maggiori si identificano nelle regioni orientali ed occidentali del continente, ovvero proprio laddove le risorse idroelettriche sono più limitate.

Nell'insieme delle nazioni target, gli impianti di produzione di potenza da fonte rinnovabile, installati, operativi e allacciati alla rete, sono rappresentati per un 97% da impianti idroelettrici. Ovviamente, il dato circa la percentuale di impianti da fonte rinnovabile nelle diverse sub-regioni segue le caratteristiche idrogeologiche del continente africano: i principali laghi e bacini fluviali si trovano nelle regioni centrali e l'estensione del fiume Congo e dello Zambezi sono di vitale importanza per molti paesi

(vedi figure 23 e 24). Le sorgenti di questi due fiumi si trovano negli altipiani ai confini tra il DRC e lo Zambia e grazie alla confluenza di alcuni laghi importanti generano rilevanti portate. Non è infatti un caso che, come illustrato in tabella 7, quattro tra le dieci centrali idroelettriche più grandi presenti nelle nazioni target siano state costruite su questi due fiumi (o loro affluenti, quale ad esempio il Kafue) e il potenziale idroelettrico, come per la costruzioni di dighe più piccole quali Victoria Falls 108 MW nello Zambia, dev'essere ancora pienamente sfruttato.

Tabella 7 - Impianti idroelettrici più grandi nelle nazioni target

Power plant	MW	Country	River	Operational since
Cahora Bassa	2075	Mozambique	Zambezi	1974
Inga II	1424	DRC	Congo	1977
Merowe	1250	Sudan	Nile	2009
Akosombo	1020	Ghana	Volta	1965
Kafue Gorge	900	Zambia	Kafue	1971
Kainji	760	Nigeria	Niger	1968
Kariba North	720	Zambia	Zambezi	1959
Shiroro	600	Nigeria	Kaduna	1979
Jebba	578	Nigeria	Niger	1984
Capanda	520	Angola	Cuanza	2004
Tana Beles	460	Ethiopia	Beles	2012

Il ridotto utilizzo delle risorse idroelettriche dell'Africa sub-sahariana è in parte causato dal fatto che, non di rado, i siti più idonei ad ospitare un impianto per la produzione di potenza in maniera economica si trovano a grandi distanze dai maggiori centri di domanda ed in nazioni che non dispongono di una capacità di spesa per poterli sviluppare.

Figura 23 - Estensione geografica del fiume Congo

Figura 24 - Estensione geografica del fiume Zambezi

Le regioni orientali non possiedono bacini idrici paragonabili a quelli dell'Africa centrale; tuttavia, l'elevato valore della quota rinnovabile si può computare alle grandi centrali idroelettriche etiopi di Gilgel Gibe I 420 MW, Gilgel Gibe II 192 MW, Tana Beles 460 MW e Tekeze 300 MW. Sono qui comprese anche le installazioni realizzate in Sudan, tra le più grandi Merowe 1250 MW e Roseires 280 MW, nonchè il contributo del Kenya che non fa della risorsa idrica il proprio punto di forza nel soddisfare il fabbisogno elettrico, pur avendo le grandi centrali di Gitaru 225 MW, Kiambere 164 MW e Turkwel 106 MW. Forse è proprio dovuto alla non elevata disponibilità di bacini idrici che le nazioni delle regioni orientali si sono mosse per prime nel campo delle altre rinnovabili, come il Kenya che studia impianti geotermici pilota a partire dal 1960, o come l'Ethiopia che ha anticipato le prime installazioni di parchi eolici nel continente africano, quali ad esempio Ashegoba ed Adama, 120 MW e 51 MW rispettivamente e, detiene anche la centrale geotermica di Aluttu Langano 7,3 MW.

Le nazioni target dispongono in maniera contenuta di energie rinnovabili (ER) non idroelettriche per la produzione di potenza, come illustrato nel grafico in figura 22; mentre in nazioni come l'Ethiopia o il Kenya sono già avvenute le prime significative installazioni, le regioni occidentali le stanno ancora attendendo. Sono molti i fattori che ne limitano la diffusione, quali alti costi iniziali da sostenere per la loro installazione, oppure la struttura di monopolio della maggior parte dei sistemi elettrici, che ostacola l'ingresso di investitori privati nel settore. Inoltre le interferenze politiche, magari orientate a tener basse le tariffe, danneggiano la sostenibilità economica ed i parametri d'investimento per impianti ER. Sono anche da considerare altri aspetti tecnico-gestionali, per esempio

relativi alle difficoltà di inserimento delle ER negli esistenti sistemi elettrici ed al dispacciamento dell'energia proveniente da impianti non programmabili.

L'iniqua distribuzione territoriale delle risorse naturali ha spinto molte nazioni verso l'adozione di forme per la produzione di potenza inefficienti, utilizzando l'importazione di costosi carburanti al servizio dei loro piccoli mercati elettrici domestici. Circa il 20% del totale di potenza installata nelle nazioni target viene alimentata mediante combustibili fossili derivati del petrolio; in molti di questi casi è proprio la mancanza di risorse naturali a spingere verso queste forme per la generazione di potenza, mentre il fabbisogno elettrico potrebbe essere invece soddisfatto dal commercio energetico con i mercati delle nazioni vicine, attraverso scambi trans-frontalieri.

Confrontare le nazioni target sulla capacità nel distribuire energia elettrica ai suoi abitanti attraverso la potenza installata pro capite connessa alla rete di trasmissione (nella tabella 6 l'indicatore viene misurato come kW/1000 abitanti) non appare corretto. Infatti, in questa maniera viene solamente considerata la prima delle tre fasi che compongono un sistema elettrico: la produzione, la trasmissione e la distribuzione. Si dovrebbe considerare anche l'estensione geografico-territoriale delle infrastrutture per la trasmissione dell'energia elettrica e la capillarità del sistema distributivo: una nazione che occupa una grande area generalmente si trova in più grande difficoltà nell'installare impianti di produzione di potenza che riescano a fornire il servizio elettrico su tutto il suo territorio rispetto ad una nazione più piccola. In tabella 8 sono fornite le informazioni circa la lunghezza e gli standard di tensione, relativi all'anno 2010 per alcune delle nazioni target nella regione COMESA.

Tabella 8 - Estensione delle reti di trasmissione e distribuzione per alcune nazioni target

Malawi - Superficie - 94280 km^2			Sudan - Superficie - 2376000 km^2			
Reti di Trasmissione						
66	132	kV	500	220	110	kV
320	71	km	620	3655	923	km
Reti di Distribuzione						
15	33	kV	33	11	0,415	kV
4500	350	km	6111	11524	25497	km
Rwanda - Superficie - 24670 km^2			Eritrea - Superficie - 101000 km^2			
Reti di Trasmissione						
70	110	kV	66	132	220	kV
385		km	1121	1274	700	km
Reti di Distribuzione						
6,6	15	kV	11	33		kV
4900		km	2000	3730		km

1.2.5 - Strutture dei sistemi elettrici

Molte nazioni dell'Africa sub-sahariana, provenendo da regimi di monopolio effettivo, hanno vissuto alcune riforme all'interno del proprio sistema elettrico, quali la creazione di enti appositi per la regolazione del settore, la concessione di contratti di gestione in mano a privati e svariati investimenti in forma di IPP. Tuttavia, la maggior parte delle utility di stato ancora oggi mantengono una posizione di mercato dominante e la collaborazione con soggetti privati è in forma temporanea (in modalità di contratto di gestione a scadenza) oppure in forma marginale (per cui l'IPP contratta bilateralmente con l'utility di stato). Infatti, oggi non esiste una vera e propria competizione nei mercati elettrici africani; eccezioni riguardano l'estremità sud del continente nel consorzio SAPP in cui tuttavia il commercio rimane basso, l'Uganda con la liberalizzazione delle fasi di generazione, trasmissione e distribuzione, il Kenya in cui la fase di produzione è stata separata[24]. Anche il Ghana ha sciolto e liberalizzato la fase di distribuzione, così com'è successo in Nigeria dove comunque rimane l'utility di stato a coordinare i soggetti privati. I governi delle nazioni dell'Africa sub-sahariana si stanno interrogando se riforme del settore, mirate a stimolare la competitività di questi mercati, siano una soluzione appropriata per migliorare gli attuali problemi del sistema elettrico. Besant-Jones (2006), nel suo studio sulle riforme del settore elettrico, conclude che la liberalizzazione dovrebbe essere perseguita nei paesi laddove esistono numerosi produttori con grandi potenze installate, tali da raggiungere le efficienze di scala nel sistema, il che escluderebbe la quasi totalità delle nazioni considerate.

La figura 25 mostra le informazioni a disposizione circa lo stato delle reti di trasmissione elettrica nell'Africa sub-sahariana. Sono illustrati i principali progetti di costruzione ed espansione delle reti, tuttavia questa è una mappa aggiornata al 2008 e occorre sottolineare che lo stato delle infrastrutture potrebbe avere subito alcune variazioni. Lo stato dei sistemi elettrici viene accompagnato dalla figura 26, che mostra una stima della densità abitativa della popolazione africana; dal confronto tra le due mappe risalta come molte aree del continente, con densità abitative non irrilevanti, siano ancora oggi molto lontane dalle infrastrutture elettriche di trasmissione e distribuzione.

---

[24] *Africa's Power Infrastructure - Investment, Integration, Efficiency* - Anton Eberhard, Orvika Rosnes, Maria Shkaratan, Haakon Vennemo - The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank, 2011

I sistemi elettrici dell'Africa sub-sahariana sono prevalentemente sviluppati ed orientati su un livello nazionale, pertanto non tendono ad essere fra loro interconnessi. Non sono stati inizialmente pianificati per favorire la trasmissione elettrica transfrontaliera nè tantomeno per migliorare la sicurezza energetica. Per beneficiare delle economie di scala e dei vantaggi competitivi tra le diverse nazioni del continente, diventa un imperativo per il futuro la collaborazione e l'integrazione regionale. Infine, l'espansione della rete di trasmissione e distribuzione dev'essere strettamente coordinata con lo sviluppo urbano. In molte nazioni accade frequentemente che l'espansione infrastrutturale viene ostacolata da aspetti normativi non chiaramente definiti e da affrontare congiuntamente alle autorità, per risolvere queste tematiche in maniera efficiente e condivisa.

Figura 25 - Mappa delle reti di trasmissione elettrica

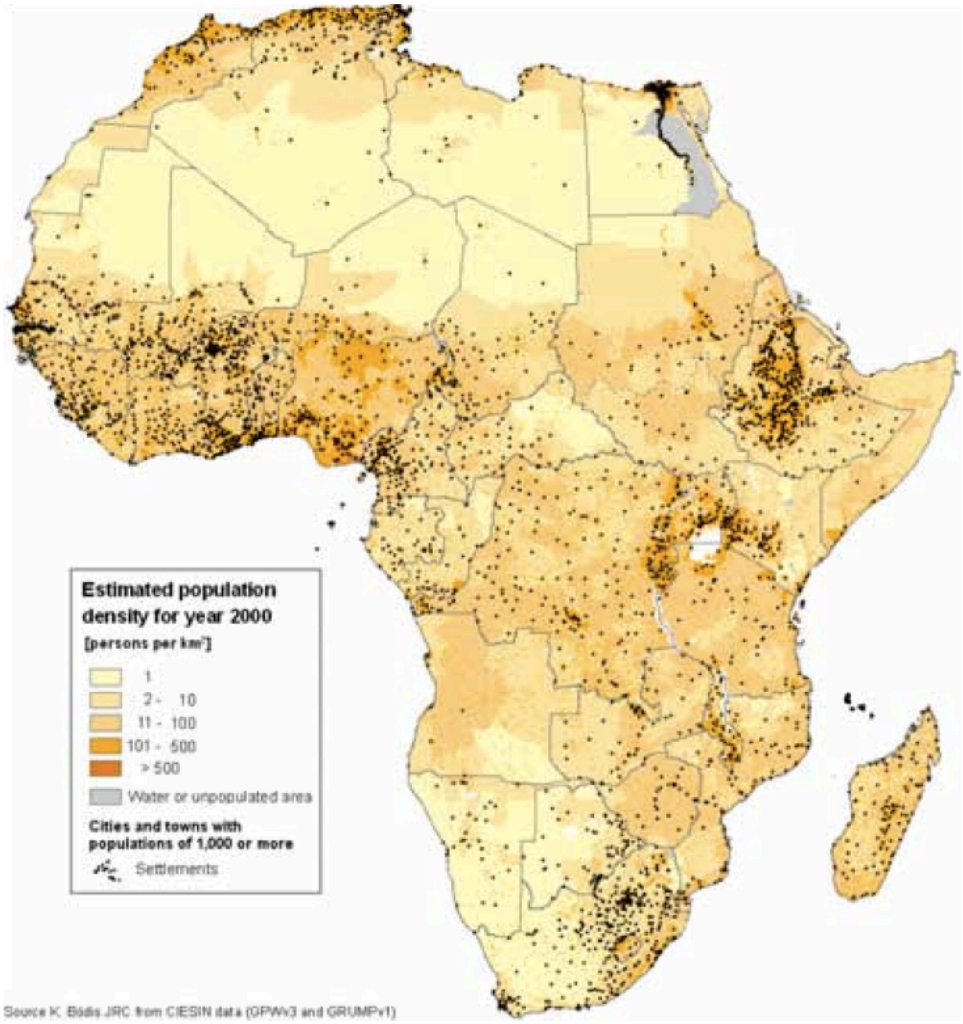

Figura 26 - Densità abitative del continente

1.2.6 - Consorzi energetici regionali

Attualmente, le infrastrutture nel territorio africano preposte al commercio energetico sono largamente sottosviluppate rispetto alle possibilità, nonostante i primi tentativi per il coordinamento e lo sviluppo delle infrastrutture energetiche siano nati a partire dal 1995, con la suddivisione territoriale tra l'Eastern African Power Pool (EAPP), il Central African Power Pool (CAPP), il Western African Power Pool (WAPP) ed il più consolidato Southern African Power Pool (SAPP).

L'Africa comprende tante piccole economie isolate pertanto, l'integrazione fisica delle infrastrutture è necessaria per promuovere la collaborazione economica tra regioni e così permettere alle industrie di raggiungere le economie di scala necessarie per ridurre il

costo dell'energia elettrica. In particolare, l'integrazione infrastrutturale elettrica, già iniziata con l'istituzione dei consorzi elettrici WAPP, EAPP, CAPP e SAPP, permetterebbe sostanziali riduzioni nei costi operativi di esercizio grazie al commercio inter-regionale, nonostante i necessari costi d'investimento per la trasmissione elettrica transfrontaliera. Alcune nazioni che beneficiano della presenza di grandi centrali idroelettriche, come il DRC o l'Ethiopia, emergerebbero come maggiori esportatori, ma anche piccole nazioni prive di risorse proprie per la produzione di potenza ne trarrebbero vantaggio. Infatti, basandosi sulla geografia economica del settore elettrico dell'Africa sub-sahariana, sarebbero molteplici i benefici ottenibili dal commercio inter-regionale. Per esempio, l'espansione del mercato elettrico oltre i confini nazionali stimolerebbe gli investimenti in capacità elettrica installata, oltrechè attenuare le irregolarità diffuse nel territorio nel bilanciamento della domanda elettrica alla sua offerta. Le nazioni che oggi hanno un costo elevato per la produzione di energia elettrica potrebbero acquistarla ad un costo inferiore. Inoltre, il commercio di energia elettrica ridurrebbe gli investimenti richiesti nelle nazioni importatrici, così generando risparmi significativi. I consorzi energetici regionali attribuiscono una crescente importanza alla coordinazione fra utilities e produttori di potenza, cercando pertanto di adottare all'interno delle proprie reti di trasmissione e distribuzione gli standard della International Elettrotechnical Commission (IEC). A tal fine, stanno collaborando con altre rilevanti organizzazioni regionali come l'AFSEC (African Electrotechnical Standardization Commission), la SADC (Southern African Development Community), EAC (East African Community), ECOWAS, UEMOA (West African Economic and Monetary Union) e l'ARSO (African Standardization Organization).

Nonostante le attese per lo sviluppo di questi consorzi elettrici, oggi il commercio inter-regionale rimane un fenomeno limitato. Per lo più si verifica nella regione SAPP che gode di un infrastruttura più elaborata e perfezionata nel tempo, in particolare tra il Mozambique ed il South Africa. Per numero di scambi elettrici transnazionali segue il WAPP in cui il Benin, il Togo e il Burkina Faso importano energia elettrica dalla Cote d'Ivoire e dal Ghana, ed il Niger importa dalla Nigeria. Invece, le nazioni dell'Africa centrale non usufruiscono dei potenziali benefici che lo sviluppo nel commercio di energia elettrica apporterebbe, nonostante il Burundi, il Congo ed il Rwanda dipendano dalle importazioni dal vicino DRC. L'integrazione infrastrutturale regionale garantirebbe maggiori benefici verso alcune nazioni rispetto ad altre, si pensi a paesi piccoli con alti costi per la produzione di potenza. Pertanto, la ripartizione dei vantaggi economici deve necessariamente passare attraverso un percorso di consenso politico nazionale ed

internazionale. Ma questa è sempre stata una condizione difficilmente superabile nel contesto sub-sahariano; a proposito, si pensi al caso Westcor nel progetto di costruzione della centrale idroelettrica Inga 3[25]: nel 2004 i governi di cinque nazioni confinanti il DRC siglarono un accordo per la fornitura di grandi quantità di energia elettrica attraverso una nuova linea di trasmissione. Gli studi di fattibilità furono in seguito interrotti causa ripetuti fenomeni di pressioni politiche, ostacolando il previsto percorso di accordi contrattuali, regolatori e finanziari. Nel 2009 il DRC ha annunciato di ritirarsi dal progetto Westcor, riprendendo le negoziazioni per lo sviluppo di Inga 3 per conto proprio. Nell'assenza di un consenso politico, il futuro di questo progetto idroelettrico rimane ancora oggi incerto.

Saranno perciò le necessarie riforme a livello istituzionale che riusciranno ad influenzare il settore privato e permetteranno un efficace innesco alla fruizione di questi mercati di interscambio, trainando il continente verso un rapido sviluppo energetico.

1.3 - Prestazioni dei sistemi elettrici

L'Africa sub-sahariana, come già richiamato in precedenza, è caratterizzata da bassi tassi di elettrificazione; infatti, meno di un 30% della popolazione dispone di un accesso alla linea elettrica. Questo dato si discosta fortemente da quello del Sud America, pari al 65%, e da quello in Asia orientale, pari a quasi il 90%. Stando agli attuali trend di sviluppo, meno del 40% delle nazioni africane riuscirà ad ottenere un accesso all'energia elettrica universale per il 2050[26]. Un ostacolo importante nell'aumentare l'accesso a servizi elettrici nelle aree rurali sono gli alti costi d'investimento associati all'elettrificazione in questi contesti. Una combinazione di alti costi e tariffe elettriche che non li riflettono, conduce i gestori del servizio elettrico a non aumentare l'accesso in queste zone, dove comunque risiedono consumatori che hanno sia la necessità sia la disponibilità di pagare per tali servizi.

---

[25] *Africa's Power Infrastructure - Investment, Integration, Efficiency* - Anton Eberhard, Orvika Rosnes, Maria Shkaratan, Haakon Vennemo - The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank, 2011

[26] *The State of The Power Sector in Sub-Saharan Africa* - Africa Infrastructure Country Diagnostic - Banerjee e altri, 2008

Una sfida importante per migliorare l'accesso all'energia elettrica è data dalla lontananza di molti insediamenti della popolazione dalla rete di trasmissione e distribuzione. Ciò viene inoltre maggiormente accentuato dalla limitata diffusione di impianti di generazione di potenza stand-alone. I maggiori costi infrastrutturali e di interconnesione vanno così ad inibire l'espansione della rete da parte dei governi e delle utility elettriche locali, d'altra parte contenendo la domanda elettrica da parte della popolazione più povera, a meno di qualche forma di incentivo. Nel territorio sub-sahariano, infatti, sono stati effetuati numerosi tentativi di politiche e forme di incentivazione finalizzate a ridurre il prezzo dell'elettricità per le abitazioni, così aumentando la possibilità di accesso per il consumatore ed il suo benessere. Tuttavia, le forme di incentivazione sono molto costose e vanno a limitare la sostenibilità finanziara del sistema energetico; si veda in proposito il caso dell'Uganda che, dal 2012, ha deciso di fermare ogni forma d'incentivazione in maniera tale da potersi impegnare nel progetto idroelettrico Karuma Power. Un altro aspetto su cui porre attenzione è il fatto che gli incentivi vanno a ridurre le tariffe ai consumatori che sono connessi ed allacciati alla rete di distribuzione, mentre non si beneficia la popolazione che non ne ha ancora accesso. Tali modalità non vanno pertanto a migliorare la percentuale di popolazione che ha accesso a servizi elettrici, come dimostrato dallo schema d'incentivazione proposto in South Africa, che fornisce 20-50 kWh per le abitazioni allacciate nelle zone più povere in maniera gratuita.

1.3.1 - Interruzioni di fornitura

Un altro fattore che va a limitare l'accesso elettrico è l'inaffidabilità del sistema elettrico, elemento che nel tempo va ad inibire la domanda. Un indicatore che può aiutare a comprendere quest'aspetto è il numero di interruzioni della fornitura e la loro durata. Purtroppo, la fornitura di energia elettrica nelle nazioni target è notoriamente conosciuta proprio per la sua inaffidabilità, grandezza che tuttavia è difficile da rilevare nell'Africa sub-sahariana, poichè la maggior parte delle nazioni target non raccoglie dati in maniera sistematica ed accurata. Stando al World Bank Enterprise Survey Database, basato su interviste alle imprese raccolte in alcune nazioni, che è una delle poche fonti informative circa l'affidabilità della fornitura elettrica, il numero medio annuo di interruzioni del servizio per imprese manifatturiere operanti nell'Africa sub-sahariana è pari a 56. Come mostrato nel grafico in figura 27, le imprese hanno mediamente dichiarato 147

interruzioni annue in DRC, in Tanzania 110 ed in Zambia 62. Invece, negli Stati Uniti si registra una interruzione ogni dieci anni.

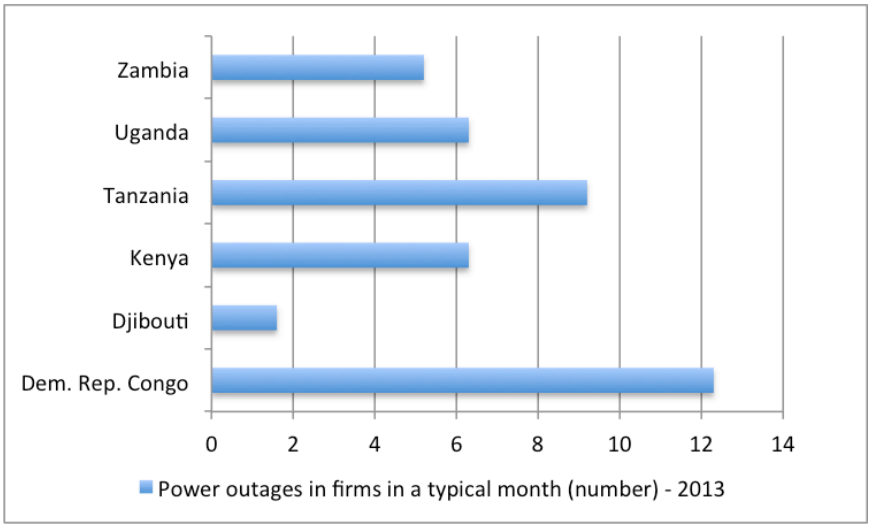

Figura 27 - Interruzioni alla fornitura elettrica nell'anno 2013 in imprese operanti nelle nazioni target

Queste inefficienze del sistema elettrico stanno seriamente influenzando la crescita a lungo termine e la competitività a livello internazionale di questi paesi. Infatti, il problema delle interruzioni della fornitura elettrica smorza la crescita economica, in particolare attraverso il suo effetto lesivo a discapito della produttività d'impresa. Utilizzando i dati World Bank Investment Climate Assesment, Escribano e altri (2008) stimano l'impatto di variabili ambientali sulla produttività d'impresa, in particolare scomponendo la componente infrastrutturale[27]. Se ne evince che in larga parte delle nazioni dell'Africa sub-sahariana il fattore infrastrutturale pesa circa il 30-60% sugli investimenti per la produttività d'impresa, distanziando di molto anche altri fattori critici che caratterizzano l'area, come la corruzione oppure le difficoltà burocratiche.

[27] *Assessing the Impact of Infrastructure Quality on Firm Productivity in Africa* - Cross-Country Comparisons Based on Investment Climate Surveys from 1999 to 2005 - Alvaro Escribano J. Luis Guasch Jorge Pena - The World Bank, 2010

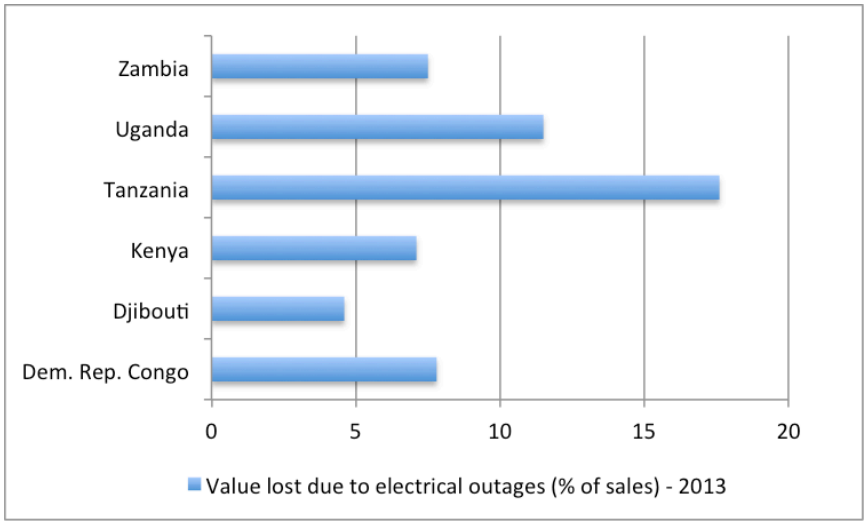

Figura 28 - Valore perso dovuto ad interruzioni della fornitura elettrica come percentuale delle vendite

Le interruzioni alla fornitura del servizio elettrico si traducono in sostanziali danni economici per le imprese; sempre le interviste World Bank ed i dati raccolti, riportati nel grafico in figura 28, permettono di avere un idea di quanto valore viene perso a causa dei black out, in percentuale rispetto alle vendite[28]. Inoltre, interruzioni sistemiche della fornitura demotivano diverse tipologie di consumatori dall'utilizzo della rete per soddisfare il proprio fabbisogno elettrico, incoraggiando piuttosto variegate forme di investimento per tecnologie di generazione di potenza alternativa. La qualità dell'energia elettrica è una sfida particolarmente importante per il mondo industriale, laddove macchinari e dispositivi utilizzatori potrebbero soffrire ed essere danneggiati da un servizio di corrente irregolare e di bassa qualità. I dati World Bank in figura non sono esaustivi ma bene rappresentano quello che oggi è un vincolo per lo sviluppo del settore industriale per un campione di nazioni.

Imprese che operano in paesi dove le interruzioni superano le 5 volte al mese identificano la fornitura elettrica come uno dei più grandi vincoli al loro business e sono più propense ad adottare un impianto di generazione di potenza proprio[29]. Questa scelta viene pure influenzata dalla dimensione, dal settore e dal livello di esportazioni dell'impresa che, al suo crescere, fa aumentare la propensione all'adozione. Per questa ragione le stime indicano che è di circa 750 MW la capacità installata di emergenza nelle nazioni dell'Africa sub-sahariana, in alcune di queste va addirittura a costituire una parte preponderante della capacità installata sulla rete a livello nazionale. L'energia elettrica che viene così

[28] Questo indicatore esprime l'impatto negativo di un servizio elettrico di bassa qualità sul business delle imprese di un certo paese - WDI

generata riesce a sostenere le attività per il funzionamento dell'impresa, però con costi notevolmente superiori che si attestano attorno ai 0,2-0,3 US$ al kWh[29].

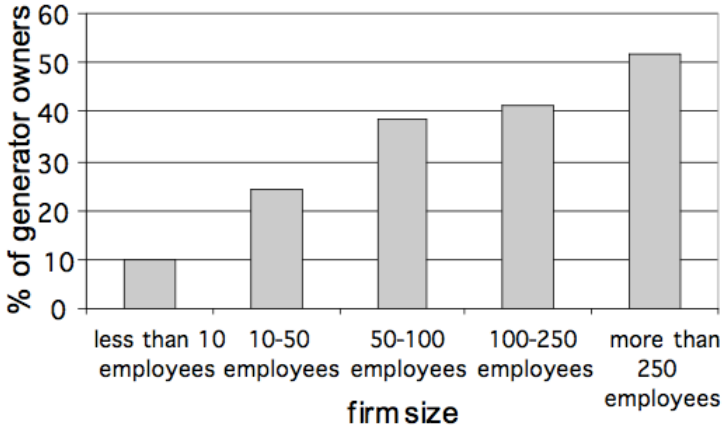

Figura 29 - Caratteristiche imprese proprietarie di generatori d'emergenza

La maggior parte degli impianti di generazione di potenza delle nazioni target risulta essere un'inaffidabile sorgente di fornitura; la manutenzione è problematica per molti aspetti, è difficile reperire componenti di ricambio ed inoltre l'individuazione dei punti di perdita in trasmissione e distribuzione risulta essere molto complicata. Enti ed operatori dell'energia del territorio hanno fallito a provvedere una adeguatezza dei servizi elettrici per le numerose popolazioni, soprattutto nelle comunità rurali[30].

Nella letteratura economica è risaputo che l'inaffidabilità nella fornitura di energia elettrica si traduce in una perdita di benessere (si veda Kessides 1993). Nonostante ciò, la ricerca empirica sui costi dovuti ai black-out elettrici e sulla generazione autonoma sono limitati. La causa si potrebbe imputare alla mancanza di appropriati dati microeconomici di riferimento, che potrebbero essere utilizzati per interpretare le risposte del mondo residenziale ed industriale a questi problemi. A tal proposito si rimanda agli studi di Adenikinju (2005) sui costi dovuti ai black-out in Nigeria e allo studio di Reinikka e Svenson (2002) sull'impatto di scarso utilizzo di beni pubblici sulle performance delle imprese in Uganda, oppure allo studio di Foster e Steinbucks (2009) circa la produzione di potenza autonoma nel continente africano.

---

[29] *Underpowered: The State of the Power Sector in Sub-Saharan Africa* - Anton Eberhard, Vivien Foster, Cecilia Briceño-Garmendia, Fatimata Ouedraogo, Daniel Camos, and Maria Shkaratan - Africa Infrastructure Country Diagnostic, 2008

[30] *Paying the Price for Unreliable Power Supplies - In-House Generation of Electricity by Firms in Africa* - Vivien Foster, Jevgenijs Steinbuks - The World Bank, 2009

1.3.2 - Tariffe per la fornitura di energia elettrica

Le interruzioni della fornitura elettrica come deterrente alla domanda di energia devono essere combinate con l'elevato prezzo per l'energia elettrica nell'Africa sub-sahariana; infatti, la tariffa media di 0,13 US$ al kWh è circa il doppio di quella riscontrata in altri paesi del mondo in via di sviluppo e circa equivalente alle tariffe che si trovano in paesi OECD. Certamente, il dato medio è affetto da grande variabilità e pertanto, nelle figure 30 e 31, sono riportate le tariffe applicate nel 2009 dalle principali utility elettriche di stato in alcune nazioni dell'Africa sub-sahariana, dati elaborati da UPDEA[31]:

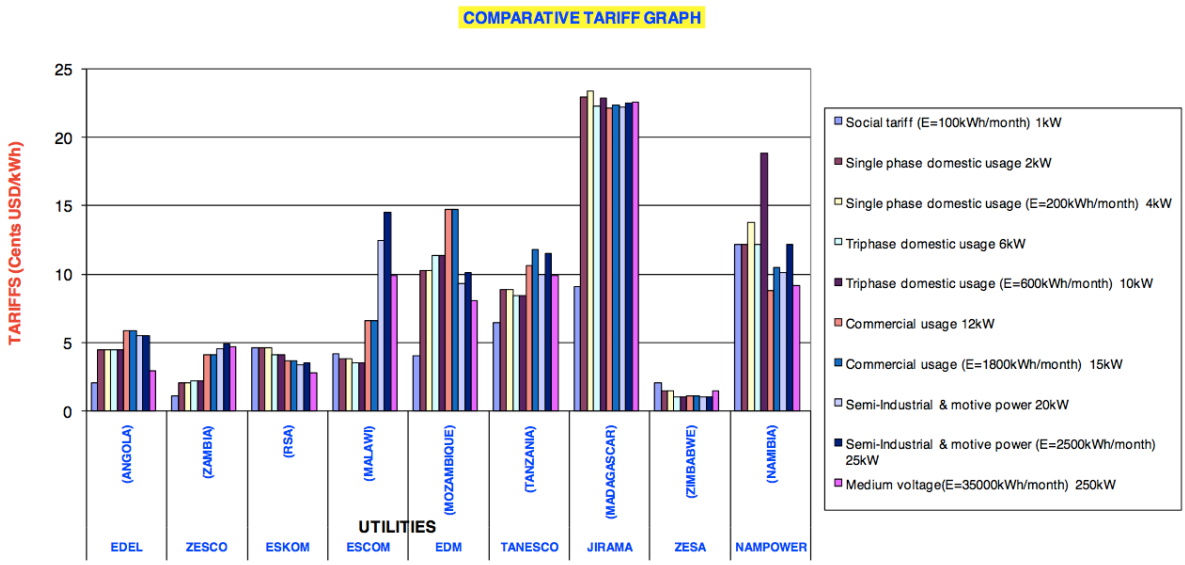

Figura 30 - Analisi tariffe nazioni dell'Africa meridionale (UPDEA 2009)

[31] *Comparative Study of Electricity Tariffs used in Africa* - Union of Producers, Transporters and Distributors of Electric Power in Africa (UPDEA) General Secretariat, 2009

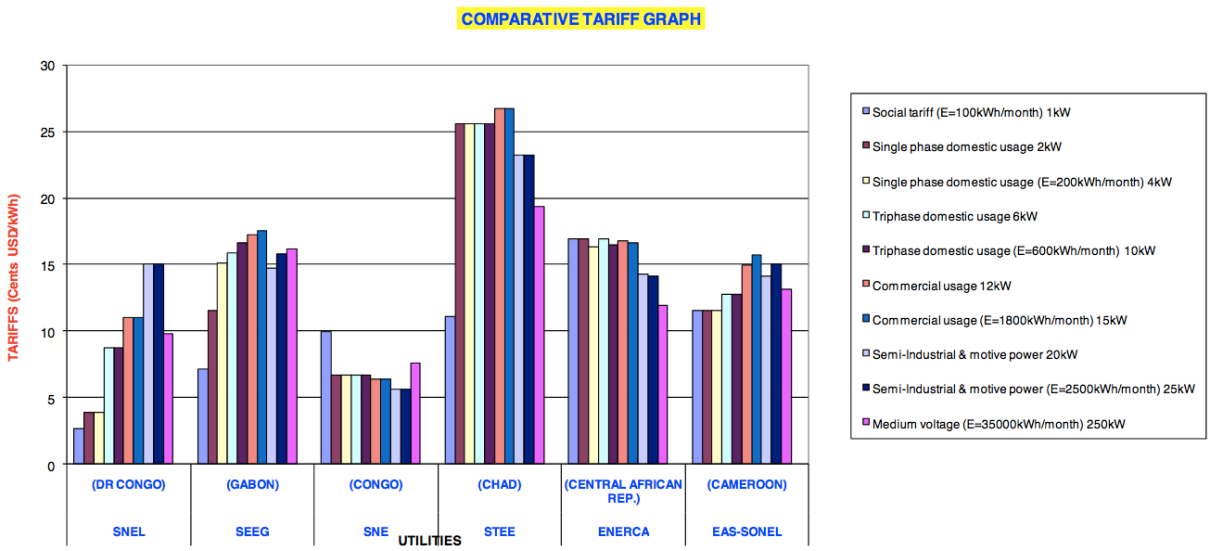

Figura 31 - Analisi tariffe nazioni dell'Africa centrale (UPDEA 2009)

Risulta interessante comprendere come le tariffe per la fornitura dell'energia elettrica, applicate dalle diverse utility nelle nazioni target, relativamente all'anno 2009, rispecchino i costi dei sistemi elettrici nazionali sottostanti, in particolare analizzando da quali impianti di produzione di potenza provenga l'energia elettrica venduta[32]. Per ragioni di complessità nel presentare dati relativi a molte nazioni del continente africano si preferisce sintetizzare le caratteristiche rispetto alle regioni precedentemente individuate. Pertanto, riprendendo la suddivisione delle nazioni target, si esamina l'insieme d'impianti rispetto alle loro taglie, suddividendoli in piccoli (<30 MW), piccoli-medi (30-100 MW), medio-grandi (100-500 MW) e grandi (>500 MW). In tal modo, comparando i prezzi medi di fornitura del servizio elettrico nelle regioni, si riescono a comprendere le conseguenze di inefficienze tecniche nella generazione di potenza, dovute al non raggiungimento di economie di scala.

[32] Occorre precisare che le tariffe applicate dalle utility elettriche delle nazioni target non necessariamente riflettono i costi sottostanti alla fornitura del servizio elettrico. Spesso, infatti, fenomeni di natura diversificata, come potrebbero essere ad esempio delle promesse elettorali, incidono sulle tariffe di fornitura del servizio elettrico. L'analisi in seguito proposta non si addentra nel merito di tali fenomeni, difficili da individuare e classificare per ciascuna delle 37 nazioni target, pertanto i risultati ottenuti sono da considerare con la dovuta attenzione.

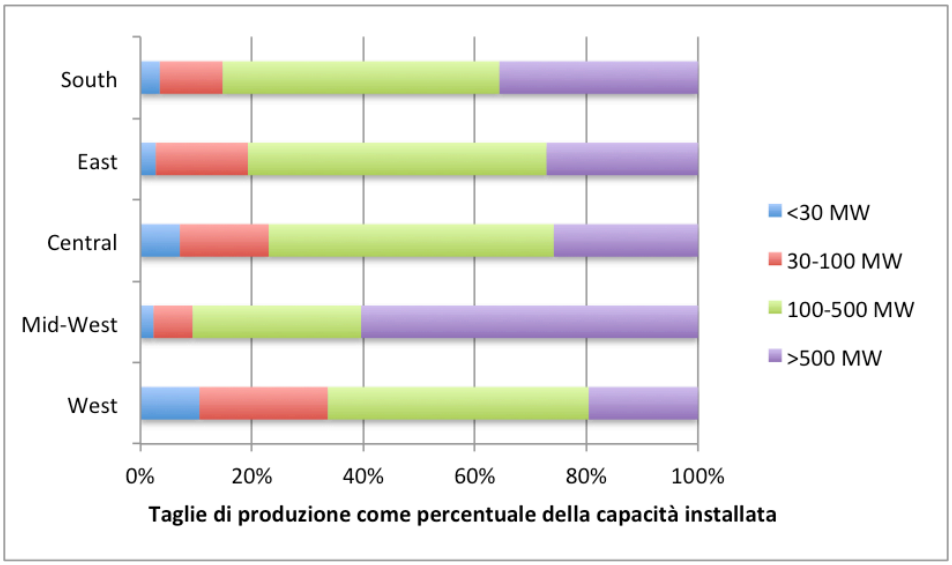

Figura 32 - Taglie degli impianti di produzione di potenza nelle regioni

La figura 32 mostra la distribuzione delle taglie degli impianti di produzione di potenza nelle regioni come percentuale della capacità installata, che suggerisce il prezzo medio dell'energia elettrica per le utenze. Per un'utenza da 2 kW, ad esempio, nelle regioni occidentali, che sono caratterizzate da un'ampia diffusione di impianti per la produzione di potenza di piccola taglia distribuiti nel territorio, in maniera predominante da fonte diesel, il prezzo medio dell'energia elettrica si attesta intorno a 0,16 US$/kWh. Diversamente, nelle nazioni situate nella regione meridionale del continente, in cui l'energia elettrica generata proviene maggiormente da grandi impianti idroelettrici, il prezzo medio di fornitura del servizio elettrico si abbassa notevolmente, fino a 0,08 US$/kWh. Le nazioni della regione East forniscono il servizio mediamente a 0,12 US$/kWh, quelle della regione centrale a 0,14 US$/kWh. Da questi paragoni si evince, pertanto, che maggiore è l'impiego di impianti grandi e medio-grandi e tanto minore risulta il prezzo di fornitura elettrica all'utenza. Questo viene confermato anche nella regione Mid-west, in particolare la utility nigeriana Power Holding Company of Nigeria (PHCN) arriva a fornire il servizio elettrico a queste utenze a 0,03 US$/kWh.

In queste riflessioni si è trascurata la componente di costo infrastrutturale di trasporto dell'energia elettrica dal produttore all'utilizzatore, in quanto le variabili che la influenzano sono moltissime, come l'estensione territoriale o le scelte tecniche caratterizzanti la rete di trasmissione e distribuzione. Tuttavia, rimane importante sottolineare che lo sfruttamento delle economie di scala nella produzione di potenza, per soddisfare una domanda elettrica della popolazione a un costo accettabile, non risulta

sempre conveniente. Un impianto si ripaga più velocemente se lavora sempre al suo carico massimo e vende tutta l'energia elettrica prodotta; tuttavia, per trasportare grandi quantità di energia ad utenze disposte ad acquistarla, si va spesso incontro a problemi legati al territorio, come le perdite sistemiche. Perciò, viene giustificata la costruzione di un impianto di grande taglia solamente in un ambiente nei pressi del quale esiste una grande domanda, finora non soddisfatta. Questa è però una situazione non tipica dell'Africa sub-sahariana, in cui la domanda è in crescita ma rimane comunque contenuta e soprattutto eterogeneamente distribuita e perciò non concentrata nel territorio. Nazioni piccole, con la possibilità di sviluppare grandi progetti idroelettrici, incontrano non di rado molteplici tipologie di problemi. Per esempio, il proprietario dell'impianto dovrà firmare contratti per la fornitura di energia elettrica così da prevedere il flusso di ricavi e grandi consumatori industriali, come una fonderia di alluminio, diventano potenziali controparti, ma non sempre sono disponibili nelle vicinanze.

Un aspetto sul quale occorre porre attenzione sono le modalità di recupero dei costi legati alle connessioni al sistema elettrico. Infatti, l'importo che il nuovo utente deve pagare per la realizzazione dell'interconnessione è una delle barriere più importanti verso l'elettrificazione universale dei territori sub-sahariani. Si deve perciò prendere in considerazione l'opportunità di recuperare i costi infrastrutturali con modalità di ripagamento rateizzate su più anni, magari con piani d'installazioni condivisi, per suddividere i costi su un numero più grande di clienti; oppure utilizzando moderne forme d'incentivazione, di seguito ne vedremo un esempio.

1.3.3 - Costi per la connessione al servizio elettrico

Elevati prezzi per la fornitura di energia elettrica disincentivano le abitazioni a fasce reddituali inferiori all'interconnettersi alla rete. Tuttavia, forme di energia alternativa quali candele, batterie e kerosene sono altrettanto costose; pertanto, il principale deterrente per l'allacciamento al servizio dev'essere individuato nei costi iniziali che l'utenza deve sostenere. Questi includono l'installazione dei circuiti elettrici nelle abitazioni e la spesa per l'allacciamento da riconoscere al gestore del servizio elettrico. Uno studio socioeconomico della German Agency for International Cooperation (GiZ), basato sull'elettrificazione rurale del Benin, mette in evidenza come la disponibilità reddituale rappresenta il più grande ostacolo nell'ottenere la connessione al servizio

elettrico; in seguito seguono l'accessibilità ad una rete di fornitura del servizio e la mancanza di consapevolezza sui benefici dati dall'energia elettrica. Come mostrato in tabella 9 per alcune delle nazioni target, i costi per la connessione al servizio elettrico variano da 32 US$ in Ghana fino a 400 US$ in Kenya; talvolta si avvicinano al PIL pro capite annuale [33]. Un programma di successo promosso nelle nazioni target è rappresentato dal caso Mbour, Senegal, dove il governo ha finanziato i costi per l'installazione dei circuiti elettrici nelle abitazioni: a seguito di un contributo iniziale richiesto in proporzione pari a circa un quarto del costo d'investimento, il consumatore può ripagarlo su un periodo di 10 anni con un tasso d'interesse del 15%.

Tabella 9 - Costi di connessione al servizio elettrico come percentuale del reddito famigliare

Country	National electrification rates (2009;%)	Connection charge (US$)	GDP per person (US$ 2011)	GDP per family (US$ 2011)	Connection charge as % of monthly income
Bangladesh	41	23	743	3,715	7.5
Burkina Faso	15	264	600	3,000	100.0
Benin	23	150	802	4,010	44.9
Cape Verde	96	2	3,798	18,990	1.3
Central African Republic	5	283	489	2,445	138.9
Côte d'Ívoire	47	127	1,195	5,975	25.5
Ethiopia	17	75	357	1,785	50.4
Ghana	49	32	1,570	7,850	4.9
India	75	27	1,489	7,445	4.4
Kenya	16	400	808	4,040	118.8
Mauritania	23	106	1,151	5,755	22.1
Madagascar	19	81	465	2,325	41.8
Philippines	90	7	2,370	11,850	0.7
Sri Lanka	77	34	2,835	14,175	2.9
Tanzania	16	297	532	2,660	134.0
Thailand	99	18	4,972	24,860	0.9
Tunisia	100	67	4,297	21,485	3.7
Uganda	12	125	487	2,435	61.6
Zambia	19	200	1,425	7,125	33.7
Rwanda	10	350	583	2,915	144.1
Sudan	36	38	1,435	7,175	6.3
Lao PDR	55	100	1,320	6,600	18.2
Vietnam	98	20	1,407	7,035	3.4

Source: GDP per capita data are from the World Bank Data Resources 2013; connection charge data have been collected from utilities and regulatory agencies, World Bank reports, and from regional World Bank staff (see appendix 1); national electrification rates are mainly from IEA (2011).

[33] Connection Charges and Electricity Access in Sub-Saharan Africa - Raluca Golumbeanu, Douglas Barnes - The World Bank, 2013

Un altro caso esemplificativo è rappresentato dal Mali che ha fortemente sviluppato l'elettrificazione attraverso l'adozione di mini-grid isolate con oltre 150 di queste operative. Dei circa 60 operatori privati, la maggior parte utilizza piccoli generatori diesel con alti costi operativi e hanno ricevuto degli incentivi sui costi da sostenere per l'interconnessione di nuove utenze da AMADER (Agence Malienne pour le Dévéloppement de l'Energie Domestique et de l'Electrification Rurale). Tali costi hanno raggiunto una media di 750 US$ per ciascuna nuova connessione. Una volta che questa è stata realizzata, il governo non fornisce ulteriori forme d'incentivazione all'operatore del sistema elettrico autonomo o ai suoi clienti. In maniera tale da lavorare con margini economici positivi, gli operatori privati delle mini-grid arrivano a fornire il servizio elettrico alle utenze a tariffe molto elevate, talvolta fino a 0,5 US$/kWh, che è un valore circa tre volte superiore di quello garantito alle utenze connesse alla rete di trasmissione centralizzata con la tariffa sociale offerta dalla utility di stato. Questo fenomeno crea tensioni sociali con forme di "gelosia tariffaria" e per questa ragione il governo del Mali, nel 2011, ha coinvolto la utility elettrica di stato in un programma di interconnessione di alcuni sistemi autonomi vicini alla rete di trasmissione per eliminare la grande disparità tariffaria tra le utenze mini-grid e le utenze del sistema centralizzato.

1.3.4 - Perdite sistemiche

La crisi di produzione di potenza dell'Africa sub-sahariana viene aggravata dal sistema di trasmissione e distribuzione elettrico che, a cause di un vasto insieme di inefficienze, riduce l'energia elettrica disponibile agli utilizzatori finali. Infatti, le perdite elettriche nella regione sono considerevoli, provenienti sia da cause tecniche, magari dovute a problemi nella gestione della manutenzione della rete, ma anche da cause non tecniche come i furti di energia elettrica causati da connessioni illegali. Quest'ultima tipologia di perdita grava in maniera importante sui bilanci delle utility di stato, tanto da spingere verso l'adozione di alcune contromisure, si veda, ad esempio, l'iniziativa proposta dalla utility di stato della Tanzania, TANESCO:

SURRENDER YOURSELF BEFORE THE CAMPAIGN TO STAMP OUT ELECTRICITY THEFT BEGINS IN OCTOBER, 2011

1. **The Tanzania Electric Supply Company (TANESCO) hereby informs its customers and the general public that it will soon launch a special operation which will be know as "Operation KAWEU" aiming at identifying and taking legal action against people who are involved in electricity theft.**

   TANESCO Management conducted a market research on the consumption of electricity in Tanzania and was startled to learn that a large and growing number of people are stealing electricity. Electricity theft leads to loss of revenue which subsequently reduces the company's ability to provide electricity to new customers.

2. **TANESCO hereby issues a one month (from 12th September to 12th October 2011) notice of amnesty to all customers who are stealing electricity. Those who will visit TANESCO offices at their respective districts, regions or zones and admit they have been stealing electricity will be pardoned and their electricity system restored to normal connection.**

   From 12th October 2011, TANESCO will send its special investigation gangs who will go house to house inspecting services lines and electricity meters. Customers who will be caught stealing electricity will have their electricity supply permanently disconnected and legal action taken against them.

Figura 33 - Esempio di contromisure alle perdite sistemiche non tecniche in Tanzania

Il World Bank Development Indicators Database raccoglie la percentuale di energia elettrica persa dai punti di generazione ai punti di distribuzione alle utenze, per alcune delle nazioni target. Sono qui incluse perdite sistemiche sia tecniche che non; purtroppo, per l'anno più recente in cui i dati sono disponibili, il 2011, i dati comprendono solo 16 delle 37 nazioni target. Su questo numero di osservazioni si evince che il valore medio è pari al 18%, il valore massimo è 16% in Congo ed il valore minimo è 9,5% in Nigeria. Sono numeri preoccupanti, considerando che il dato nello stesso anno in Peru è il 5,8%, in Malaysia il 6,5% ed in Guatemala il 6,8%. Tuttavia, esaminando il trend nel tempo, si può notare un progressivo miglioramento: la media delle osservazioni disponibili nel 2010 era infatti pari al 19%.

Sono numerosi i programmi e gli investimenti attesi per la riduzione delle perdite di trasmissione e distribuzione nelle nazioni target; ad esempio, il potenziamento dell'interconnessione fra il Sudan e l'Ethiopia permetterà un dettagliato monitoraggio dei flussi elettrici. Le utility di stato ed i gestori dei servizi elettrici necessitano infatti di migliorare il proprio livello di gestione e manutenzione dei sistemi e delle infrastrutture e, l'introduzione di sistemi innovativi e software per assicurare il presidio circa lo stato del sistema rappresentano un'importante opportunità.

CAPITOLO II

2 - Sfide ed Opportunità per l'elettrificazione

L'Africa sub-sahariana, come si è avuto modo di comprendere nel precedente capitolo, affronta numerose sfide per il raggiungimento di un accesso elettrico universale ed affrancarsi dalle condizioni economiche sfavorevoli che l'hanno caratterizzata nell'ultimo secolo. In questo capitolo si desidera approfondire i principali elementi che potrebbero influenzare l'espansione del servizio elettrico nelle nazioni target. Innanzitutto si esaminano i numerosi ostacoli per l'espansione del servizio elettrico, individuando alcune possibili variabili che sono influenzate da fattori specifici rispetto al contesto territoriale di riferimento. In seguito si effettua una panoramica delle risorse e fonti energetiche per la produzione di potenza, facendo emergere le grandi potenzialità presenti nelle nazioni target.

2.1.1 - Barriere al potenziamento dei sistemi elettrici

L'elettrificazione delle nazioni target, l'installazione di nuovi impianti per la produzione di potenza e lo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione sono influenzati da molteplici aspetti, talvolta fortemente legati alle specificità del singolo progetto, che potrebbero in maniera significativa condizionarne i risultati. Le principali sfide all'espansione dei servizi elettrici sono impattate da numerose dimensioni:

- Politico-regolatorie: si pensi alla mancanza di una strategia energetica di lungo termine, oppure a norme che inibiscono gli investimenti nel settore, magari dovute ad una pianificazione superficiale dei regimi tariffari[34]. Occorre anche considerare l'incapacità di elaborare una visione integrata tra diversi settori economici e di un

[34] In alcune nazioni target le utility di stato hanno l'obbligo di fornire il servizio elettrico per tutte le utenze residenziali rispettando una prestabilita tariffa sociale. Obiettivo di tale misura è facilitare l'accesso all'energia elettrica anche alla popolazione meno benestante, tuttavia può comportare una "emorragia finanziaria" della utility stessa, in quanto talvolta vincolata a vendere ad un prezzo inferiore al costo sotenuto. *From the Bottom Up* - Bernard Tenenbaum, Chris Greacen, Tilak Siyambalapitiya, and James Knuckles, 2014

impegno nel stabilire le priorità, oltrechè l'insieme di barriere sul lato della domanda di energia elettrica e la capacità d'individuazione delle utenze potenziali;

- Evoluzione del mercato: si consideri il rischio tecnologico che caratterizza gli asset delle fasi del sistema elettrico, la mancanza di modelli di business innovativi che sappiano catturare i fenomeni emergenti, una conoscenza inadeguata del mercato e dell'evoluzione futura della domanda e, infine, la disponibilità di risorse energetiche;
- Economico-finanziarie: occorre valutare l'adeguatezza dei termini per l'investitore, il rendimento stimato al confronto con quello effettivo, la mancanza di strumenti per la mitigazione del rischio, l'insufficienza di forme di consulenza e supporto finanziario, il rischio di valuta e l'instabilità dei termini di scambio;
- Tecniche-gestionali: si pensi alla mancanza di capacità nella gestione e manutenzione dei sistemi elettrici, alla scarsità di competenze nell'identificare le tecnologie più adatte alle necessità specifiche e all'inadeguatezza amministrativa nella gestione della struttura dei ricavi;
- Strutturali: si contemplino le condizioni di bassa capillarità territoriale delle reti di trasmissione e distribuzione, gli alti costi transazionali nella pianificazione e realizzazione di un progetto, la necessità di una fornitura di energia elettrica che rivesta il carico di base della rete per così favorire le condizioni di dispacciamento, la difficoltà d'adattamento tra sistemi elettrici con caratteristiche molto diverse tra loro, si confrontino a proposito utenze ad alti livelli reddituali nelle aree urbane rispetto ad utenze con basse capacità di spesa, magari in aree rurali più remote;
- Informative: occore considerare la mancanza di collaborazione tra investimenti nel settore privato e la loro integrazione nelle strategie di pianificazione energetica pubblica, la limitatezza nel coinvolgimento e partecipazione delle comunità locali.

L'Africa sub-sahariana presenta dunque innumerevoli ostacoli di tipo tecnico, economico, istituzionale, finanziario e normativo per il miglioramento dei propri sistemi elettrici. In particolare, il settore elettrico è sottosviluppato rispetto alle sue esigenze ma, soprattutto, rispetto alle sue opportunità, date dall'abbondanza di risorse presenti nel territorio. Si vuole perciò ora trattare le fonti di generazione di potenza disponibili, analizzando le caratteristiche di ognuna di esse contestualizzate al territorio.

2.2 - Analisi risorse e fonti di energia

2.2.1 - Le energie rinnovabili

Gli sforzi che si sono visti negli ultimi decenni per incontrare la crescente domanda elettrica dell'Africa sub-sahariana si sono orientati verso l'installazione di impianti per la produzione di potenza che lavorassero mediante l'utilizzo di combustibili fossili o, al più, idroelettrici. Risultato è che sono state tralasciate altre tecnologie per la produzione di potenza da fonti rinnovabili, che magari meglio si adatterebbero a molte nazioni africane in cui le risorse idriche o di idrocarburi fossili sono scarse e invece le risorse solari, eoliche oppure di biomasse sono abbondanti. Ciò ha finora portato nella regione a dei costi opportunità di significativa entità; invece, dato il profilo di queste energie rinnovabili (ER), una loro crescente adozione offrirebbe i seguenti vantaggi:

- Tecnologie ER sono sviluppabili in maniera modulare e decentralizzata. Questo le rende particolarmente adatte per applicazioni stand-alone oppure mini-grid[35], che diventano soluzioni di grande vantaggio in aree rurali dove invece la connessione alla rete di trasmissione e distribuzione centralizzata sarebbe molto costosa da realizzare, oppure risulta non conveniente per altre ragioni. Viene infatti stimato che circa il 66% della popolazione nell'Africa sub-sahariana vive in aree rurali e, stando a REN21 2011 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), le soluzioni in rinnovabili mini-grid sono riconosciute come le più sostenibili ed economiche opzioni in molte aree del mondo in via di sviluppo. In aggiunta, si ottiene una più alta efficienza nella distribuzione di energia elettrica - un problema rilevante in una regione per cui le perdite elettriche sono in media pari al 20% dei consumi totali (US EIA, 2011);
- L'Africa sub-sahariana è caratterizzata da importanti risorse ER, si pensi ai potenziali geotermici della Great Rift Valley oppure alle elevate ore di ventosità nelle regioni costiere del continente;

[35] Il termine "mini-grid" è utilizzato in questo documento con riferimento a reti di distribuzione di energia elettrica in maniera autonoma rispetto alla rete di trasmissione nazionale. Tipicamente forniscono il servizio elettrico a utenze localizzate in aree rurali con corrente alternata (AC). Il termine "micro-grid" genera confusione e può assumere differenti significati, talvolta è un sinonimo della mini-grid. In alcuni casi invece, specialmente in paesi in via di sviluppo, con il termine micro-grid si fa riferimento ad un sistema di distribuzione di energia elettrica di taglia molto piccola, che potrebbe fornire corrente diretta (DC) alle utenze. Con l'adozione di panelli fotovoltaici si ottengono in questa maniera delle efficienze di sistema più elevate, evitando la trasformazione della corrente. Tuttavia, le utenze in grado di utilizzare questa tipologia di corrente non sono molte.

- Risorse ER sono disponibili localmente e, pertanto, offrono un'alternativa importante all'importazione di idrocarburi fossili dall'estero, che oggi registrano prezzi in crescita e sono caratterizzati da instabilità; si pensi che l'Africa nell'ultimo decennio ha visto trasformarsi il proprio consumo globale di petrolio da un 3,25% ad un 4%;
- ER vanno verso il raggiungimento della grid parity, ovvero il conseguimento paritario fra il costo di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile ed il costo d'acquisto di energia elettrica dalla rete;
- Lo sviluppo di progetti ER apre nuove opportunità di guadagno per le nazioni dell'Africa sub-sahariana attraverso il Clean Development Mechanism (CDM). Questi sono dei meccanismi di mercato introdotti dal protocollo di Kyoto che consentono ad un paese industrializzato di effettuare degli interventi volti alla riduzione delle emissioni in un paese in via di sviluppo. In questa maniera le emissioni evitate, misurate in termini di unità di CO2 equivalenti, possono essere conteggiate entro il bilancio ambientale del paese che porta a termine l'intervento. Infatti, l'investimento in ER, conteggiando un bilancio complessivo dei costi ambientali e sociali, diventa ancora più conveniente dell'adozione delle tecnologie più convenzionali: sono molte le nazioni del mondo che oggi fissano un prezzo sulle emissioni di anidride carbonica; ad esempio l'Europa, attraverso l'Emission Trading Scheme (ETS), che permette la compravendita di unità di CO2 fra soggetti più virtuosi rispetto ai propri obiettivi e qualli che invece si trovano in difficoltà.

Ci sono tuttavia ancora oggi molti fattori che rendono difficile l'implementazione delle ER, quali gli alti costi iniziali da sostenere per la loro adozione. Un'altra problematica viene dalla struttura della maggior parte dei sistemi elettrici nel territorio: utility di stato a filiera integrata, oppure simili strutture in regime di monopolio fungono da barriere effettive per l'accesso al mercato elettrico da parte di player IPP, dunque di un insieme di attori che possiedono le competenze necessarie per la diffusione delle ER. Inoltre, un sistema elettrico così caratterizzato, viene facilmente affetto da interferenze politiche, magari orientate a tener bassi i prezzi, cosa che però danneggia la sostenibilità finanziaria del modello di fornitura di energia elettrica. Si possono identificare un insieme di ragioni sottostanti a queste difficoltà:

- Dipendenza delle ER da forme d'incentivazione pubbliche, necessarie al fine di renderle competitive con le forme di energia più convenzionali. I meccanismi

d'incentivazione, disposti dalle autorità per la regolamentazione del settore energetico, dovranno essere affidabili e duraturi. Qualora invece il regime normativo fosse affetto da rischi politici o simili, allora gli investitori privati non valuterebbero come attendibili gli investimenti in tecnologie ER;

- Prevalenza di costi fissi nell'adozione di soluzioni ER che impattano sul costo del capitale, mentre le tecnologie più tradizionali vedono ridursi questa componente, a discapito di costi operativi superiori, si pensi all'acquisto di combustibili come energia primaria per il funzionamento dell'impianto.

Molte delle ER soffrono di problemi legati al dispacciamento dell'energia elettrica, dovuti al loro funzionamento strettamente connesso con fenomeni atmosferici che variano durante il giorno e l'anno. Tuttavia, questi problemi potranno essere superati in soluzioni decentralizzate mediante l'adozione di opportuni sistemi di accumulo che però, ancora oggi, sono molto costosi ed in via di sviluppo. Dunque l'adozione di ER non programmabili connesse alla rete dovrà essere attentamente valutata per non creare problemi nel bilanciamento tra domanda ed offerta di energia elettrica che alterino la frequenza di funzionamento, che in Africa è pari agli standard europei di 50 Hz. Dunque, l'attenzione dovrà muoversi anche verso l'adozione di tecnologie che abbiano dei cicli di potenza che permettano di lavorare anche ai carichi parziali, come per esempio viene permesso dall'idroelettrico oppure da impianti a biomasse.

Lo sviluppo di progetti ER e l'apertura verso un mercato efficiente nelle nazioni target sono spinti da alcune determinanti fondamentali per le opportunità di crescita:

- Crescita della domanda di energia e sicurezza energetica: la crescita della popolazione e dei fenomeni di urbanizzazione nell'Africa sub-sahariana portano a riflessioni circa i futuri vincoli di approvvigionamento. Viene stimato che in alcune delle nazioni target la domanda di energia elettrica si possa raddoppiare nei futuri 10 anni[36]; pertanto, l'aspettativa è che siano necessari ingenti investimenti infrastrutturali. La garanzia di sostenibilità energetica e sicurezza d'approvvigionamento di lungo termine, data dal significativo ruolo delle ER, viene con crescente interesse ammirata dai governi locali, attirati dalla grande disponibilità di risorse naturali nel territorio.

[36] *Solar, Nuclear – Research Note*, October 2010 - Bloomberg New Energy Finance. Il documento indica una crescita del 6 % all'anno della domanda di energia nei paesi del golfo di Guinea.

- Sviluppo economico: per le nazioni esportatrici di petrolio l'adozione di tecnologie ER all'interno del proprio mix energetico rappresenta la possibilità di aumentare i propri ricavi da esportazione. D'altra parte, le nazioni importatrici di petrolio e suoi derivati vedono nelle ER l'opportunità di rendersi indipendenti; pertanto, l'interesse nell'installazione di queste tecnologie viene globalmente riconosciuto. L'apertura di un mercato ER rappresenta la possibilità di creare lavoro, in variegate posizioni della filiera, dallo studio della tecnologia fino all'implementazione dei progetti. Inoltre, player internazionali del settore manifatturiero mirano con crescente interesse la possibilità d'espansione della catena del valore nell'Africa sub-sahariana, come mercato potenziale per lo sviluppo industriale. Infine, lo sviluppo di progetti ER pone in risalto le relazioni esistenti tra i mondi energia, acqua ed agricoltura, tutti aspetti di primaria importanza in paesi in via di sviluppo e, pertanto, promuove la consapevolezza verso tematiche cross-settoriali, delicate e centrali per uno sviluppo sostenibile[37].

Soluzioni Off-grid

Come già detto, circa il 66% della popolazione africana vive in aree rurali, la maggior parte della quale non dispone di accesso all'energia elettrica e solamente una bassa percentuale di questa si potrebbe connettere alla rete di trasmissione ad un costo accettabile (African Development Bank 2010). La parte di popolazione che non dispone di connesione alla rete, che però possiede le risorse economiche per procurarsi un generatore di potenza autonomo, ha nel corso del tempo adottato soluzioni prevalentemente di tipo diesel. Nonostante la semplicità e praticità della scelta, il sempre crescente prezzo di beni derivati dal petrolio ha aumentato i costi per il loro funzionamento. Invece, tecnologie ER oltrechè sbloccare interessanti meccanismi di crescita economica, sono un'alternativa reale ai sempre più costosi generatori diesel, in termini di OPEX crescenti. L'adozione di piccoli impianti fotovoltaici, oppure di mini-eolici isolati, potrebbe in molti casi risultare l'opzione più conveniente, in funzione delle circostanze a livello locale. Oltretutto, i trend mostrano che i prezzi delle tecnologie ER si stanno riducendo, mentre i prezzi per combustibili fossili aumentano. Per tali motivi vengono auspicati strumenti finanziari che aprano opportunità per l'investimento in ER in questi mercati.

---

[37] Un modello di sviluppo viene detto sostenibile quando è capace di rispondere alle esigenze del presente senza compromettere la capacità delle generazioni future di soddisfare le proprie - Rapporto Bruntland, 1987

2.2.2 - Energia Eolica

L'energia eolica è energia cinetica contenuta nel vento potenzialmente sfruttabile meccanicamente, attraverso il principio di resistenza delle pale della turbina, oppure attraverso il principio di portanza. I venti sono una manifestazione della radiazione solare sulla terra che, data la non uniforme risposta del suolo, causano dei gradienti di temperatura e così vengono generate delle differenze di pressioni. I venti possono essere locali, in cui la forza motrice è la differenza fra temperature fra regioni specifiche a livello locale, oppure globali, in cui la forza motrice è la differenza fra temperature tra l'equatore ed i poli; questi ultimi venti sono più costanti e spirano circa tutto l'anno. Sarà dunque il loro sfruttamento per un elevato numero di ore che permetterà di abbattere i costi d'impianto e così massimizzare il ritorno di un investimento. Certamente occorre esaminare nel dettaglio quali sono quei costi d'impianto da includersi nell'investimento. Una componente che spesso viene sottovalutata sono i costi d'allacciamento dell'impianto alla rete di trasmissione; infatti, dato il suo stato attuale di sviluppo nel continente africano, non raramente accade che un'area attraente per le sue ventosità non venga nemmeno presa in considerazione a causa della sua lontananza dalla rete, il che aumenterebbe esponenzialmente i costi d'allacciamento dell'impianto stesso. Infatti, è proprio la mancanza di un sistema elettrico capillare a limitare la potenziale produzione di energia elettrica da fonte eolica.

Il potenziale di energia eolica in Africa viene da anni osservato con crescente interesse da parte dei principali produttori di turbine. Mentre nell'Africa settentrionale ci sono parchi eolici che producono energia elettrica oramai dai primissimi anni di questo secolo, gli investimenti nel territorio sub-sahariano devono ancora decollare. Già l'Ethiopia, una delle nazioni più all'avanguardia dal punto di vista degli investimenti in ER, ha recentemente dato avvio alla produzione di energia elettrica nei parchi eolici di Adama ed Ashegoba, ma sono molte altre le nazioni che vedono interesse crescente nello sfruttamento di questa risorsa. Si pensi al Kenya che ha realizzato un progetto pilota in Ngong Hills a partire dal 1993, poi diventato parco eolico connesso alla rete di distribuzione nel 2009. Grazie al successo ottenuto e all'elevata disponibilità di ventosità promettenti, sono oggi in via di sviluppo numerosi altri progetti eolici nel paese, tra cui Isiolo Wind 150 MW ed il più grande parco eolico africano Lake Turkana Wind Power 300 MW. Anche nell'Africa occidentale si hanno buone potenzialità per l'installazione di turbine eoliche; si pensi alla

Mauritania che ad oggi ha installato 4,4 MW nel parco di Nouadhibou, oppure al Gambia che sta cercando di sviluppare i parchi di Tanji e di Tujereng. Addirittura il potenziale di energia eolica in Mauritania sarebbe in grado di soddisfare circa quattro volte tanto l'insieme dei consumi energetici del paese, in termini di tonnellate equivalenti di petrolio[38]. Come mostrato nelle figure 34 e 35, le aree più interessanti per l'installazione di turbine eoliche stanno proprio alle estremità orientali ed occidentali dell'Africa equatoriale. Purtroppo, all'estremo oriente del continente si trova la Somalia, che non è una nazione ospitale per questa tipologia d'investimenti; invece, le nazioni circostanti stanno cercando di ricreare un ambiente favorevole. Affacciandosi sull'Oceano Atlantico sono le nazione costiere che, a partire dalla Sierra Leone fino al Marocco, dispongono dei più elevati potenziali per la produzione elettrica da fonte eolica. Andando lungo la costa verso sud non si presentano ventosità promettenti, almeno fino all'Angola dove, invece, hanno già preso piede alcuni progetti come la centrale eolica di Tombwa 100 MW. Anche nelle aree interne quali il Chad o il Sudan sono ritrovate ventosità promettenti, ad oggi utilizzate per il solo pompaggio idrico; anche qui sono in corso più dettagliati studi di fattibilità per lo sviluppo di parchi eolici, per esempio Dongola nel nord del Sudan.

[38] *Financing renewable energy in developing countries - Drivers and barriers for private finance in sub-Saharan Africa* - A study and survey by UNEP Finance Initiative on the views, experiences and policy needs of energy financiers, 2012

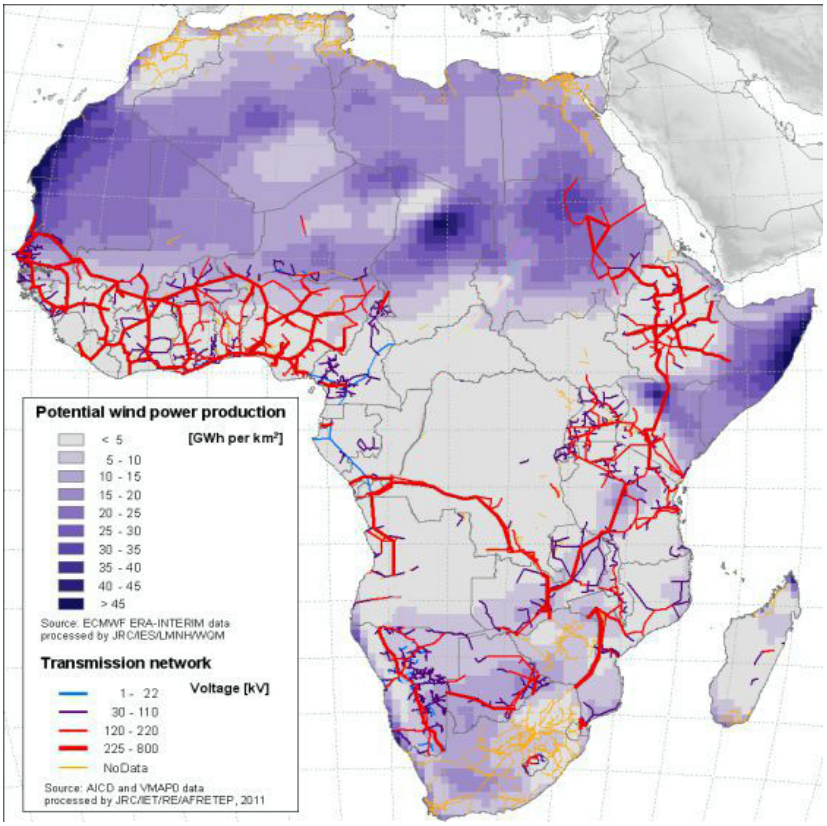

Figura 34 - Potenziale di produzione di potenza da fonte eolica e rete di trasmissione e distribuzione

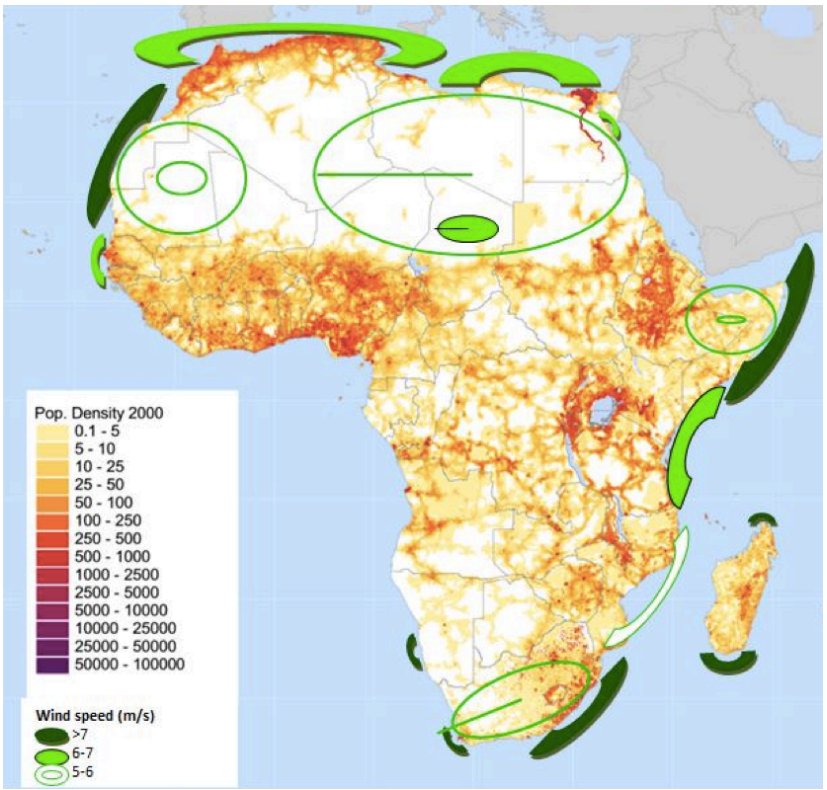

Figura 35 - Velocità del vento e densità abitative

2.2.3 - Energia Idroelettrica

Benchè largamente sfruttate a partire dai primi anni del secolo scorso, sono ancora numerose le potenzialità del continente africano per la produzione di energia da fonte idroelettrica. Viene stimato che circa 940 TWh all'anno, pari a un decimo della produzione idroelettrica a livello globale, siano producibili dai corsi d'acqua dell'Africa sub-sahariana[39]. In particolare, le nazioni potenzialmente più promettenti sono: DRC, Ethiopia, Cameroon, Angola, Mozambique e Nigeria. Questa forma di energia è vantaggiosa poichè presenta costi favorevoli, non è responsabile di emissioni in atmosfera ed inoltre, grazie alle possibilità di accumulo, permette ai sistemi elettrici grande flessibilità nel bilanciare la domanda all'offerta.

L'informazione geografica circa la distribuzione delle risorse idriche costituisce un fattore determinante quando si valutano investimenti per l'ampliamento del portafoglio energetico africano. Ciononostante, questa deve essere accompagnata dalla caratteristica temporale del flusso dei fiumi, poichè rilevante nel determinare l'ammontare di energia elettrica annua prodotta da un impianto. In questo senso la disponibilità della risorsa idrica può essere distinta fra flussi d'acqua permanenti, temporali oppure in evoluzione. A differenza del contesto europeo in cui si è esaurita la disponibilità di siti idonei all'accoglienza di grandi impianti idroelettrici, il territorio africano presenta ancora numerose opportunità. Tuttavia, i siti più facilmente disponibili per la costruzione di nuove centrali idroelettriche si trovano spesso distanti dai centri urbani abitati, dove invece l'energia elettrica prodotta verrebbe utilizzata. Questo generalmente comporta addizionali oneri all'investimento come la predisposizione delle infrastrutture di trasmissione e connessione, che complicano l'iter per la costruzione del nuovo impianto.

La costruzione di grandi centrali idroelettriche può comportare importanti conflittti sociali ed impatti ambientali e, in aggiunta, è elevata la loro esposizione a effetti di cambiamento climatico come la siccità. Effetti sociali negativi potrebbero riguardare la rilocalizzazione delle comunità affette dal progetto; effetti ambientali sono invece perdite di biodiversità dell'ecosistema, si pensi al fiume Congo che comprende oltre 600 varietà di pesci di cui l'80% non viene ritrovato da nessuna altra parte al mondo. In Uganda, nel 2007 un deficit nella fornitura elettrica dovuto alla caduta del livello d'acqua del Lago

[39] *World small hydropower* - United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) and International Center on Small Hydro Power (ICSHP) - Development report 2013

Victoria, causato da una prolungata siccità, ha portato all'installazione di generatori diesel d'emergenza con dei costi operativi molto alti. L'attenzione si è dunque spostata verso l'installazione di piccole applicazioni, a partire da pochi kW, avvicinando l'investitore verso un impianto per la produzione di potenza con un costo assoluto inferiore. In tal modo si ha il vantaggio dello sfruttamento di un corso d'acqua di piccole dimensioni, che comporta un minore impatto sul territorio. Certamente il discrimine circa la convenienza di un investimento sono le ore di funzionamento equivalenti annue dell'impianto, oltrechè i costi d'investimento che dipendono fortemente dalle specificità del sito e dalla tipologia d'impianto, nonchè dalle infrastrutture necessarie al suo funzionamento. Queste ultime, in prima approssimazione, dipendono dalla vicinanza dell'utenza. Si osservino le figure 37 e 38 per individuare le aree idroelettricamente promettenti (modellazione eseguita dall'Africa Infrastructure Country Diagnostic - AICD) in relazione alla densità abitativa della popolazione: da qui comunque si evince che una larga parte della popolazione abita in zone in cui le opzioni idriche rimangono limitate. Nella figura 36 si ha una mappa della rete fluviale del continente, che riporta corsi d'acqua di carattere permanente e temporale.

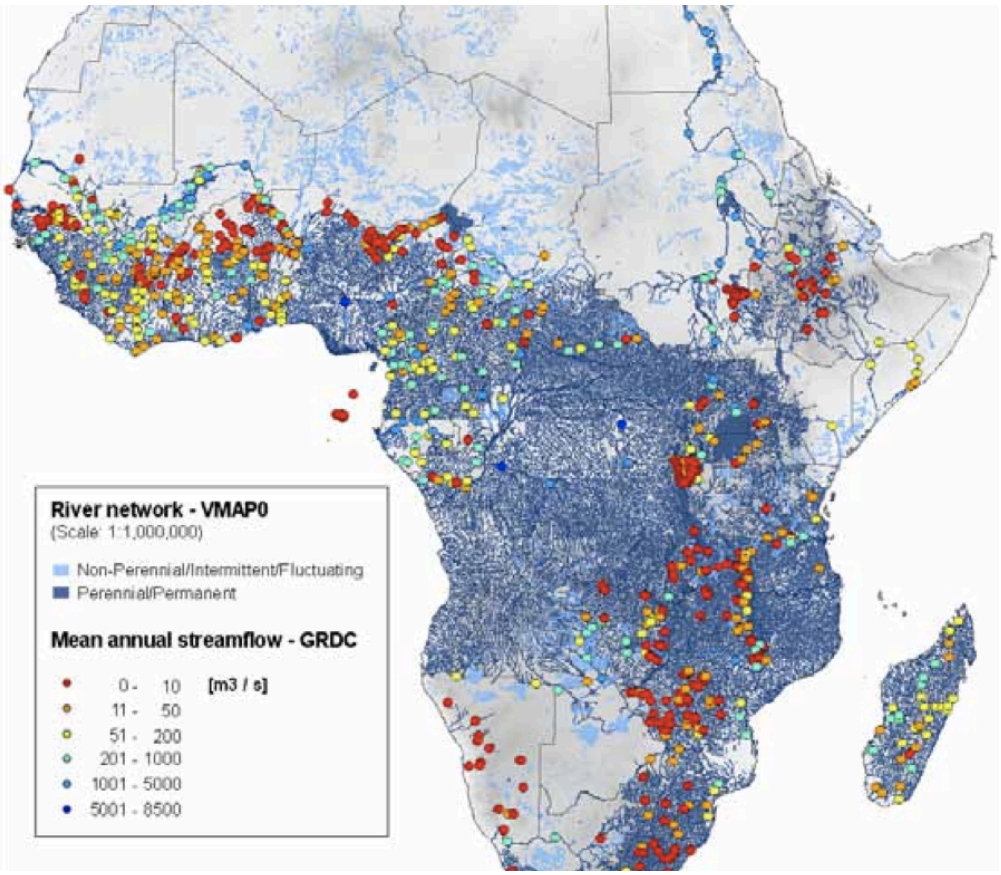

Figura 36 - Mappa della rete idrica e dei corsi d'acqua con alcuni punti di rilevazione

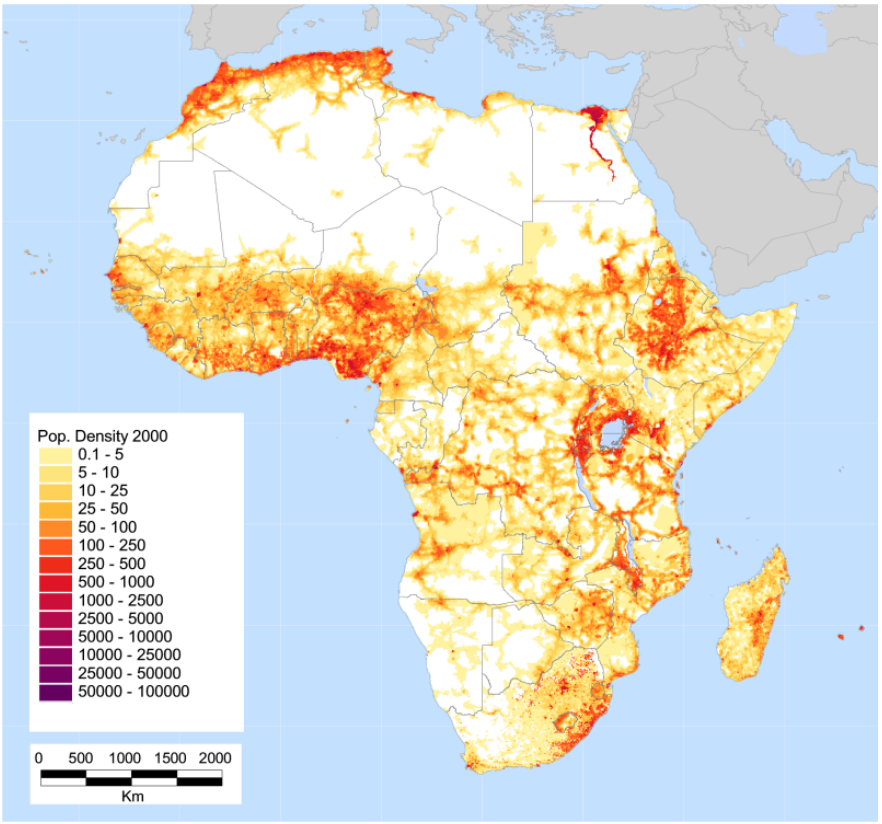

Figura 37 - Mappa delle densità abitative

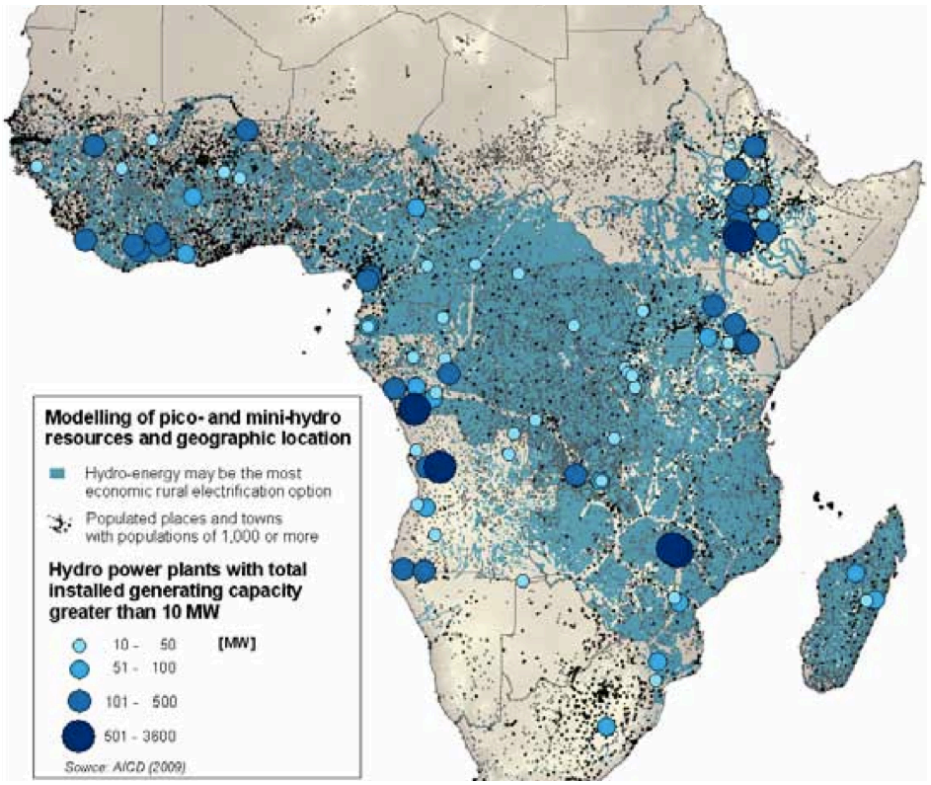

Figura 38 - Mappa di siti in cui l'installazione di impianti idroelettrici appare promettente

Stime del New Partnership for Africa's Development (NEPAD) indicano che solamente un 7% del potenziale idroelettrico è stato sfruttato nel continente africano, dato che se comparato al 69% del Nord America o al 75% dell'Europa, lascia intendere promettenti sviluppi[40]. Tra questi si citano alcuni progetti già in corso:

Tabella 10 - Esempi di progetti idroelettrici in via di sviluppo

Project Name	Country	Location	River	Electric Capacity (MW)	Investment required (US$bilion)	Project Status
Great Millenium	Ethiopia	40 km from Sudan border	Nile	5250	8	under construction
Inga III	DRC	225 km southwest Kinshasa	Congo	4500	10 - 13	construction to start in 2014
Mphanda Nkuwa	Mozambique	60 km from Cahora Bassa dam	Zambezi	1500	2,9	feasibility studies
Sambangalu	Senegal	close to Guinean border	Gambia	128	0,43	construction to start in 2014
Kaleta	Guinea	close to Guinea-Bissau	Konkoure	240	0,446	under construction
Ruzizi III	Rwanda	south of lake Kivu	Rubyiro	145	0,45	construction to start in 2014

2.2.4 - Energia Solare

Come riportato nelle figure 39 e 40, l'insolazione annuale nel territorio africano pare molto promettente, sia in termini di DNI che in termine di GHI[41]. Infatti, un pannello fotovoltaico è in grado di produrre fino al doppio dell'energia elettrica che produrrebbe in media posizionandolo in Europa centrale. La tecnologia fotovoltaica diventa interessante soprattutto per applicazioni stand-alone, oppure per installazioni mini-grid. Questo poichè sistemi di fornitura elettrica decentralizzati risultano competitivi rispetto all'estensione della rete di trasmissione e distribuzione, soprattutto nelle aree più remote e rurali; invece, in aree più densamente popolate, risulta più conveniente il potenziamento dell'infrastruttura e degli impianti di produzione di potenza esistenti[42]. Il campo fotovoltaico connesso alla rete è ancora oggi una soluzione difficilmente implementabile nell'Africa sub-sahariana, per un insieme di ragioni tecniche, quali le difficoltà che graverebbero sul sistema di dispacciamento, ma anche economiche e normative.

---

[40] *Hydropower in Africa - Continental Perspective in Program for Infrastructure Development in Africa* - New Partnership for Africa's Development, 2013

[41] DNI è un valore ideale che esprime la radiazione captabile ponendo il sistema captante sempre ortogonale ai raggi solari, GHI invece è la radiazione globale sul piano orizzontale che considera il contributo di radiazione diffusa isotropa nello spazio.

[42] *The Economics of Renewable Energy Expansion in Rural Sub-Saharan Africa* - The World Bank Development Research Group Environment and Energy Team - Uwe Deichmann Craig Meisner Siobhan Murray David Wheeler - 2010

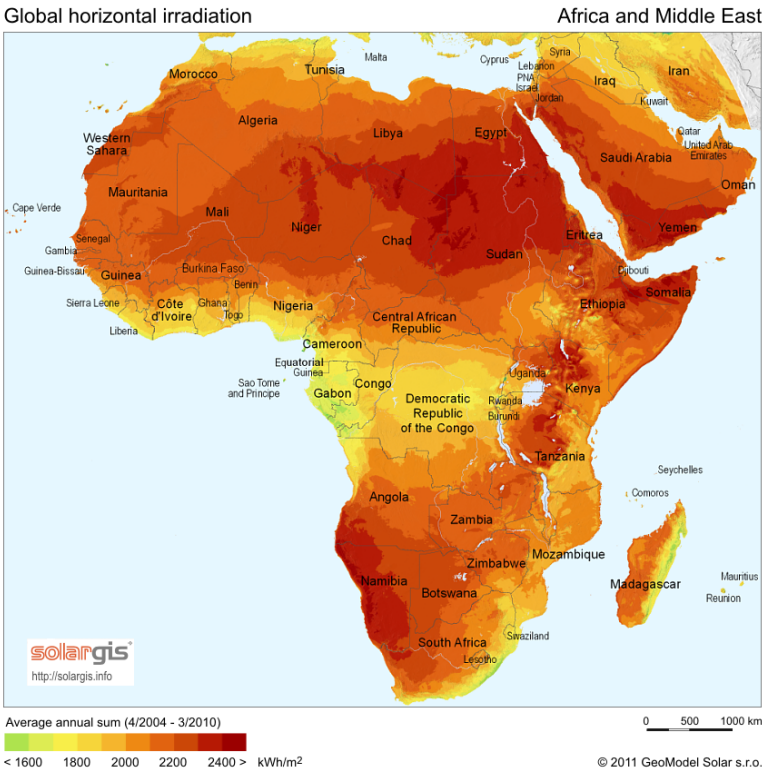

Figura 39 - Mappa GHI dell'Africa

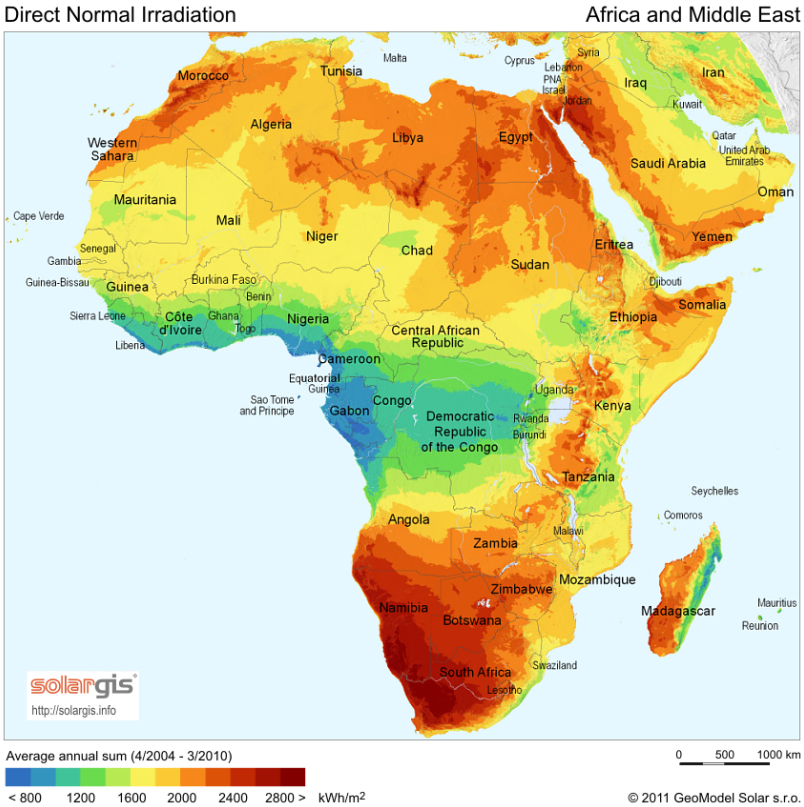

Figura 40 - Mappa DNI dell'Africa

L'energia solare è un'opzione particolarmente attrattiva in Africa poichè naturalmente diffusa, disponibile in enormi quantità e quindi immune da volatilità di prezzo o fornitura. Inoltre, le tecnologie solari possono beneficiare del sostegno di istituzioni bilaterali e multilaterali che mirano ad aumentare la produzione energetica da fonti rinnovabili. Tuttavia, le tecnologie che sfruttano la radiazione solare per la produzione di energia elettrica sono ancora oggi un'alternativa molto costosa e nei paesi occidentali si sono osservate grandi crescite nell'installazione, soprattutto grazie all'adozione di regimi incentivanti promossi da politiche di sostenibilità, come ad esempio il pacchetto europeo "20-20-20" che mira ad una produzione energetica da fonti rinnovabili rispetto al totale di energia consumata pari al 20%.

Nelle nazioni target in passato sono già state proposte numerose forme d'incentivazione, sono comunque attese riduzioni di costo affinchè le tecnologie fotovoltaiche e termodinamiche per la produzione di potenza possano largamente diffondersi. Infatti, le installazioni di solare fotovoltaico nei 37 paesi presi in considerazione riguardano per lo più applicazioni per impianti stand-alone, perciò per utenze indipendenti che, qualora necessitassero di un utilizzo dell'energia elettrica non contestuale alla produzione, devono sostenere i costi necessari per un accumulo. Invece, i campi fotovoltaici connessi alla rete di trasmissione sono molto bassi in numero e in termini di potenza installata, in quanto il loro funzionamento è strettamente legato alla rete di trasmissione e distribuzione e al dispacciamento dell'energia elettrica che, com'è noto, dev'essere utilizzata contestualmente alla sua produzione. Un esempio di successo riguarda il campo Navrongo Solar 1,92 MW in Ghana, di recente divenuto operativo. Quest'ultimo dovrebbe produrre 3183 MWh annui e rientra nei progetti CDM[43].

Tecnologie di tipo solare termodinamico saranno un'alternativa importante per ridurre l'intensità carbonica di fornitura di energia elettrica sulla rete (Ummel e Wheeler, 2008). Sono adatte per impianti di taglie superiori ai 10 MW, al di sotto si parla di mini Concentrated Solar Power (CSP) che nel futuro potrebbe essere adattato per soluzioni minigrid decentralizzate; tuttavia, sono ancora oggi ad uno stadio di sviluppo embrionale e sono attese importanti riduzioni di costo per la loro adozione a livello commerciale.

[43] Navrongo CDM - Component Project Activity Design Document - Standard Bank Renewable Energy Programme - CDM Executive Board - United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC/CCNUCC)

2.2.5 - Energia Geotermica

Nel continente africano il potenziale geotermico più rilevante si trova nelle regioni orientali. Le grandi attività geotermiche sottostanti alla Great Rift Valley vengono da anni valutate con attenzione per l'installazione di impianti per la produzione di potenza. Viene stimato che si potrebbe largamente sfruttare il potenziale geotermico disponibile, andando ad installare fino a 90 GW; tuttavia, sinora le uniche nazioni che sfruttano il gradiente termico per soddisfare il fabbisogno elettrico sono il Kenya con 233 MW e l'Ethiopia con 7,3 MW installati nell'impianto pilota di Aluttu Langano. Oltre ad essere un ER, un vantaggio nell'includere il geotermico nel proprio portafoglio d'impianti per la produzione di potenza sta nell'opportunità di sfruttarli per asservire il carico base della domanda, questo grazie alla loro affidabilità e programmabilità. Sfruttando le conoscenze maturate nel campo della geotermia, anche grazie alla formazione delle proprie risorse umane presso il Geothermal Training Program delle United Nations, KenGen, il principale produttore di potenza del Kenya, fornisce supporto alle nazioni vicine per lo sviluppo di progetti per lo sfruttamento delle risorse geotermiche presenti. In Kenya l'esplorazione per lo sfruttamento di questa risorsa ha avuto inizio nel 1960, sono successivamente iniziate le perforazioni che hanno portato all'iniziale costruzione del primo impianto Olkaria 15 MW. Nel tempo ciò ha portato a successivi benefici a livello socio-economico, attualmente sono oltre 500 le persone impiegate nel funzionamento degli impianti per la produzione di potenza.

Gli usi dell'energia geotermica non si limitano alla produzione di potenza, l'energia termica può essere utilizzata in maniera diretta per una numerosità di benefici; per esempio, vicino al lago Naivasha, in Kenya, viene impiegato il calore proveniente dal sottosuolo per controllare i livelli di umidità nella notte di un'orticoltura e così ridurre le malattie da fungo[44]. Nella figura 41 sono mostrate alcune aree geotermicamente promettenti in Kenya.

[44] *Geothermal Power Generation in Kenya Success Story* - African Energy Policy Research Network/Foundation for Woodstove Dissemination (AFREPREN/FWD)

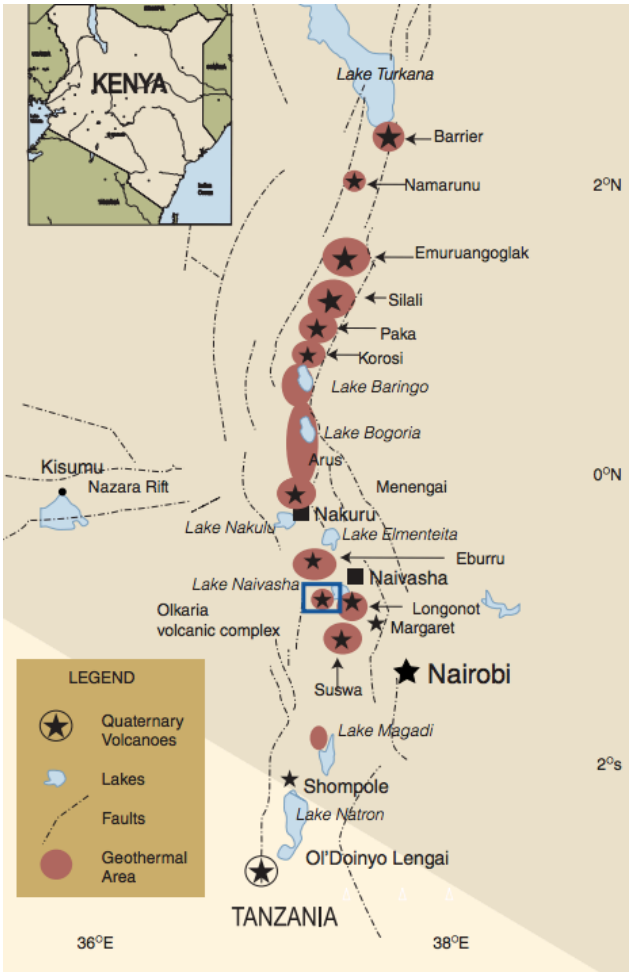

Figura 41 - Aree di potenziale geotermico in Kenya

2.2.6 - Biomasse

L'Africa sub-sahariana detiene enormi potenziali per la generazione di energia elettrica dalle biomasse. Solamente utilizzando il 30% di residui da agricoltura ed il 10% di residui dall'industria di lavorazione del legno, viene stimato che si potrebbero installare 15 GW di capacità elettrica addizionale (Dasappa, 2011).

Le bioenergie si basano sullo sfruttamento delle biomasse forestali, da agricolura, da residui di lavorazione industriale oppure dalla frazione organica dei rifiuti solidi urbani. Un trend crescente a livello globale è quello del commercio di prodotti bioenergetici quali, pellet, bioetanolo o biodiesel. Ad oggi il Brasile è il primo produttore di bioetanolo, andando a sostituire i consumi di carburanti da origine fossile in maniera sempre più consistente. Il continente africano presenta disponibilità di biomasse, che si diversificano rilevantemente entro il suo territorio: si pensi alle praterie del Sahel oppure alle regioni

aride sahariane piuttosto che a regioni forestali più umide e caratterizzate da alte densità di biomasse, si veda a proposito la figura 42 che mostra la densità di biomasse nel continente. Il loro accesso è altresì variegato e molte biomasse vengono oggi utilizzate in maniera inefficiente: il totale dei terreni coltivati in Africa per canna da zucchero e olio di palma nel 2009 si estendevano a circa 6 milioni di ettari mentre quelli in Brasile nello stesso anno dedicati alla sola canna da zucchero erano pari a 8,5 milioni di ettari[45]. Le bioenergie si presentano per l'Africa come una grande opportunità, tuttavia la loro sostenibilità dovrà essere garantita riguardo ai temi ambientali e sociali. Infatti, alcuni fattori che inibiscono la produzione di biomasse come fornitura di energia primaria per usi energetici sono la disponibilità di terreni per la coltivazione e la loro competizione con alternative forme di sfruttamento, oltrechè la produttività del terreno stesso, fortemente dipendente dalla presenza di acqua e sole per la crescita delle biomasse.

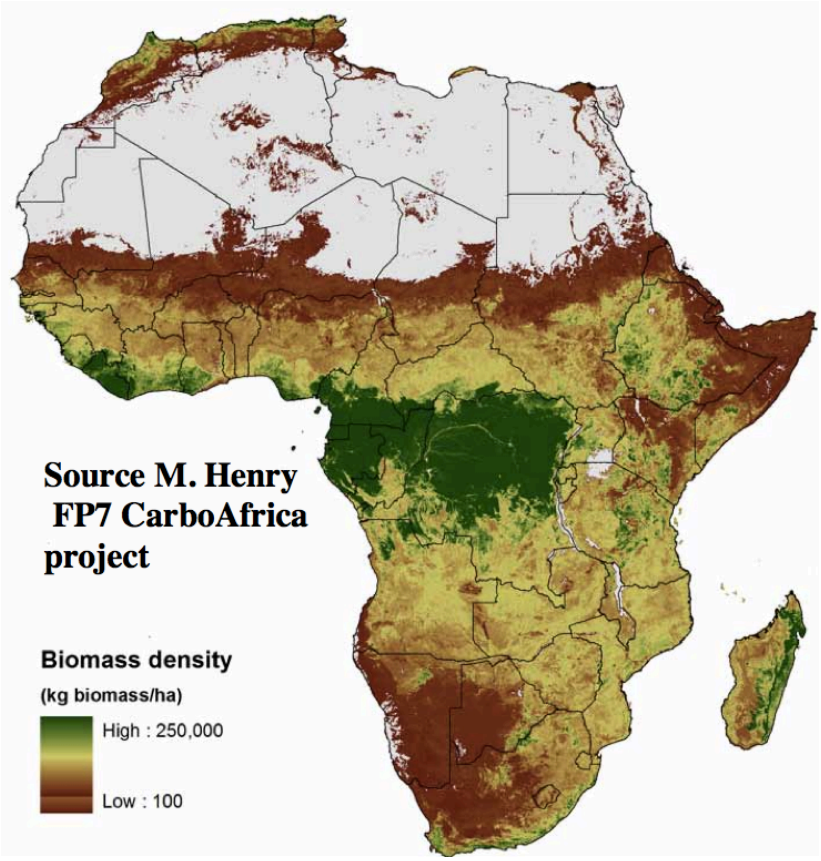

Figura 42 - Mappa della densità di biomasse in Africa

[45] *Renewable energies in Africa - Current knowledge* - European Commission Joint Research Centre - A. Belward, B. Bisselink, K. Bódis, A. Brink, J.-F. Dallemand, A. de Roo, T. Huld, F. Kayitakire, P. Mayaux, M. Moner-Girona, H. Ossenbrink, I. Pinedo, H. Sint, J. Thielen, S. Szabó, U. Tromboni, L. Willemen, 2011

2.2.7 - Gli Idrocarburi

Una buona parte del portafoglio d'impianti per la produzione di potenza nelle nazioni target utilizza combustibili fossili. Tra le tecnologie impiegate sono presenti il ciclo a vapore ed il ciclo a gas. In entrambe avviene una combustione, che è un processo caratterizzato da reazioni di ossidazione esotermiche: l'energia chimica contenuta nel combustibile viene convertita in energia termica. Questa viene convertita in energia meccanica dal ciclo termodinamico, quindi un alternatore provvede alla conversione in energia elettrica. Insieme ai fumi di scarico dell'impianto fuoriesce una parte di idrocarburi incombusti a causa di un'ossidazione incompleta e uso di combustibili di bassa qualità. La maggior parte della comunità scientifica dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ritiene che l'effetto serra ed i fenomeni di cambiamento climatico siano da attribuire all'aumento di concentrazione di gas serra in atmosfera (misurati secondo unità equivalenti di anidride carbonica CO2) e pertanto gli idrocarburi sono ritenuti tra i principali responasbili. L'Africa soffre degli effetti del cambiamento climatico, in particolare delle siccità. Queste provocano enormi difficoltà nelle coltivazioni e nell'allevamento, comportando crisi alimentari e conseguente malnutrizione e inedia della popolazione. I dati WDI indicano che l'Africa è responsabile per meno del 5% del totale di emissioni equivalenti di CO2 a livello globale e le nazioni target contano solamente per circa il 20% delle emissioni del continente. Esistono strumenti e strategie per la riduzione delle emissioni dagli impianti alimentati da combustibili fossili, però gravano in maniera rilevante sul costo dell'energia prodotta e, pertanto, nel continente africano non sono prese in considerazione. Per accompagnare gli alti livelli di crescita economica che la maggior parte delle nazioni target sta inseguendo un elemento importante nello sviluppo dei sistemi elettrici è proprio il costo dell'energia. La disponibilità a livello locale di riserve di idrocarburi spinge molti governi e utility elettriche vero l'adozione di questa fonte per la produzione di potenza, rispetto invece alle più costose ER.

Petrolio

L'Africa possedeva nel 2010 il 9,5% delle riserve petrolifere provate a livello mondiale. Questo dato diventa il 4,9% considerando le sole nazioni dell'Africa sub-sahariana. In particolare, le più importanti riserve petrolifere si concentrano principalmente intorno al golfo di Guinea. I principali giacimenti sono così ripartiti:

- La Nigeria possiede un potenziale di riserve provate di 37.200 milioni di barili di Petrolio e una produzione pari a 2,52 milioni di barili al giorno nel 2012;
- L'Angola, le cui riserve provate sono pari a 10.470 milioni di barili, trovate nelle acque territoriali di Dalia, Girassol e Kuito, in provincia di Cabinda;
- Il Congo Brazzaville, il Gabon e soprattutto l'Equatorial Guinea possiedono a loro volta riserve significative che variano tra i 3.200 e i 4.900 milioni di barili;
- Il Chad e il Cameroon posseggono altresì riserve significative, benchè di minore entità rispetto alle riserve scoperte nei primi tre gruppi di paesi.

Risorse bituminose non convenzionali sono altresì classificate e vengono ricercate in più nazioni dell'Africa con progetti di sviluppo per il loro sfruttamento futuro. ENI ha scoperto nel 2008 in Congo una riserva potenziale di 500 milioni di barili. Anche la Nigeria, il DRC, l'Ethiopia e l'Angola sono nazioni in cui sono state scoperte delle sabbie bituminose potenzialmente sfruttabili, tuttavia, l'inizio della produzione richiede stabili condizioni politico-normative, per meglio affrontare gli eventuali impatti ambientali.

Gas naturale

La transizione globale verso forme di energia più pulita viene trainata dal gas naturale, in quanto l'idrocarburo che consente le minori emissioni in atmosfera, in termini di unità equivalenti di CO2. Grazie al contenuto valore carbonico, una turbina a gas riesce mediamente a dimezzare le emissioni rispetto ad un tradizionale impianto a carbone. Un altro importante vantaggio è dato dalla possibilità di produrre in maniera combinata l'energia elettrica e quella termica e ciò consente agli impianti alimentati a gas naturale di raggiungere eccezionali livelli di efficienza. Inoltre, la flessibilità operativa di questa tipologia di impianti, che può essere estesa alla produzione di calore e asservire utenze industriali od urbane, permette vantaggi economici ed ambientali. Tuttavia, la domanda di gas naturale nelle nazioni target è bassa, molti degli impianti per la produzione di potenza alimentati da questo combustibile fossile hanno difficoltà operative e gli usi per il riscaldamento e la cucina sono limitati. Le difficoltà operative di questi impianti sono legati a problemi strutturali di manutenzione, riconducibili alla difficoltà dei gestori d'impianto nel mantenere relazioni stabili con partner O&M, dovuti alla mancanza di liquidità. Infatti, la manutenzione deve essere fatta ad intervalli fissi e non dilazionabili, invece, la maggior parte delle utilities africane hanno tempi di approvvigionamento sempre lunghi, dovuti ad attese per la disponibilità di fondi, a fatture proforme e a tempi di spedizione lunghi per i necessari componenti di ricambio. Gli impianti detenuti da operatori privati invece non soffrono di tali problemi di fuori servizio.

Le riserve di gas naturale dell'Africa sub-sahariana stanno primariamente in Nigeria con 5,153 trilioni di metri cubi. Altre importanti riserve sono trovate anche nel Mozambique e nell'Angola con 127,4 e 366 bilioni di metri cubi rispettivamente. Alcune riserve di minore entità sono anche state ritrovate in Tanzania. Le riserve totali dell'Africa sub-sahariana contano per circa il 4% delle riserve provate a livello mondiale, la produzione di gas naturale è invece in proporzione ancora più piccola, rispetto allla produzione su scala mondiale (British Petroleum 2007). Molta parte della produzione di gas naturale è destinata ai terminali di liquefazione per l'esportazione.

Carbone

Il carbone è un combustibile fossile il cui consumo a livello globale si è quasi raddoppiato dal 2000 ad oggi (IEA, 2012). La sua produzione è caratterizzata da costi stabili e facili da prevedere e pertanto, a differenza degli altri idrocarburi, non risente di repentine oscillazioni di prezzo (nonostante la sua crescita negli ultimi anni dovuta ad aumentati consumi nei paesi non-OCSE). Inoltre, il costo di produzione di potenza attraverso questa fonte è molto basso, per questa ragione numerosi governi delle nazioni target mirano con interesse la possibilità di un suo sfruttamento. Tuttavia, gli vengono attribuiti elevati livelli di emissioni e la sua combustione è responsabile di inquinanti quali ossidi di azoto e particolato, nocivi a livello locale.

A differenza del petrolio e del gas, la quasi totalità delle riserve africane di carbone si trova nel sud del continente. Esse hanno carattere principalmente bituminoso e si trovano per l'80% in South Africa, la restante parte si trova nei vicini Botswana, Zimbabwe, Swaziland e Mozambique; si trovano miniere di carbone anche in Niger, Nigeria, Tanzania, DRC e Malawi. Queste riserve sono sotto l'attenzione di nazioni straniere, alla ricerca di una fonte per la generazione di potenza economica: per esempio, l'impresa brasiliana Vale S.A. ha recentemente pianificatato in Mozambique un sistema ferroviario per l'esportazione di ingenti quantità di carbone per clienti a livello internazionale.

2.2.8 - Confronto tra tecnologie per la produzione di potenza

I processi di pianificazione degli investimenti infrastrutturali del sistema elettrico sono molto complessi e devono tenere conto di numerose variabili. Di seguito si descrive uno strumento largamente utilizzato nelle valutazioni delle diverse opzioni di generazione.

Il levelized cost of electricity (LCOE) consente di confrontare il costo unitario di generazione dell'energia elettrica attraverso diverse tecnologie lungo la loro vita utile. Viene utilizzato poichè tipicamente i costi di investimento per un impianto di tipo convenzionale si discostano fortemente da quelli di un impianto rinnovabile, così come molti altri parametri delle voci di costo. Inoltre, anche la producibilità effettiva delle diverse tipologie d'impianto non è facilmente confrontabile, pertanto LCOE normalizza le diverse situazioni, riconducendole entro una comune cornice al fine di permetterne il paragone. In questo senso LCOE viene definito come il prezzo a cui occorrerebbe vendere l'energia prodotta dall'impianto per pareggiare l'investimento iniziale ed i suoi costi di funzionamento, in questa maniera l'investitore raggiungerebbe il punto di ripagamento dei costi sostenuti. Tra le tipologie d'impianto a fonti rinnovabili e quelli più tipicamente convenzionali ciò che va ad amplificare il range di risultato dell'LCOE sono due aspetti distinti: da una parte l'attenzione verte sulla producibilità dell'impianto e pertanto sulla sua localizzazione; invece, sugli impianti che necessitano in ingresso energia primaria da origine fossile l'attenzione è focalizzata sulla volatilità di prezzo dei carburanti.

Considerando diversi progetti per l'elettrificazione, l'analisi sugli impianti di generazione da adottare necessariamente valuterà il valore di LCOE stimato. Fra più alternative per la produzione di potenza, la scelta s'indirizzerà verso quella con il valore di LCOE inferiore, in maniera tale da allargare i margini per il gestore d'impianto. In particolare, la crisi di produzione di potenza che caratterizza l'Africa sub-sahariana non consente troppe riflessioni al soggetto finanziatore circa l'adozione di impianti convenzionali oppure tecnologie ER. Come osservato da un operatore africano:

> *"Look, we have so many rural communities that don't have any electricity at all. We don't have the luxury of saying that electrification should only be done with green electricity. Our villages are desperate for electricity - they don't care whether the electrons are green, purple, or black."*[46]

[46] *From the Bottom Up - How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa* - Bernard Tenenbaum, Chris Greacen, Tilak Siyambalapitiya, and James Knuckles, 2014

CAPITOLO III

3 - Finanziamento all'infrastruttura

In relazione alle difficoltà descritte nei capitoli precedenti, nello sviluppare dei sistemi elettrici adeguati per incontrare le necessità e la domanda crescente di energia elettrica nelle nazioni target, nel presente capitolo si esamina l'evoluzione degli investimenti nel settore elettrico, comprendendo le ragioni sottostanti al fallimento di numerose iniziative di finanziamento finora riscontrate in queste regioni. Si indagano i parametri d'investimento per progetti d'elettrificazione, in particolare con alcuni approfondimenti sui rischi politico-normativi, anche riportando alcuni casi esemplificativi. Infine, si trattano alcuni metodi di finanziamento innovativi, che si propongono di favorire l'elettrificazione del territorio, oltrechè l'iniziativa Power Africa promulgata dal Presidente degli Stati Uniti.

3.1 - Storia recente degli investimenti nel settore elettrico

Il finanziamento dell'infrastruttura, in particolare quello al settore energetico, è stato tradizionalmente preso in carico da investimenti effettuati congiuntamente dai governi nazionali e dalle utility di stato. Si è quindi assistito ad una crescita globale della partecipazione di investitori privati solo a partire dagli anni '90. Ciò in parte anche grazie alle politiche promosse da alcuni enti istituzionali, tra cui la Commissione Europea, di progressiva liberalizzazione di questi mercati che provenivano per lo più da regimi di monopolio da parte di società pubbliche. Il monopolio delle infrastrutture, di strategica importanza economica, trovava spiegazione nelle loro caratteristiche: grandi costi d'investimento e lunghi periodi di maturazione, pertanto gli investitori erano disincentivati dall'investire in questo settore. In seguito, nel contesto occidentale più sviluppato, sono state nel tempo emanate diverse direttive per aumentare la concorrenza a tutela del consumatore finale e perciò la privatizzazione di molte utility di stato. Così sono state create nuove opportunità per gli investitori privati e una più grande competizione per la fornitura di servizi infrastrutturali, anche grazie alla globalizzazione e finanziarizzazione dei prodotti di tali mercati in asset energetici.

Agli inizi del 1990 tutti gli impianti per la generazione di potenza in Africa venivano finanziati dalle casse pubbliche, includendo prestiti a tasso d'interesse agevolato dalle Development Finance Institutions (DFI). Queste, grazie al loro sostegno da parte dei fondi sovrani, sono in grado di intervenire con finanziamenti laddove il settore privato si trova in difficoltà, apportando i seguenti benefici:

- Conferimento di capitali a lungo termine necessari per lo sviluppo infrastrutturale;
- Mitigazione dei rischi associati ai progetti di investimento, soprattutto nelle loro fasi iniziali tramite ricorso a finanza addizionale in grado di aumentarne l'attrattività:
- Bilanciamento del portafoglio di progetti d'investimento entro un'area, reagendo anche in base alle scelte intraprese dal settore privato.

Questi finanziamenti sono stati di cruciale importanza per le utility verticalmente integrate di proprietà dello stato. In seguito ad una confluenza di fattori, quali l'insufficienza di capitali che venivano concessi e le scarse prestazioni delle utility di stato nella gestione dei sistemi elettrici, si è arrivati a rilevanti sconvolgimenti nel panorama del settore. Progressivamente, un insieme di nazioni ha iniziato ad adottare un nuovo modello per il proprio mercato elettrico, seguendo gli esempi pioneristici di paesi quali USA, Chile e Norvegia, liberalizzando alcune fasi del sistema elettrico ed introducendo partecipazioni private e competizione. Ed è così che alcuni IPP, finanziati privatamente, con contratti di fornitura del servizio elettrico di lungo termine con la utility di stato, sono diventate una priorità da considerare all'interno delle riforme del settore. Soluzioni IPP si sono rivelate veloci e relativamente semplici per porre rimedio alla crisi di produzione di potenza, inoltre introducendo un graduale livello di competizione entro il sistema. Nel 1994 la Cote d'Ivoire diventa la prima nazione africana ad attrarre un IPP, guidato da un consorzio straniero, con un contratto di fornitura di potenza alla rete di trasmissione con la utility di stato di lungo termine.

La liberalizzazione e privatizzazione dei mercati, attiva in tutte le fasi del sistema elettrico, dalla generazione alla distribuzione fino alla vendita - fatta eccezione alla trasmissione per non ricreare ridondanze infrastrutturali - ha caratterizzato anche molte altre nazioni dell'Africa come il Ghana, il Kenya, la Nigeria e l'Uganda, così aprendo le porte ad investitori privati nel settore elettrico. In Uganda il settore elettrico è stato liberalizzato tra il 1999 ed il 2001 con la delibera dell'"Electricity Act" che ha portato alla creazione di una nuova autorità per l'energia: l'Electricity Regulatory Authority (ERA). Le sue funzioni

di concessione di licenze, di definizione degli standard e della remunerazione congrua delle tariffe e di presidio di un certo livello prestazionale e di qualità del servizio elettrico sono state stabilite al fine di assicurare agli investitori privati e ai consumatori di agire entro un insieme trasparente di regole e procedure. I benefici ottenuti dalla liberalizzazione del settore elettrico dell'Uganda con questa manovra sono così riassumibili[47]:

- L'industria elettrica è divenuta finanziariamente capace di lavorare senza incentivazioni dal governo centrale e sono quindi migliorate le prestazioni commerciali dell'intero settore elettrico;
- La crescente domanda per energia elettrica è stata in buona parte soddisfatta da una crescente copertura del servizio elettrico nel territorio, con particolare attenzione alle aree rurali più difficilmente raggiungibili;
- L'affidabilità e la qualità della fornitura elettrica sono migliorate;
- Gli investitori privati sono entrati nel settore;
- Il governo dell'Uganda ha ottenuto benefici derivanti dalle opportunità di esportazione dell'energia elettrica, data l'aumentata potenza installata.

Quello dell'Uganda rappresenta un esempio di successo delle riforme nel settore elettrico; tuttavia, ancora oggi molte nazioni dell'Africa sub-sahariana sono caratterizzate dalla presenza di utility di stato che monopolizzano l'intero sistema elettrico e che operano con una filiera integrata verticalmente. Una struttura tale del settore è priva di stimoli e di flessibilità per fornire un accesso al mercato elettrico a player IPP. Infatti, nonostante le riforme programmate nel settore, molte utility di stato sono rimaste verticalmente integrate, mantenendo una posizione dominante nel mercato e solo marginalmente concedendo ad operatori privati l'ingresso nella fase di generazione. Le politiche e i regimi regolatori, necessari per la creazione di un ambiente competitivo, si sono limitate ad alcune poche eccezioni, così come le aste internazionali per le concessioni che non sono quasi mai state implementate per procedere celermente con le assegnazioni. La mancanza di competizione sul mercato elettrico è proprio un deterrente forte per l'avvento di investitori privati nello sviluppo di progetti energetici in questi paesi. Perciò, per avviare gli investimenti da sorgenti private sono richiesti sforzi per liberalizzare questi mercati, con una separazione sia orizzontale che verticale delle strutture monopolistiche, in

[47] *To what extent can Uganda learn from the previous mistakes of the California and UK electricity liberalization* - K. Kasibayo

maniera tale da ricreare delle condizioni favorevoli per la competizione su mercati elettrici a livello locale.

Stando ad interviste formulate da UNEP ed UNECA, l'Africa sub-sahariana ha vissuto i più lenti processi d'implementazione delle riforme a livello globale[48]. Questo in parte può trovare ragione nella valenza politica che gli asset infrastrutturali assumono: a differenza dei contesti occidentali più sviluppati, nell'Africa sub-sahariana il controllo del sistema elettrico pubblico diviene un bene strategico di fondamentale importanza per il mantenimento del potere governativo ed istituzionale. Pertanto, la valenza politica degli asset, in termini di capacità di distribuzione elettrica, diviene strumento dei governi nazionali per presidiarne la diffusione geografico-territoriale in maniera controllata e diretta; per esempio, al fine di creare delle difficoltà in alcune aree, magari presidiate da forze ribelli ed ostili al governo locale.

Sinora si è analizzata la crisi di generazione di potenza entro cui le nazioni target sono immerse e le difficoltà d'implementazione dei necessari processi di riforma del settore elettrico. Per superare tutte queste problematiche, occorre anzitutto meglio comprenderne le ragioni sottostanti, che non si limitano al monopolio dei servizi elettrici e quindi ad una mancanza di competitività, ma in parte risiedono anche nell'ambiente politico presente nel territorio sub-sahariano, che va ad influenzare il finanziamento alle infrastrutture. Prima però di addentrarsi nella dimensione politica associata agli investimenti occorre approfondire il profilo di rendimento e di rischio che accompagna ogni singolo progetto per l'elettrificazione.

3.2 - Rendimento e rischio negli investimenti nel settore elettrico

Un progetto d'investimento si può caratterizzare da due diverse variabili: il rendimento ed il rischio. Il rendimento valuta il ritorno atteso del capitale investito, il rischio indica la variabilità di risultato associata al rendimento stimato.

[48] *Financing renewable energy in developing countries - Drivers and barriers for private finance in sub-Saharan Africa* - A study and survey by UNEP Finance Initiative on the views, experiences and policy needs of energy financiers, 2012

Rendimento

Il rendimento di un progetto d'elettrificazione, inteso come i margini potenzialmente ricavabili dalla realizzazione di un nuovo sistema elettrico, può essere stimato considerando le voci di costo e di ricavo. Nella valutazione circa la bontà di un progetto occorre stimare questi due parametri in maniera quanto più verosimile. Tuttavia, sono numerose le variabili che possono influenzare in maniera rilevante la stima. I costi per la pianificazione e l'implementazione delle tre fasi che costituiscono un sistema elettrico sono, infatti, strettamente connessi alla domanda potenziale delle utenze e quest'ultima influenza i ricavi attesi. Ne consegue che la stima dei ricavi diventa l'elemento principale per la valutazione del rendimento di un progetto. I ricavi sono determinati dall'ammontare di energia elettrica che le utenze compreranno e dal suo prezzo. La quantità venduta può essere definita, in prima approssimazione, dal fabbisogno medio di energia elettrica delle utenze e dal numero di utenze. Il fabbisogno medio può essere stimato sulla base della domanda pro capite di energia elettrica di simili tipologie di consumatori nelle vicinanze[49]. Il numero di utenze che desiderano beneficiare del servizio elettrico può essere calcolato dai livelli reddituali della popolazione e dalla loro capacità di spesa. In questo senso diventa importante il coinvolgimento delle comunità locali, per comprendere la base clienti potenziale; più in dettaglio, si rendono necessarie delle analisi socio-economiche, legate alle popolazioni interessate dall'elettrificazione, per esaminare quanto sono disposte a pagare per la fornitura del servizio elettrico.

Rischio

La valutazione dei rischi connessi ad un progetto d'elettrificazione nelle nazioni target è un'attività molto complessa. Le ragioni si trovano nella molteplicità di aspetti che possono influenzare la progettazione, l'implementazione ed il funzionamento di un sistema elettrico. Tali rischi si possono in prima approssimazione identificare nelle stesse barriere al potenziamento dei sistemi elettrici descritte in precedenza all'inizio del capitolo 2. Mentre la sfida data dalla dimensione politica verrà descritta in seguito si vogliono ora trattare le altre dimensioni:

- Normativo-regolatoria: questa tipologia di rischio può essere approfondita su più possibili decisioni, ovvero quelle che modificano le condizioni tecniche,

[49] Si rimanda al concetto di continuità energetica: nell'Africa sub-sahariana, i territori in cui l'elettrificazione è già parzialmente avvenuta sono caratterizzati da una domanda pro capite crescente nel tempo. Tuttavia, per la realizzazione di un sistema elettrico in un territorio che non ha mai beneficiato di questa forma di energia, si possono identificare dei valori di fabbisogno utilizzati in progetti con utenze di caratteristiche simili; si consideri, ad esempio, il medesimo livello reddituale dei consumatori o la disponibilità di dispositivi che consumano elettricità.

commerciali o di processo, prese dagli stakeholder più rilevanti[50]. Decisioni tecniche, per esempio delle autorità di regolazione del settore elettrico, possono influenzare un progetto in termini di standard di frequenza, di tensione o di altri parametri necessari per una connessione sicura e robusta tra le utenze, la rete e gli impianti di produzione di potenza. Un progetto può anche essere influenzato da decisioni commerciali, che stabiliscono il prezzo di vendita del servizio elettrico ai clienti, che influenzano i contratti di vendita tra operatori, oppure che indicano le responsabilità attribuite ai soggetti che si devono prender carico dei costi di connessione tra l'impianto e la rete. Infine le decisioni di processo come, ad esempio, l'individuazione di quali stakeholder consultare per intervenire su uno o più dei precedenti aspetti, quali informazioni fornire prima di rilasciare una licenza o un permesso, oppure se la fase di consultazioni è privata o pubblica ed i suoi tempi di risposta.

- Evoluzione del mercato: gli elementi che potrebbero nel tempo modificare il rendimento di un progetto possono riguardare sia il lato costi, sia il lato ricavi. Tra i costi si devono considerare con maggiore attenzione i costi operativi dell'impianto di generazione; infatti, un aumento del prezzo dell'energia primaria potrebbe impattare la redditività dell'intero sistema elettrico. Tra i ricavi, sono il fabbisogno delle utenze ed il loro numero ad aumentare la varianza legata al rendimento di progetto; evidentemente, una loro stima in eccesso condurrebbe all'impossibilità di ripagamento dei costi sostenuti, invece una sottostima potrebbe portare a dei costi opportunità di significativa entità. Occorre individuare in anticipo i fenomeni che potrebbero modificare il fabbisogno elettrico totale che il sistema dovrà soddisfare e comprenderli nel piano di domanda associato ad un territorio da elettrificare. Infine, alcune fonti per la produzione di potenza, su cui il sistema elettrico fa affidamento, potrebbero variare le loro caratteristiche; ad esempio, un corso d'acqua potrebbe progressivamente ridurre la sua portata e così anche la producibilità dell'impianto stesso;
- Economico-finanziaria: un elemento che può influenzare il rendimento di progetto è il rischio di valuta. Frequentemente le diverse valute nelle nazioni target sono state soggette a repentine oscillazioni o svalutazioni; questo aspetto può essere aggravato da altri fenomeni economici quale l'inflazione. Gli investitori potranno

[50] Con il termine stakeholder si identificano uno o più soggetti portatori di interesse nei confronti di un progetto, un'iniziativa o un'organizzazione pubblica o privata.

adottare delle contromisure per gestire o trasferire questo rischio; tuttavia, gli strumenti di mitigazione spesso non coprono queste tipologie di rischio, oppure lo fanno solo in parte;

- Tecnico-gestionale: il rendimento di progetto può essere influenzato dall'incapacità di presidiare l'operatività ed il funzionamento del sistema elettrico. Qualora non si riuscisse a produrre l'energia elettrica, oppure a trasportarla alle utenze finali, i ricavi effettivi necessariamente diminuirebbero rispetto a quelli stimati. Altro aspetto di rilevante importanza sta nella riscossione dei canoni presso le utenze; non di rado nelle nazioni target si verifica uno scollamento temporale tra la fornitura del servizio elettrico ed il suo pagamento e ciò si traduce in problemi di liquidità per il gestore del servizio;
- Strutturale: il rendimento di un progetto d'elettrificazione è anche influenzato da come sono progettati i carichi elettrici del sistema. Se sono presenti incertezze relative al picco di domanda, il sistema potrebbe non essere in grado di soddisfare il carico elettrico delle utenze, traducendosi in costi opportunità. Inoltre, un'altra possibilità che può modificare il rendimento stimato di progetto è costituita dai costi transazionali, intesi come tempo e risorse necessari per la ricerca d'informazioni e la definizione di accordi tra i soggetti coinvolti. In particolare, nelle nazioni target la sottoscrizione di contratti con il governo e le autorità del settore pubblico spesso fa insorgere dei costi addizionali;
- Informativa: il presidio delle strategie energetiche implementate a livello nazionale o regionale è un'attvità importante, che potrebbe condizionare il rendimento di un progetto. Nelle nazioni target questo risulta difficoltoso per ragioni di bassa trasparenza o rapidi sconvolgimenti a livello decisionale. Ciò dev'essere unito alla dimensione sociale entro cui il progetto d'elettrificazione si inserisce, al coinvolgimento e alla partecipazione delle comunità locali, che potrebbero permettere l'identificazione di ulteriori elementi influenzanti la redditività del progetto stesso.

3.3 - Rischio politico nel settore elettrico

La raccolta di capitali per l'investimento in nuovi impianti per la generazione di potenza diviene tanto più difficoltosa quanto più rischiose sono le condizioni al contorno; pertanto,

gli investitori saranno propensi a richiedere alti tassi di rendimento, conferendo capitali con restituzione al breve termine. Ritornando al concetto inizialmente introdotto di affidabilità da approvvigionamento e quindi di sicurezza energetica per le nazioni nel territorio africano sembrerebbero maggiormente favorevoli investimenti in ER. Queste, oltre a contribuire con benefici di tipo ambientale, producono potenza da un'energia primaria non finita e oltretutto riescono a sviluppare il mercato del lavoro e l'economia locale. Certamente i combustibili di origine fossile sono limitati e si ha un problema di convenienza di estrazione dalle riserve in funzione del costo e quindi del prezzo delle materie prime. D'altra parte, una conversione del sistema elettrico verso tecnologie rinnovabili richiederà il conferimento di capitali con un lungo periodo di maturazione, che è una tipologia di investimento difficile da attrarre, soprattutto nelle nazioni più povere e a più alto rischio del sistema paese.

Nella regione del Masai Mara, in Kenya, dove vive oltre un milone di capi di bestiame, non esiste nemmeno un macello perchè manca l'energia elettrica e, pertanto, la carne che viene servita nei ristoranti e negli alberghi viene fatta arrivare da grandi distanze. Come si comprende con questo piccolo esempio e com'è stato descritto nei capitoli precedenti, in economie caratterizzate da alti tassi di crescita la garanzia di fornitura di energia elettrica diventa un aspetto critico e di fondamentale importanza. Pertanto, molti investitori e proprietari di asset energetici stanno volgendo uno sguardo sempre più interessato alle nazioni dell'Africa sub-sahariana, giacché affette dalla crisi di produzione di potenza finora descritta e perciò individuate come opportunità di crescita. Nel frattempo nel mondo si è però assistiti ad incidenti e rischi politici come la Primavera Araba o la guerra civile in Ucraina - regioni che in passato erano ritenute politicamente stabili. Per questa ragione soggetti finanziatori in progetti energetici in paesi in via di sviluppo, quali investitori privati ed istituzionali, vanno ora ricercando una maggiore diversificazione all'interno del proprio portafoglio d'investimenti, in quanto l'orizzonte geopolitico diventa sempre più imprevedibile e rischi finora sconosciuti possono rivelarsi in tempi molto brevi. Il rischio politico dev'essere inteso come una distruzione di valore; ad esempio, potrebbe privare un investitore dei suoi asset o influenzare le prestazioni di un contratto. Aumenta quando avviene una modifica nella struttura politica di una nazione, frequentemente prima o dopo le elezioni. Gli investimenti infrastrutturali di lungo termine, richiesti in progetti per l'elettrificazione di un territorio, presentano una forte discrepanza rispetto ai tempi brevi in cui un contesto politico potrebbe modificarsi. In figura 43 si ha una visione delle recenti e prossime elezioni nelle nazioni target.

Country	Date	Type of election
Guinea-Bissau	3/16/2014	General
Guinea-Bissau	5/18/2014	Presidential
Malawi	5/20/2014	General
Nigeria	31/12/2015	Presidential
Chad	02/2015	Parliamentary
Ethiopia	05/2015	General
Burundi	06/2015	General
Ivory Coast	10/2015	Presidential
Tanzania	31/12/ 2015	Presidential and Parliamentary
Mozambique	15/10/2015	Presidential
Togo	31/03/2015	Presidential

Figura 43 - Recenti e prossime elezioni nelle nazioni target

Un progetto d'elettrificazione in paesi in via di sviluppo potrebbe coinvolgere molti differenti soggetti, partner e strutture di finanziamento. Per questa ragione, per meglio comprendere il rischio politico di un progetto, lo si deve analizzare considerando l'intera catena del valore che vi prenderà parte; troppo spesso nelle nazioni target l'attenzione viene enfatizzata sulla fase di produzione di potenza e non nelle fasi di trasmissione, distribuzione ed eventualmente anche nella fase di vendita. Infatti, fenomeni di interferenza politica possono riguardare ogni fase del sistema elettrico e rivelarsi anche indirettemente, magari provenendo da ambiti lontani da quello energetico, ma comunque influenzando il rischio di progetto.

Le nazioni dell'Africa sub-sahariana privilegiano soluzioni IPP per l'addizionale potenza che vanno ricercando, piuttosto che orientarsi verso soluzioni che vanno ad aumentare il debito del governo centrale che, come si è già notato in precedenza, è caratterizzato da posizioni debitorie preoccupanti nella maggior parte dei paesi africani, richiamando pertanto l'intervento e il controllo dell'FMI. Molte delle soluzioni IPP adottate sono frequentemente progetti rapidamente implementati anche mediante l'installazione d'impianti per la generazione d'emergenza, il cui costo dell'energia elettrica prodotta è alto. Pertanto, il previsto rischio politico è che tra qualche anno, quando una forma per la produzione di potenza più pulita ed economica sarà disponibile, siano rivisti gli accordi contrattuali firmati in precedenza con gli IPP.

La revisione dei contratti è un rischio politico strettamente connesso alle elezioni di un paese; si veda ad esempio il Ghana, una nazione da sempre caratterizzata da un ambiente favorevole per gli investimenti diretti esteri, che però, a valle delle ultime elezioni, all'insediarsi del nuovo governo, ha svolto numerosi internal audit su alcuni contratti precedentemente siglati, sulla base di casi di corruzione sospetti al momento della loro concessione[51]. Anche il fenomeno delle espropriazioni, che si verifica talvolta a seguito dell'imposizione di nuove forme di tassazione, della modifica delle remunerazioni standard stabilite dalle autorità, oppure dell'aumento delle tariffe d'importazione dell'energia primaria necessaria al funzionamento dell'impianto, rende le condizioni d'investimento più difficoltose. I governi africani già nel passato hanno subito pressioni dalle popolazioni locali verso l'adozione di tali misure; le cause alla base delle proteste sono state gli alti prezzi delle commodity energetiche ed i metodi di distribuzione. La figura 44 illustra la mappa di Aon, importante operatore internazionale nelle assicurazioni, delle tipologie di rischi politici presenti nelle nazioni target.

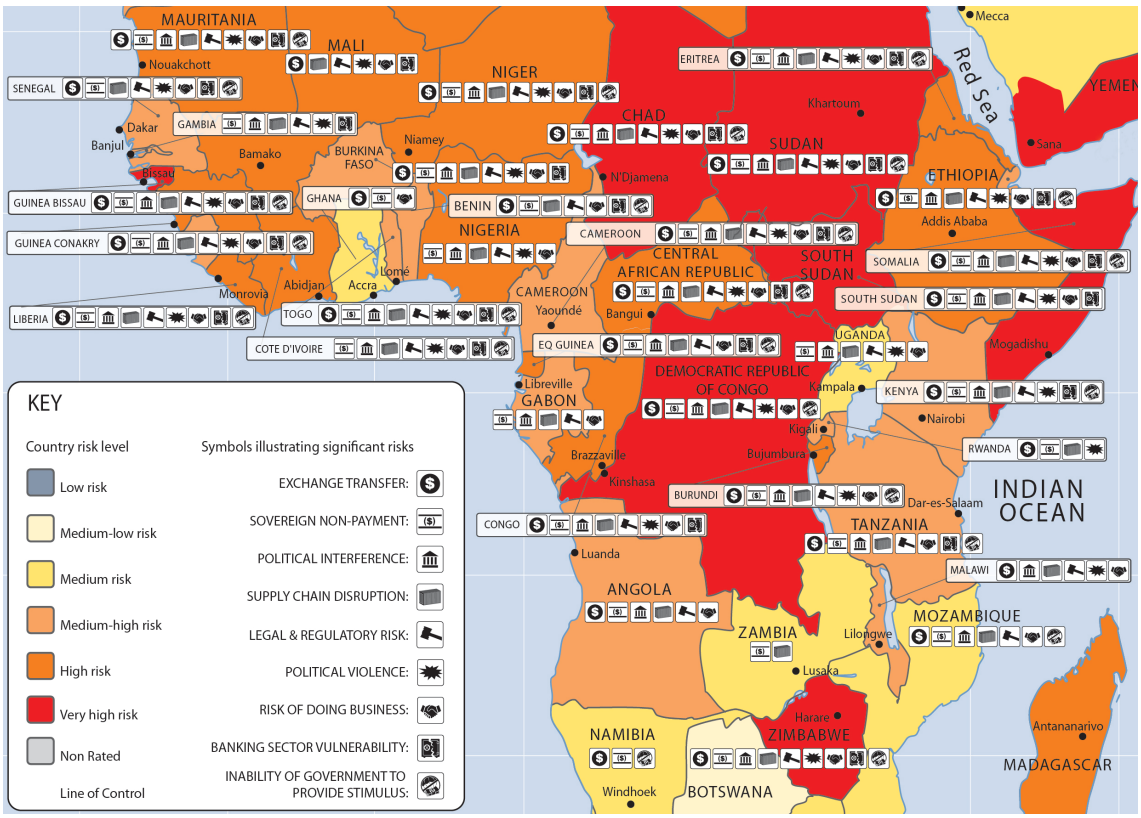

Figura 44 - Tipologie di rischio nelle nazioni target

[51] Cristopher Wilkinson - Deputy Head of Political Risk, War and Terrorism - Lancashire - *Political Risks in Sub-Saharan Africa - A view from the Power Sector* - AON Risk Solutions, 2014

Per gestire il rischio associato ad un progetto d'elettrificazione di lungo termine si ha la possibilità di coinvolgere istituzioni multilaterali quali MIGA (Multilateral Investment Guarantee Agency part of the World Bank Group) o ICIEC (The Islamic Corporation for the Insurance of Investment and Export Credit part of the Islamic Development Bank Group). Enti istituzionali come MIGA mirano a facilitare il flusso di investimenti di capitali privati nei paesi in via di sviluppo, offrendo assicurazioni contro i rischi politici e garanzie agli investitori per perdite causate da rischi non commerciali come espropri, guerre civili o disordini. Inoltre, forniscono consulenza e servizi di assistenza tecnica, svolgendo un ruolo importante nella collaborazione tra soggetti pubblici e privati; infatti, le fasi preliminari di progetto vengono supportate attraverso una sicurezza addizionale, grazie ad anticipate valutazioni con i governi circa l'approvazione del progetto stesso. Tuttavia, molte delle garanzie offerte non sono applicabili in ogni nazione, oppure sono vincolate a stringenti condizioni contrattuali, che limitano il flusso di finanziamenti nel settore energetico.

Un altro fenomeno di interferenza politica è la corruzione e l'Africa viene comunemente considerata tra i luoghi con i più alti tassi di corruzione al mondo, di seguito un esempio[52].

3.4 - Caso studio del gasdotto Chad-Cameroon

La scoperta di significative quantità di greggio intorno agli anni '90, in uno dei paesi più poveri al mondo, tra i meno sviluppati e con un tragico registro di violazioni dei diritti umani, ha portato a forti speranze per il suo sviluppo economico e la lottà alla povertà. Tale scoperta sembrava dovesse cambiare la deprimente storia del Chad, con l'approvazione da parte della World Bank e suo supporto finanziario di un progetto per la costruzione di un gasdotto per il trasporto di petrolio fino alla costa atlantica del Cameroon. L'investimento di 4,2 miliardi di US$, mirato all'esportazione, presentava la caratteristica innovativa dell'associazione di un complesso schema di allocazione dei ricavi dalle vendite, per utilizzarli in specifici settori mirati alla riduzione della povertà a livello nazionale. Nonostante numerose preoccupazioni sollevate da oltre 80 ONG operanti nel territorio, circa i rischi connessi a questa operazione, soprattutto riguardanti l'instabilità politica dell'area e quindi di una iniqua spartizione dei ricavi, il progetto è stato portato avanti con determinazione.

---

[52] Council on Foreign Relations http://www.cfr.org/africa-sub-saharan/corruption-sub-saharan-africa/p19984

Figura 45 - Il percorso del gasdotto Chad-Cameroon

Nel 2008, quindi esattamente quattro anni dopo il primo funzionamento del gasdotto e cinque anni prima del ripagamento del debito centrale, la cui estinzione era originariamente attesa nel 2013, la World Bank ha annunciato di essersi totalmente ritirata da qualunque attività inerente al progetto. Senza entrare nel dettaglio dello schema dei ricavi, si riassumono le cause del fallimento, che sono state identificate e studiate per comprendere come evitare simili errori in futuro:

- Fallimento a livello normativo - nel 1999 il governo del Chad aveva fatto approvare una legge che regolasse i ricavi del processo per una sorveglianza istituzionale. In sede di stipulazione del contratto con il consorzio, in cui partecipavano altri soggetti finanziatori, le obbligazioni contrattuali sono state viziate in maniera tale che il governo potesse raggirare i termini normativi ed agire in maniera contraria rispetto all'obiettivo primo del progetto, ovvero la riduzione della povertà;
- Fallimento a livello d'implementazione ed applicazione da parte della World Bank nel mantenere il governo responsabile di una rendicontazione continua circa lo stato d'avanzamento del progetto;

- Fallimento sistemico nell'affidarsi a controparti instabili politicamente, come l'allora governo del Chad, il cui obiettivo ultimo si disallineava rispetto a quello prestabilito in sede contrattuale.

Con questo esempio si riesce a comprendere meglio quanto accennato nel capitolo introduttivo riguardo i meccanismi di finanziamento per l'infrastruttura nel territorio sub-sahariano. Il modello che viene tradizionalmente applicato nei contesti sviluppati, basato sull'assegnazione di concessioni a grandi gruppi industriali o a consorzi di più soggetti, coordinati dai governi locali che vengono finanziati da investitori istituzionali, si è rivelato in questa zona del mondo inadeguato. In particolare nel sistema elettrico, l'inappropriatezza del modello di sviluppo occidentale è evidente lungo tutte le sue fasi, dalla generazione di potenza fino alla vendita. La fase di produzione e quindi il finanziamento per nuovi impianti convive con problemi molto simili a quelli del caso del gasdotto, in cui interferenze politiche anche a livello normativo influenzano il potenziamento dei sistemi elettrici. Simili fenomeni riguardano anche gli investimenti per la rete di trasmissione e distribuzione. Oltretutto, il quadro viene aggravato da problemi dovuti alla gestione e alla manutenzione degli impianti e della rete, dovuti alla mancata applicazione dei corretti canoni d'esercizio, alla carenza di una mentalità delle risorse umane rivolta all'efficacia, alla scarsità di figure professionali competenti e ad altri fenomeni che caratterizzano le utility africane.

3.5 - Metodi di finanziamento

Nell'Africa sub-sahariana, dove la capacità di raccolta di capitali da parte dei governi e delle utility di stato - necessaria per il finanziamento di progetti per il miglioramento dei sistemi elettrici - rimane un fattore limitante e l'attrazione di finanziamenti privati rimane una priorità. Questi ultimi possono essere in forma individuale oppure in forma di partecipazione pubblico-privata (PPP), l'importante è la necessità e l'attuazione di una grande varietà d'interventi nel territorio[53]. Il finanziamento è necessario per supportare imprese nelle fasi iniziali dei progetti, conferendo capitale per la crescita ma anche per le

[53] Una partecipazione pubblico-privata (PPP) è un servizio o un'impresa ad hoc, fondata sulla collaborazione tra un governo e una o più aziende del settore privato. Include la stipulazione di un contratto tra un autorità del settore pubblico ed un soggetto privato. Quest'ultimo assumerà i rischi finanziari, tecnici ed operativi e le responsabilità del servizio/progetto. Sono diverse le possibili tipologie di PPP, una forma particolare è il consorzio denominato special purpose vehicle (SPV).

operazioni successive, come liquidità e capitale circolante. Frequentemente, imprese attive in progetti per l'elettrificazione in paesi in via di sviluppo sono percepite dal settore privato come troppo rischiose e trovano difficoltà nella raccolta di capitali a lungo termine. Pertanto, la creazione di fondi d'investimento dedicati potrebbe stimolare il settore, con significativi impatti trasformativi di lungo effetto. L'accesso a nuove forme di finanziamento permetterebbe la crescita d'imprese che altrimenti non riuscirebbero a raccogliere capitali sufficienti, supportando così imprenditori innovativi e rafforzando l'economia delle comunità locali.

Un'importante opportunità, che contribuisce a facilitare la disponibilità di forme di finanziamento in nazioni con scarsi livelli di accesso elettrico, è il modello sviluppato dagli esperti Deutsche Bank Climate Change Advisors (DBCCA) in risposta alla richiesta delle Nazioni Unite di sviluppare nuove idee per favorire gli investimenti ER in paesi in via di sviluppo: Global Energy Transfer Feed-in Tariffs (GET FiT). Questo modello ha l'obiettivo di contrastare la mancanza di disponibilità di forme di energia moderne attraverso sforzi per migliorare il profilo di rischio degli investimenti e favorirne l'autosufficienza economica. La caratteristica peculiare di GET FiT è la combinazione tra meccanismi e strutture del settore pubblico con quelle del settore privato, creando una PPP innovativa. I rischi per gli investitori privati sono minimizzati grazie alla selezione di progetti in nazioni con uno stabile panorama politico-normativo e alla visibilità sugli obiettivi di medio e lungo termine; si veda lo schema del progetto pilota in Uganda, riportato in figura 46.

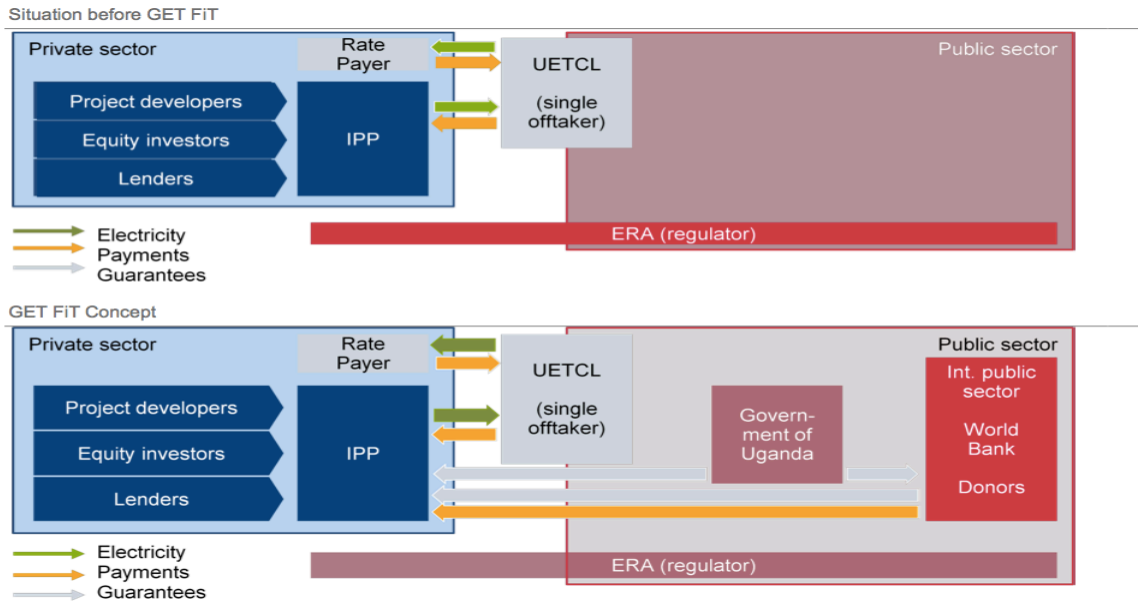

Figura 46 - Esempio di applicazione del modello GET FiT in Uganda

Il governo dell'Uganda ha richiesto alla World Bank l'utilizzo di un meccanismo Partial Risk Guarantee (PRG) per assicurare una maggiore certezza al ripagamento del servizio elettrico e in tal modo smorzare l'eventuale ammontare del debito in caso di ritardi nel pagamento da parte dell'Uganda Electricity and Transmission Company Limited (UETCL). Il PRG funziona attraverso la concessione di crediti agli investitori da parte di una banca locale che coopera con la World Bank. Qualora l'UETCL non effettuasse il pagamento in tempo, l'investitore può sottoporre alla banca il suo diritto di credito. In tale maniera, parte del rischio degli investitori viene trasferito ed il finanziamento viene così favorito. Per la gestione di tale schema la World Bank ha stabilito un accordo d'indennità con il governo dell'Uganda, così contenendo l'esposizione del paese al rischio di default, in caso di ripetuti mancati pagamenti da parte dell'UECTL. Tra gli sponsor di finanziamento al progetto sono compresi i governi della Germania e della Norvegia e l'UK Department for International Development (DFID)[54].

Un altro esempio di successo è l'approccio venture capital di Shell Foundation che finanzia capitali di debito in progetti energetici infrastrutturali di minori entità. Questa fondazione si impegna nella concessione di finanziamenti ad imprese for-profit con l'obiettivo di accrescere l'accesso energetico ai poveri (IFC, 2012). Inoltre, forma e promuove intermediari finanziari con l'intento di ridurre le difficoltà ai finanziamenti nel mercato indiano e potrebbe essere presa come modello nelle nazioni africane. In particolare, la Shell Foundation crea figure d'intermediari finanziari per la raccolta di capitali nelle fasi iniziali di progetto e per il finanziamento d'imprese che necessitano un impegno per "l'ultimo chilometro" di attività, rendendo disponibili le risorse finanziarie attraverso la creazione di strumenti specificatamente dedicati.

Nell'Ottobre 2013 l'African Development Bank (AfDB) ha approvato la costituzione del primo African Development Fund Partial Risk Guarantee (ADF PRG). L'obiettivo di tale fondo, considerando il rischio per l'investitore come la barriera principale allo sviluppo energetico nelle nazioni target, è quello di fornire garanzie sul rischio e assicurazioni agli investimenti. Un esempio del suo funzionamento riguarda il progetto Lake Turkana, dove l'ADF PRG protegge gli investitori privati dal potenziale fallimento del governo, mantenendo le obbligazioni contrattuali. In particolare, ADF PRG ricopre il rischio di inconvertibilità di valuta, l'espropriazione o altri fenomeni di natura politica che

[54] *GET FiT in Uganda - Observations & open issues from a financial perspective* - Deutsche Bank, 2013

modificano il Power Purchese Agreement (PPA)[55]. Lo strumento col quale i singoli progetti d'elettrificazione si devono interfacciare per mobilitare i finanziamenti è l'Africa Renewable Energy Fund (AREF), che è partecipato dalla stessa AfDB e dal Sustainable Energy Fund for Africa (SEFA)[56].

3.6 - Caso studio Power Africa

Un programma per l'espansione infrastrutturale dell'Africa sub-sahariana è quello lanciato nell'agosto del 2013 dal presidente degli Stati Uniti Barack Obama: "Power Africa". Questa è una nuova iniziativa per aumentare l'accesso elettrico della popolazione africana e supportarne lo sviluppo e la crescita economica. Oltre al governo americano le altre nazioni coinvolte sono la Tanzania, il Kenya, l'Ethiopia, il Ghana, la Nigeria e la Liberia che, mediante la collaborazione con attori del settore privato e l'AfDB, si propongono di mobilitare gli investimenti nel settore elettrico. L'idea base è semplice e propone di sfruttare le risorse potenziali per la produzione di potenza presenti nelle nazioni, sviluppandole in maniera responsabile, facendo leva sulle capacità tecnologiche di alcune aziende americane e sfruttando sinergie di campo tra i diversi attori.

La prima fase dell'iniziativa propone di aggiungere oltre 10 GW di capacità elettrica installata, potenziando i sistemi elettrici per aumentare l'accesso all'energia elettrica di almeno 20 milioni di abitazioni e entità commerciali, grazie a soluzioni sia sulla rete principale di trasmissione e distribuzione che con applicazioni stand-alone e mini-grid. Inoltre, si vuole migliorare le capacità di gestione degli asset energetici, con forme di collaborazione fra i diversi attori, per così incontrare la domanda elettrica crescente di queste nazioni ed aiutarle nel raggiungere una sicurezza nell'approvvigionamento energetico.

---

[55] Un PPA è un contratto tra un soggetto che produce e vende energia elettrica e un soggetto acquirente. Il contratto definisce i termini commerciali e di pagamento, le date d'inizio e di fine rapporto, nonchè i livelli di servizio per la fornitura e le relative penalità.

[56] Il Sustainable Energy Fund for Africa non deve essere confuso con l'iniziativa UN Sustainable Energy for All. Il fondo d'investimenti, che ha l'obiettivo di supportare la crescita economica del settore privato nell'Africa sub-sahariana, è stato fondato tramite un impegno del governo della Danimarca di 57 milion US$.

Tutte le nazioni comprese nella fase iniziale del programma si sono poste obiettivi ambiziosi di capacità elettrica da installare e hanno già dato avvio alle riforme del settore elettrico per creare condizioni favorevoli agli investimenti.

Una grande gamma di strumenti del governo americano saranno utilizzati nell'iniziativa Power Africa e si stanno effettuando studi di fattibilità circa le migliori prassi regolatorie da adottare. Inoltre, si stanno adottando strumenti come assicurazioni finanziarie di lungo termine, nonchè forme di supporto del credito e assistenza tecnica per le nazioni partner. Per la prima fase dell'iniziativa, il governo degli Stati Uniti sarà coinvolto con finanziamenti di oltre 7 miliardi US$, attraverso la partecipazione di:

- U.S. Agency for International Development (USAID), coordina le attività con gli altri enti partner, si impegna nel finanziamento e stimola i processi di riforma;
- Millenium Challenge Corporation (MCC), s'impegna attivamente negli investimenti del settore elettrico, attraverso sforzi politico-regolatori e capacità istituzionali;
- Overseas Private Investment Corporation (OPIC), opera fornendo finanziamenti, prestiti sindacati e assicurazione sui rischi politici per favorire gli investimenti;
- U.S. Trade and Development Agency (USTDA), fornisce assistenza alla pianificazione nelle fasi iniziali di progetto e supporto nella raccolta di capitali per investimenti in energia pulita;
- U.S. Export-Import Bank, rende disponibli i capitali potenziali attraverso l'esportazione per lo sviluppo di progetti nell'Africa sub-sahariana;
- U.S. African Development Foundation (USADF), concede finanziamenti per supportare imprese africane nello sviluppo di progetti d'elettrificazione rurale.

Dunque, l'iniziativa si propone di far decollare gli investimenti del settore privato grazie ad una collaborazione fra gli attori coinvolti che permetta un'accelerazione del processo. La parte innovativa di quest'approccio finanziario sta nelle transazioni dei capitali che fluiranno direttamente fra gli investitori ed i soggetti del settore privato. In questa maniera si mira ad oltrepassare il coinvolgimento di altri attori istituzionali che, come si è visto in precedenza, possono ostacolare il raggiungimento di risultati nel breve termine. Questi sono alcuni degli attori del settore privato che faranno parte dell'iniziativa:

- General Electric;
- Heirs Holdings;
- Symbion Power;

- Harith General Partners;
- United States Energy Association;
- Standar Bank Group;
- Denham Capital;
- NextGen Solar;
- Aelous Kenya Ltd.

Verranno monitorati i progressi di alcuni specifici progetti, per apprendere e migliorare le competenze tecniche necessarie e per sviluppare la struttura regolatoria dei mercati energetici.

Fasi	START UP	SVILUPPO DI PROGETTO	STRUTTURA DI PROGETTO E NEGOZIAZIONE	COSTRUZIONE
Fonti di finanziamento	Investitori informali, fondi	Fondi pubblici bilaterali	Fondi private equity, DFI	Fondi di private equity, prestiti privati / multilaterali
Livello di Rischio	Molto alto	Alto	Moderato	Basso
Interventi	Studi di fattibilità e preparazione di progetto, formazione, assistenza tecnica	Studi di fattibilità e preparazione, consulenza di transazione, assistenza tecnica	Consulenza e assicurazioni, mitigazione di rischio, assistenza alla negoziazione, supporto normativo e legale	Garanzie al prestito, mitigazione di rischio, crediti di medio e lungo termine
Enti governativi	USAID, USTDA, USADF	USAID, USTDA, USADF	USAID, OPIC, EXPORT-IMPORT US BANK, USTDA	OPIC, USAID, EXPORT-IMPORT US BANK

Figura 47 - Processo di transazioni di Power Africa

In figura 47 viene descritto il modello di sviluppo finanziario e l'approccio di progetto adottato dall'iniziativa Power Africa che, come visto in precedenza, viene trainato dalle collaborazioni con le imprese del settore privato e dei fondi di investimento. I risultati attesi sono:

- Lo sviluppo delle transazioni di investitori privati, impattando ampiamente sul sistema elettrico e aumentando le alternative disponibili per la generazione. Viene qui data enfasi alla chiusura finanziaria di un progetto, si veda ad esempio l'Electricity Company of Ghana (ECG) che sta definendo con i consulenti di Power Africa il prezzo di acquisto dell'energia elettrica dal futuro impianto di produzione di potenza Cenpower 340 MW;

- Il supporto alle riforme a livello politico ed il miglioramento della regolamentazione del settore elettrico, usando gli interessi degli investitori per il loro orientamento e la loro tempestività d'attuazione;
- La collaborazione stretta con i partner multilaterali quali la World Bank o l'AfDB per sviluppare le riforme critiche al settore e le attività di finanziamento;
- Il rafforzamento dei consorzi inter-regionali al fine di sviluppare il commercio elettrico e supportare i progetti energetici fra paesi.

Tra i casi recenti d'implementazione del programma si riportano quello nigeriano ed etiope. Il governo della Nigeria ha da tempo dato avvio alle riforme necessarie per la privatizzazione del settore elettrico e Power Africa sta lavorando per capitalizzare gli sforzi in maniera tale da vendere l'energia elettrica ad un prezzo che rifletta il suo costo e per ridurre le perdite di trasmissione e distribuzione del sistema. Sono stati dati in concessione 17 IPP ed il settore privato sta negoziando nuovi contratti con il Nigerian Bulk Electricity Trader (NBET), attraverso l'aiuto fornito dai consulenti di Power Africa. USTDA sta supportando corsi di formazione per gli operatori del sistema elettrico nigeriano, volti ad aumentare l'affidabilità e l'ottimizzazione della fornitura di energia elettrica. In Ethiopia, il governo sta concordando l'apertura dell'impianto geotermico Corbetti e l'impresa dVentus Technologies collabora con Power Africa per l'installazione di sistemi di ottimizzazione degli asset e sistemi di controllo, automazione e sensoristica, in maniera tale da migliorare le inefficienze di dispacciamento presenti nel sistema elettrico. Sono molti i casi che stanno positivamente influenzando il successo dell'iniziativa Power Africa, come ad esempio i numerosi progetti per l'adozione di tecnologie ER, quale l'installazione di parchi eolici come Lake Turkana in Kenya.

CAPITOLO IV

4 - Valorizzazione e sviluppo di progetti per l'elettrificazione

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.

4.1 - Modelli di business per l'elettrificazione

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, oltrechè una struttura economica autosufficiente nel lungo periodo. Pertanto, nel seguito si indagano alcuni aspetti rilevanti.

4.1.1 - Struttura proprietaria ed organizzativa

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 alcuni tipologie di strutture proprietarie ed organizzative.

Utility pubbliche

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.

Imprese 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 atttrattivo. 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. Poichè 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 ed 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.

Organizzazioni non governative

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 approno 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.

Forma mista

Queste forme 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*[57].

4.1.2 - Struttura tariffaria

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:

[57] *Rural Electrification With Renewable Energy – Technologies, Quality Standards and Business Models* and *Hybrid Mini-Grids for Rural Electrification*: Lessons Learned, Alliance for Rural Electrification

- Sistema tarffario 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.

4.1.3 - Soluzioni tecniche per l'elettrificazione

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 poichè 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.

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, poichè sistemi elettrici devono sempre essere in equilibrio. In tempo reale la potenza viene prodotta, trasportata e fornita all'utenza, senza sistemi d'accumulo.

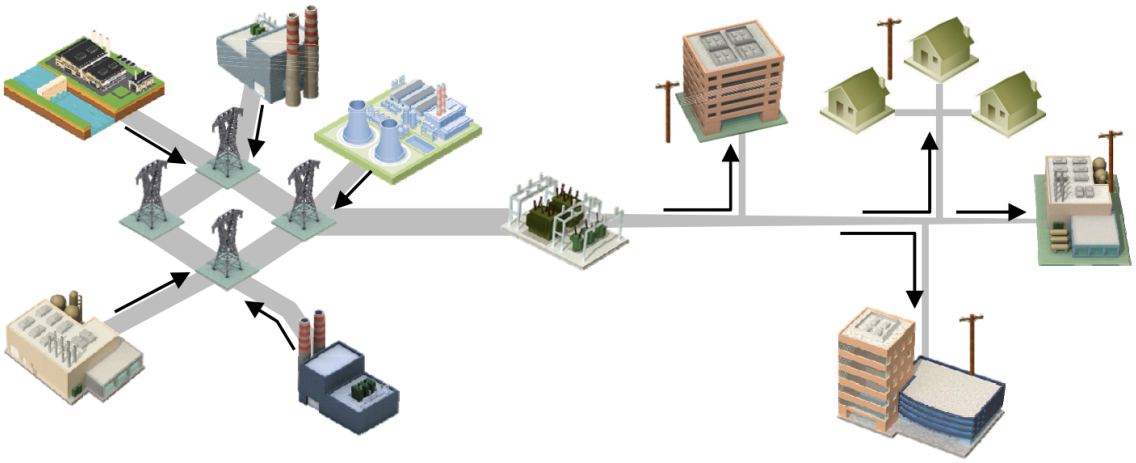

Figura 48 - Schema di un sistema elettrico a generazione centralizzata

L'elettrificazione 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 complementare 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, intermezzate 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.

Figura 49 - Estensione territoriale del continente Africa a confronto con l'Europa

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 sub-sahariana 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.

Costruzione di reti di distribuzione autonome (mini-grid)

Gli elementi che compongono una rete di distribuzione autonoma sono illustrati nella figura 50. 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.

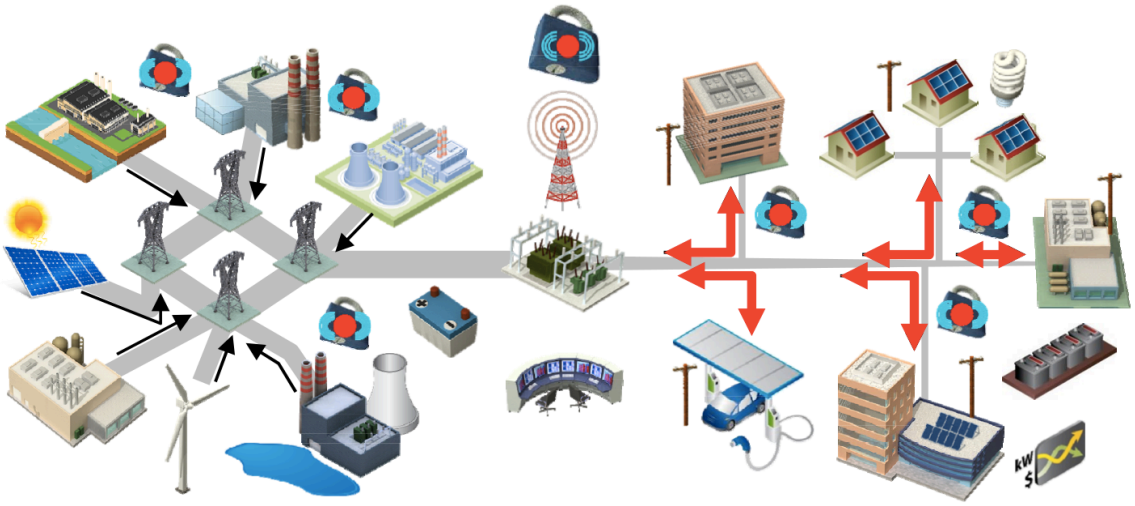

Figura 50 - Schema di un sistema elettrico a generazione distribuita

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 posssono 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.

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 poichè i costi d'impianto non sono distribuiti fra più utenze. Per questa ragione non verrà in seguito ulteriormente presa in considerazione.

4.1.4 - Fattori di successo per l'elettrificazione

La sfida di raggiungere l'acceso universale ai servizi elettrici viene tipicamente considerata un problema di sviluppo della rete infrastrutturale per arrivare nelle aree più remote. Tuttavia, interviste condotte sui nuclei familiari nell'Africa sub-sahariana da Wodon e altri (2008) mostrano che nelle aree urbane, un segmento significativo della

popolazione, che non ha accesso a servizi elettrici, vive vicino alle infrastrutture della rete di trasmissione e distribuzione. Questo fenomeno dev'essere attentamente esaminato all'interno di ogni progetto di elettrificazione delle nazioni africane. Infatti, tanto minore è il tasso di connessione all'infrastruttura esistente e tanto minori saranno i ritorni finanziari, economici e sociali associati all'investimento, poichè l'asset sta fisicamente operando ad un grado di saturazione inferiore alla propria capacità. E questa conclusione si porta dietro alcune implicazioni per la strategia della pianificazione infrastrutturale. Anzitutto, come misura chiave per un'elettrificazione di successo, occorre identificare il livello di connessione alla rete di trasmissione e distribuzione. Purtroppo, numerosi progetti che mirano all'espansione della copertura del servizio elettrico misurano come indicatore del proprio successo il numero di persone che potrebbe connettersi alla nuova infrastruttura. Frequentemente il risultato è che, in seguito alla realizzazione dell'infrastruttura di progetto, viene data poca attenzione all'effettiva connessione di queste persone alla rete di trasmissione e distribuzione. Pertanto, finchè l'attenzione viene focalizzata sulla disponibilità teorica all'accesso dei servizi elettrici, coloro che saranno coinvolti nell'implementazione del progetto non avranno molti stimoli al preoccuparsi di comprendere il reale lato domanda. In secondo luogo, si dovrebbe guardare all'elettrificazione infrastrutturale nelle aree più densamente popolate e più vicine alla rete di trasmissione esistente. In questa maniera, le popolazioni più vicine potrebbero essere coperte dal servizio ad un costo del capitale molto inferiore, rispetto invece alle popolazioni più distanti. Da questa riflessione emerge una terza implicazione per l'espansione della copertura del servizio elettrico, che è la necessità di un coinvolgimento delle comunità interessate, andando a comprendere nel dettaglio la base clienti potenziale, quali sono le loro alternative e quanto sono disposti a pagare per la fornitura del servizio elettrico. Dunque, questo non è un problema d'ingegneria infrastrutturale, bensì di conoscenze più vaste rispetto a quelle che le utility elettriche applicano quotidianamente; si tratta di analisi socio-economiche legate alle popolazioni target.

Douglas Barnes e Gerald Foley (2003) riassumono gli elementi necessari per progetti d'elettrificazione di successo[58]:

- Creazione di strutture istituzionali dedicate: il gestore della rete e del servizio elettrico necessita una piena autonomia operativa, accompagnata da trasparenti

[58] *Sub-Saharan Africa: Introducing Low-cost Methods in Electricity Distribution Networks* - Energy Sector Management Assistance Program - The World Bank Group

obiettivi e responsabilità. Un ruolo indipendente assume maggiore importanza nella creazione di un senso di impegno e sforzo nello sviluppo ed implementazione del sistema elettrico;

- Confronto con la dimensione politica: l'esperienza dimostra che interferenze politiche risultano altamente dannose ai progetti d'elettrificazione, soprattutto qualora le decisioni dovessero essere allontanate dalle regole di trasparenza e di equità;
- Accurata selezione del territorio: per trarre benefici dagli sforzi sostenuti per l'elettrificazione la scelta delle aree dev'essere svolta con estrema attenzione. L'esperienza mostra che in passato le utility elettriche si sono spesso mosse laddove il reddito pro capite e le attività commerciali non sono in grado di ripagare i costi operativi del servizio, così danneggiandone la sostenibilità economica. La selezione di criteri precisi per valutare le opzioni d'elettrificazione diventa un'attività fondamentale per attuare progetti di successo;
- Importanza del recupero dei costi sostenuti: l'elettrificazione in aree indigenti, laddove le utenze non sono in grado di coprire i costi operativi del servizio, viene talvolta promossa dai governi locali attraverso alcune forme d'incentivazione. Questa è una situazione critica per l'Africa sub-sahariana, dove spesso vengono fissati dei prezzi politici per la fornitura del servizio elettrico e che risulta in una bassa motivazione per il gestore della rete nel condurre ambiziosi progetti d'elettrificazione;
- Tariffe elettriche eque: viene comunemente ritenuto che consumatori rurali non dispongono di reddito sufficiente a pagare il servizio elettrico, pertanto le tariffe debbono essere mantenute basse. Ciononostante, sono per lo più utenze nelle zone rurali a procurarsi un impianto per la produzione di potenza autonomo, con un costo dell'energia elettrica maggiore o, al più, uguale rispetto la fornitura elettrica della utility;
- Interconnessione alla rete agevolata: la principale barriera nell'accesso a servizi elettrici nelle comunità rurali non sono i costi operativi, bensì, gli iniziali costi d'allacciamento alla rete. Ci sono pertanto dei modelli di ripagamento già utilizzati che permettono all'utenza si distribuire il costo su più anni, in tale maniera alcune utility sono riuscite ad allargare notevolmente la base clienti;
- Coinvolgimento delle comunità locali: la pianificazione dell'elettrificazione rurale necessita di diventare parte integrante dei processi di sviluppo a livello locale. Tra

gli strumenti a supporto per migliorare gli schemi di ripagamento ci sono la comunicazione sul progetto, la formazione di lavoratori locali e la condivisione dei benefici con le utenze;

- Minimizzare costi d'investimento e costi operativi: per abilitare le utenze rurali nel ripagamento pieno dei costi operativi del servizio, tutti i costi di realizzazione del sistema elettrico sia CAPEX che OPEX devono essere mantenuti al loro minimo.

4.2 - Strumento di supporto alle decisioni per la valutazione delle variabili di un progetto d'elettrificazione

Come si è avuto modo di comprendere nei capitoli precedenti, in cui si sono approfonditi lo stato dei sistemi elettrici e le opportunità del territorio, le nazioni target sono caratterizzate da una vasta eterogeneità di elementi economici, sociali ed ambientali, che influenzano la loro capacità nel soddisfare il proprio fabbisogno elettrico. Si vogliono allora esaminare quali sono le variabili che un soggetto finanziatore, quale potrebbe essere un fondo d'investimento dedicato al potenziamento dell'infrastruttura energetica dei paesi in via di sviluppo, deve presidiare con maggiore attenzione per gestire il rischio associato ad un progetto d'elettrificazione ed ottenere il rendimento atteso.

La valutazione di un soggetto finanziatore rispetto un progetto d'elettrificazione sarà condizionata dalla ricerca di un tasso di rendimento elevato e di un rischio contenuto. Questi devono essere misurati secondo degli opportuni indicatori, che però, per quanto possono essere dettagliati e chiaramente definiti, nelle nazioni target sono affetti da elevata aleatorietà. Questo anche perchè, come si è avuto modo di comprendere nei capitoli precedenti, non esistono dei dati aggiornati ad esempio circa il fabbisogno elettrico nelle zone più remote, oppure circa l'intenzione e la disponibilità di un consumatore a pagare un kWh elettrico e neppure su molti altri indicatori che aiuterebbero a ridurre la variabilità di risultato.

Le variabili che influenzano il risultato economico di un progetto d'elettrificazione, con l'obiettivo di soddisfare al meglio le esigenze energetiche di un certo territorio, appartengono ad una grande vastità di aspetti quantitativi e qualitativi non correlati tra loro. Si possono individuare, in un primo momento, all'interno delle stesse barriere al potenziamento dei sistemi elettrici descritte nel capitolo 2, apportando alcune modifiche alla loro denominazione per ragioni di comprensione. Rispetto ad un singolo progetto, si

ha l'intenzione di proporre uno strumento che consenta al soggetto finanziatore di identificare queste variabili ed associarvi un grado d'impatto sul progetto stesso, in maniera tale da presidiare quelle ritenute maggiormente critiche. L'impatto può riguardare ognuna delle tre componenti necessarie per uno sviluppo sostenibile: economia, società e ambiente.

La pianificazione di un progetto d'elettrificazione deve considerare tutti gli elementi che possono avere una ripercussione sulle componenti dello sviluppo sostenibile. Questo poichè sono tutte necessarie per un progetto d'elettrificazione di successo: l'aspetto economico definisce la capacità del soggetto finanziatore a raggiungere obiettivi importanti con l'abilità di contenere il capitale impegnato entro il budget prefissato; la società e l'ambiente delineano il perimetro istituzionale, di sanità e benessere della comunità, le conseguenze sulle risorse naturali entro il quale il progetto va ad avere effetti. Per esempio, un territorio potrebbe presentare un ambiente favorevole rispetto alla disponibilità di risorse rinnovabili quali solari ed eoliche, con una distribuzione abitativa delle popolazioni fra villaggi rurali vicini vantaggiosa dal punto di vista geografico; di contro, l'esistente contesto infrastrutturale come l'estensione territoriale delle strade potrebbe risultare disadatta all'implementazione di sistemi elettrici come una mini-grid isolata o l'interconnessione con l'esistente - ma lontana - rete di trasmissione. Questo potrebbe essere dovuto alla conformazione del territorio, magari collinoso, il che richiederebbe ingenti costi per la costruzione, oppure potrebbe essere legato a ragioni ambientali circa la devastazione di un eco-sistema in maniera irreversibile e, in tal caso, soggetti finanziatori istituzionali non approverebbero lo sviluppo del progetto.

La scelta di alcuni indicatori per la valutazione dei risultati di progetto potrebbe rivelarsi incompleta rispetto all'insieme di effetti che il progetto stesso comporta. Si pensi, per esempio, all'obiettivo di connettere elettricamente tre villaggi rurali della Burkina Faso e garantire all'utente finale un prezzo dell'energia non superiore a 0,13 US$/kWh, avendo a disposizione un certo budget predefinito. Ipotizzando di potere raggiungere esattamente questi obiettivi, con due progetti distinti, A e B, molto differenti tra loro per modalità d'implementazione, allora si modificherebbero gli effetti sociali, economici ed ambientali conseguenti. Il progetto d'elettrificazione A, che presuppone l'impiego di imprese e risorse umane locali per lo sviluppo dell'esistente rete di trasmissione in alta tensione, potrebbe portare a dei benefici a favore dell'economia locale; per esempio, grazie all'aumentato

reddito dei lavoratori, probabilmente aumenterebbero i consumi[59]. Magari però, a causa del dispiego della linea aerea in alta tensione, si potrebbe avere la devastazione di una riserva naturale importante per l'ecosistema locale con danni a lungo termine irreversibili; oppure, l'utilizzo di un equipaggiamento senza un certo livello di garanzia per i sistemi di protezione, potrebbe portare ad incidenti negli anni di funzionamento della rete, tali da evidenziare emblematicamente l'inappropriatezza del sistema elettrico sviluppato, magari con aspre conseguenze indirette per il soggetto finanziatore. Invece, il progetto d'elettrificazione B, mediante l'implementazione di una mini-grid isolata a livello locale, che vede l'utilizzo di risorse e competenze estere, non porterebbe a benefici ai lavoratori dei villaggi, però potrebbe garantire un'affidabilità di fornitura elettrica a lungo termine.

Le stesse priorità ed obiettivi che ciascun progetto si propone di traguardare, variano in maniera significativa all'interno del continente africano: mentre per esempio, nelle zone più povere del Burundi si presterà maggiore attenzione al prezzo della fornitura elettrica, in altre aree, che vivono una rapida crescita industriale, per via di investimenti diretti stranieri, ci si potrebbe focalizzare maggiormente sulla qualità della fornitura e su una costanza dei servizi di dispacciamento. Dunque, la valutazione di un soggetto finanziatore circa la validità di uno specifico progetto d'elettrificazione dovrà essere il più possibile accurata e omnicomprensiva, per potersi concentrare sulle variabili più rilevanti da presidiare, senza tralasciare quelle che potrebbero influenzare la sostenibilità di lungo periodo. Oggi, ad esempio, l'Africa non è interessata al tema delle emissioni carboniche in atmosfera, solamente alcune nazioni hanno ratificato il Protocollo di Kyoto e implementato il CDM; pertanto, questo sembrerebbe un argomento che al presente poco influenza la scelta tra impianti di produzione di potenza convenzionali oppure ER. Tuttavia, rimangono perplessità circa l'evoluzione dell'influenza di questo tema sui progetti energetici. Un altro aspetto che riguarda le incertezze fra breve e lungo periodo si trova nei prezzi dei carburanti derivati dal petrolio e quindi per impianti che con questi vengono alimentati; magari al presente una nazione come la Nigeria trova conveniente focalizzare la propria strategia energetica sullo sfruttamento delle grandi riserve di idrocarburi presenti sul territorio nazionale. Probabilmente in futuro potrebbe trarre

[59] Il *local content* comprende il trasferimento tecnologico di know-how, lo sviluppo di competenze locali, l'impiego di manodopera locale e l'utilizzo di partner locali. Nei tempi recenti è diventato di grande importanza a livello internazionale tanto da farne un requisito specifico per le proposte commerciali. Molte nazioni stanno promulgando leggi che lo rendano obbligatorio per gli sviluppatori in tutti i settori industriali.

invece maggiori benefici dalla sola vendita all'esportazione, dovendo passare alla riconfigurazione del proprio mix energetico e portafoglio d'impianti di produzione di potenza.

Con questi semplici esempi si sono individuate numerose variabili che potrebbero fortemente influenzare l'esito di un progetto d'elettrificazione, senza tuttavia comprendere quali sono le più importanti da presidiare. La ragione di questo si trova nelle specificità di ogni singolo caso studio, che determinano l'insieme di vincoli e di opportunità per un progetto d'elettrificazione. In un contesto come quello dell'Africa sub-sahariana, in cui un progetto è caratterizzato da elevate incertezze rispetto a costi che potrebbero lievitare esponenzialmente ed a ricavi sperati che potrebbero non arrivare mai, non è quindi possibile estendere un modello universalmente applicabile per valutare l'impatto di ogni variabile su un progetto d'elettrificazione. Questo trova spiegazione nell'estrema sensitività del risultato di progetto alla variazione di ciascuna delle variabili che lo riguardano. Pertanto, si desidera proporre uno strumento di supporto alle desisione, in particolare finalizzato all'individuazione delle variabili rilevanti, che potrebbe essere utilizzato dagli investitori fin dalle prime fasi di pianificazione. Tale strumento vuole essere:

- semplice e qualitativo, ovvero in grado di sopperire alla mancanza d'informazioni attendibili e di dettaglio;
- adattabile, rispetto alle circostanze caratterizzanti le specificità di ogni singolo progetto;
- completo, per considerare le componenti necessarie ad uno sviluppo sostenibile, ovvero economia, società ed ambiente;
- speditivo, in grado di individuare rapidamente le variabili di maggior interesse per il progetto e gli eventuali ambiti di approfondimento necessari.

Al fine di comprendere i fattori e gli elementi che potrebbero influenzare il risultato di progetto, in figura 51 vengono pertanto riassunte le principali variabili di valutazione.

		Economia	Società	Ambiente
ENDOGENE	Coinvolgimento comunità locali	X	X	
	Flessibilità del modello di business	X	X	
	Capacità amministrativa nella struttura di ricavi	X		
	Individuazione di utenze potenziali	X	X	
MISTE	Comprensione dell'evoluzione della domanda	X	X	
	Costi transazionali di pianificazione e realizzazione	X		
	Collaborazione settore pubblico e privato	X		
	Disponibilità fonti programmabili	X		X
	Impatto ambientale	X	X	X
ESOGENE	Evoluzione disponibilità risorse energetiche	X		X
	Strategia e normativa energetica nazionale	X	X	X
	Comprensione livelli di priorità d'intervento	X	X	
	Definizione regimi tariffari	X	X	
	Strumenti di mitigazione del rischio	X		
	Forme di consulenza e supporto finanziario	X		
	Rischio di valuta	X		
	Caratteristiche reddituali delle utenze	X	X	
	Capacità progettazione risorse umane locali	X	X	
	Capacità O&M risorse umane locali	X	X	
	Rischio tecnologico asset	X		
	Rischio politico	X	X	

Figura 51 - Variabili d'impatto su possibili progetti d'elettrificazione

Le variabili di progetto sono suddivise tra endogene, ovvero gestibili internamente dall'investitore ed esogene, ovvero variabili *site-specific* non controllabili direttamente dagli stakeholder di progetto. Sono individuate anche variabili miste, che sono parzialmente influenzabili ma dipendono anche da fattori esogeni. Questa suddivisione diventa utile al soggetto finanziatore per comprendere quali ambiti di progetto sono influenzabili in maniera diretta e quali invece richiedono un coinvolgimento di diversi stakeholder, la cui evoluzione va accuratamente monitorata.

Nella matrice da una parte vengono identificati gli impatti delle variabili considerate sulle tre componenti dello sviluppo sostenibile; queste a loro volte influenzano le variabili. Dove le variabili incrociano la dimensione economica si identificano le potenzialità o i rischi per il finanziatore di raggiungere i risultati attesi e di realizzare delle ricadute per le economie locali. Dove le variabili incrociano le dimensioni ambientali e sociali si individuano le ripercussioni sulla fattibilità del progetto e sul livello di influenza, positiva o negativa, sul contesto territoriale.

Le variabili proposte nella matrice non sono puntuali ed esaustive nel caratterizzare le possibili specificità che emergono nel corso di un progetto d'elettrificazione. Per questa ragione, ogni variabile può essere scomposta su uno o più fattori che la possono determinare. Per esempio, gli strumenti di mitigazione del rischio, quali le forme assicurative, potrebbero non coprire determinate tipologie di fenomeni per specifiche nazioni. Oppure, una strategia energetica nazionale, che promuove l'adozione di tecnologie ER, potrebbe non indicare come devono essere gestiti i costi di connessione dell'impianto alla rete, in tale maniera potendo interferire con la redditività d'investimento. Pertanto, dev'essere il soggetto finanziatore a comprendere i fattori d'influenza di ciascuna variabile, delineando unitamente agli stakeholder di progetto le diverse possibilità che potrebbero rappresentare una criticità allo sviluppo del progetto stesso. Il contributo degli stakeholder è fondamentale proprio per individuare ed interpretare le specificità caratterizzanti il territorio da elettrificare a rivestono un ruolo strategico nell'attività di valutazione delle variabili da presidiare.

Per ciascuna variabile infatti, contestualizzata su più fattori d'influenza, il soggetto finanziatore deve esprimere una propria valutazione riguardo l'impatto atteso, positivo o negativo, sullo specifico progetto. Certamente le valutazioni espresse sono, per la maggior parte, di tipo soggettivo e qualitativo. Pertanto, al fine di renderle il più attendibili possibile, è consigliata una condivisione dei valori indicati con gli stakeholder di progetto meglio informati rispetto ciascuna variabile. Potrebbe anche darsi che sia proprio un giudizio d'impatto negativo a suscitare l'esigenza di coinvolgimento di nuovi attori nel merito del progetto.

Di seguito sono rappresentate due variabili a titolo esemplificativo, con una valutazione d'impatto su un ipotetico progetto, relativamente ad un insieme di fattori:

Tabella 11 - Esempio per la valutazione d'impatto su un ipotetico progetto di alcuni possibili fattori

Scala d'impatto:	1 - Positivo	2 - Da controllare	3 - Negativo
Variabile:	Disponibilità fonti programmabili		
Possibili fattori:	Esistenza corso d'acqua affetto da recenti siccità Gradiente geotermico inadatto alla produzione di potenza Necessità creazione infrastrutture e trasporto combustibili fossili da grandi distanze		
Giudizio:	3		
Variabile:	Coinvolgimento comunità locali		
Possibili fattori:	Presenza capillare di una ONG Recenti attività di censimento Inesistenza interviste della popolazione riguardo apertura a forme moderne di energia		
Giudizio:	2		

Tra le due variabili a titolo esemplificativo, quella che necessita di una maggiore attenzione è la disponibilità di fonti energetiche programmabili per la produzione di potenza. La valutazione d'impatto negativa viene spiegata dall'impossibilità, stimata in maniera preliminare, di impiegare una centrale idroelettrica che rivesta il carico di base di fabbisogno elettrico alle utenze. In aggiunta, in questo caso viene ipotizzata l'inesistenza di idrocarburi nelle vicinanze, per l'alimentazione di un impianto di tipo tradizionale. Un progetto d'elettrificazione in un territorio che presenta tali caratteristiche deve perciò individuare delle possibili soluzioni, quali l'adozione di sistemi d'accumulo per asservire le utenze attraverso l'impiego d'impianti non programmabili, oppure considerare l'eventualità di costruire le infrastrutture per il trasporto di combustibili fossili.

Dalle valutazioni espresse emerge un insieme di variabili maggiormente critiche, che richiedono un presidio e un'accurata attenzione per affrontare le previsioni d'impatto non positive sul progetto. Il soggetto finanziatore non si potrà curare di tutti i fattori e le variabili che influenzano il raggiungimento del risultato e, pertanto, pur dovendoli tenere tutti sotto controllo, potrà individuare il soggetto più adatto da cui farsi affiancare (agenzie e istituzioni multilateali, ONG, specialisti in stakeholder engagement, ecc...). Si dovranno decidere quali strumenti conoscitivi implementare (monitoraggi ambientali, interviste alla popolazione, ecc...) e infine, quali leve attivare per risolvere gli ostacoli.

4.3 - 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. 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 poichè 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[60] non verranno dettagliatamente esaminati ma potranno essere aggiunti al modello in un momento successivo. Il caso studio in esame presenta le seguenti caratteristiche ed ipotesi di partenza:

Figura 52 - Esempio di territorio su cui realizzare un nuovo sistema elettrico

- 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.

[60] Con questo termine sono intesi tutti quei costi, addizionali rispetto quelli esaminati in questo caso studio, che influenzano i parametri di misura di convenienza delle due opzioni d'elettrificazione per ragioni specifiche connaturate al territorio, al paese e ad altri fattori che contraddistinguono il singolo progetto.

- 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

[61] ESMAP *Technical Paper 104/06 - Sub-Saharan Africa: Introducing Low-cost Methods in Electricity Distribution Networks*, October 2006

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 perchè 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, poichè 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 12 - 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$/km
Trasformatore MT-BT - valore comprensivo dei componenti necessari al funzionamento della stazione di trasformazione per un carico di:	50000 200	US$/unità 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

4.3.1 - 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

[62] *The Economics of Renewable Energy Expansion in Rural Sub-Saharan Africa* - The World Bank Development Research Group Environment and Energy Team - Uwe Deichmann, Craig Meisner, Siobhan Murray, David Wheeler, 2010

[63] Il Capital Carrying Charge (CCC) è un indicatore percentuale di costo totale ripartito su base annuale. È un metodo lineare e semplice per la ripartizione dei costi iniziali in maniera costante su ogni anno.

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 AT[64] 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 utenze[65]. 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 13 - 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.

---

[64] Le linee di trasmissione ad alta tensione trasportano energia elettrica su lunghe distanze in maniera molto più efficiente di linee a bassa tensione per due ragioni principali. La prima si trova nell'equazione di Ohm, tale per cui la potenza è uguale al prodotto della tensione per la corrente; pertanto, aumentando la tensione si riesce a diminuire l'intensità della corrente per la stessa quantità di potenza. In secondo luogo, poichè le perdite resistive sono funzione del quadrato della corrente, aumentando la tensione queste si riescono a minimizzare.

[65] Poichè $V_{IN}*I_{IN} = V_{OUT}*I_{OUT}$ le stazioni di trasformazione sono utilizzate per ridurre la tensione in uscita per una distribuzione più semplice. Negli impianti di generazione ci sono invece dei trasformatori che aumentano la tensione in uscita per trasportare la potenza su lunghe distanze.

Il costo annuo dei servizi di rete dell'alternativa A è necessario per giungere al calcolo del costo di fornitura dell'energia elettrica alle utenze[66]. 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'elettrificazione.

4.3.2 - 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'elettrificazione 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

[66] Il costo di fornitura del servizio elettrico alle utenze è calcolato come somma del costo di generazione di energia elettrica e del costo dei servizi di rete. Il costo dei servizi di rete sono i costi d'investimento degli asset infrastrutturali delle fasi di trasmissione e distribuzione del sistema elettrico, ripartiti su base annuale.

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$/kW, da ripartire su due anni, pari al 60% e 40% del valore dell'investimento rispettivamente;
- Costi operativi annui pari a 90 US$/kW[67];
- Ore equivalenti di funzionamento dell'impianto pari a 3000[68]. 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.

---

[67] I dati sono ipotizzati in base ad interpretazioni sulle rilevazioni empiriche effettuate su 80 impianti in Italia dall'Energy & Strategy Group e su uno studio circa i costi di energia elettrica da ER effettuato dal Dipartimento di Ingegneria Elettrica dell'Università degli studi di Padova.

[68] Questo dato dipende dalle caratteristiche del corso d'acqua su cui s'installa l'impianto. Il valore qui utilizzato è cautelativo, considerando che il 50% degli impianti operativi lavora per almeno 3500 ore equivalenti annue - Energy & Strategy Group.

Tabella 14 - 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 poichè la convenienza circa la soluzione da adottare dipende dalle condizioni metereologiche 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, $\eta_{NOMINALE}$ = 15,5%;
- Irraggiamento annuo pari a 2000 kWh/m^2;
- Efficienza di tutti i componenti infrastrutturali dell'impianto η_{BOP} = 81%;
- Superficie pannello pari a 1,6434 m^2, 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 m^2; pertanto, il numero di pannelli necessari per ciascuna stazione è pari a 848 e la potenza di picco installata è di 216 kW[69]. 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 15 - 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

[69] Energia prodotta = $\eta_{NOMINALE} * \eta_{BOP} *$ Irraggiamento annuo*Superficie totale. Numero pannelli = Superficie totale/Superficie singolo pannello. Potenza totale = numero pannelli*Potenza singolo pannello.

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 16 - 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$.

4.3.3 - Risultati del caso studio

La tabella 17 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 17 - 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	mlnUS$
Costo BT	424440	424440	US$
	0,42	0,42	mlnUS$
Costo Trasformatore AT-MT	1100000	/	US$
	1,1	/	mlnUS$
# Trasformatori da 200 kVA 11 kV MT-BT	6	6	
Costo Trasformatore MT-BT	300000	300000	US$
	0,3	0,3	mlnUS$
Costo asset di rete totale	20024440	1527095	US$
	20,02	1,5	mlnUS$
Costo O&M Trasformatore	42000	9000	US$/anno
	0,042	0,009	mlnUS$/anno
Costo O&M rete	50000	16027	US$/anno
	0,05	0,016	mlnUS$/anno
Costo asset/servizi di rete annuo	797222	116381	US$/anno
	0,797	0,116	mlnUS$/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$/kWh
Costo servizi di rete/Costo en.el.utenza	0,71	0,21	%
Costo impianti produzione potenza	/	6,155	mlnUS$
Costo di realizzazione complessivo	20,02	7,68	mlnUS$

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.

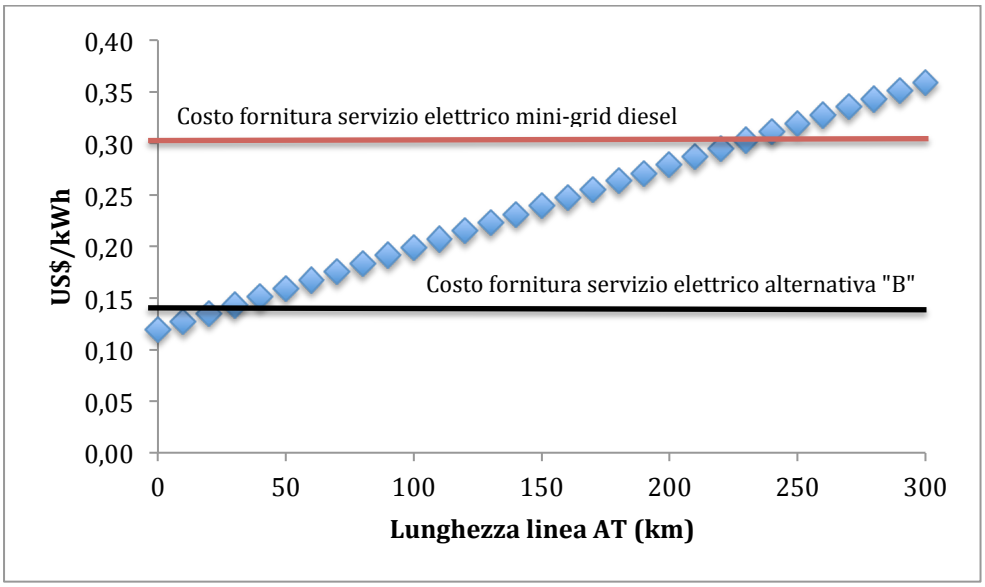

Figura 53 - Costo di fornitura del servizio elettrico dell'alternativa A al variare della lunghezza linea AT

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 ri-dimensionare 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 18 - 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 poichè 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 interconnetere 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:

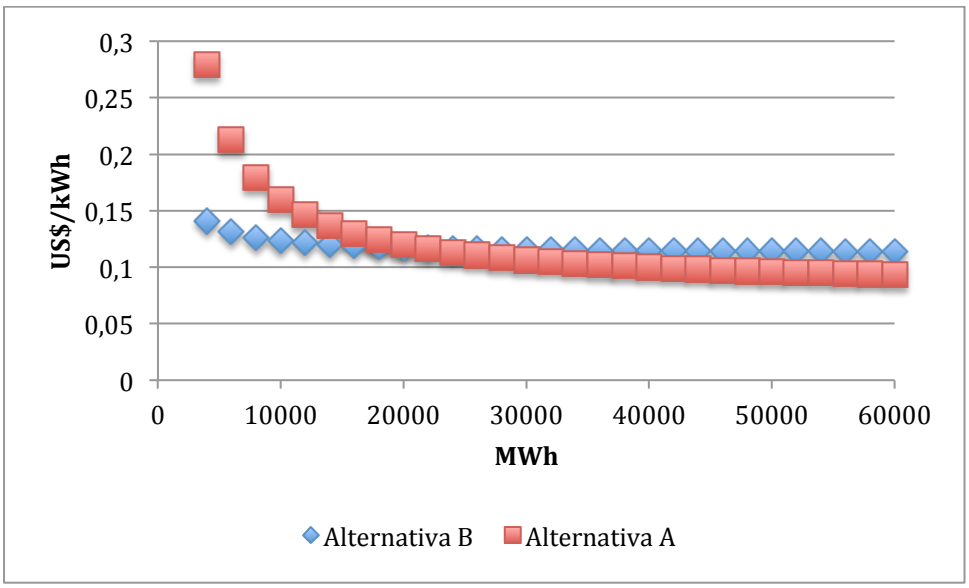

Figura 54 - Costo di fornitura del servizio elettrico al variare del parametro di energia servita

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'elettrificazione 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 interrutori e delle protezioni; infatti, più lo schema di questi sistemi è complesso e più viene ridotta la probabilità di fuori servizio.

Conclusioni

L'Africa sub-sahariana e, in particolare, le 37 nazioni target 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. 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

Africa's Power Infrastructure - Investment, Integration, Efficiency - Anton Eberhard, Orvika Rosnes, Maria Shkaratan, Haakon Vennemo - The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank, 2011

Angola's Infrastructure - A Continental Perspective - Nataliya Pushak, Vivien Foster, 2011

An Econometric Analysis of Zambian Industrial Electricity Demand - C. Y. Chama, 2012

Assessing the Impact of Infrastructure Quality on Firm Productivity in Afric - Cross-Country Comparisons Based on Investment Climate Surveys from 1999 to 2005 - Alvaro Escribano J. Luis Guasch Jorge Pena - The World Bank, 2010

Baseline Renewable Energy Database For The COMESA Region - COMESA Secretariat, 2012

Comparative Study of Electricity Tariffs used in Africa - UPDEA General Secretariat, 2009

Connection Charges and Electricity Access in Sub-Saharan Africa - Raluca Golumbeanu, Douglas Barnes - The World Bank, 2013

Development of Wind Energy in Africa - A.D. Mukasa, E. Mutambatsere, Y. Arvanatis, T. Triki, 2012

Dynamic Industrial Policy in Africa - Economic Report on Africa - United Nations Economic Commission for Africa, 2014

Energy Access and Security in Eastern Africa - Status and Enhancement Pathways - United Nations Economic Commission for Africa, 2014

Energy For All - Financing Access for the Poor - Special early excerpt of the World Energy Outlook 2011 - International Energy Agency

Energy Supply and Demand Outlook for Ghana - Energy Commission, Ghana, 2012

Financing renewable energy in developing countries - Drivers and barriers for private finance in sub-Saharan Africa - A study and survey by UNEP Finance Initiative on the views, experiences and policy needs of energy financiers, 2012

Financing Rural Electrification - Global Conference on Rural Energy Access - Groupe de la Banque Africaine de Développement - African Development Bank Group, 2013

From the Bottom Up - How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa - Bernard Tenenbaum, Chris Greacen, Tilak Siyambalapitiya, and James Knuckles, 2014

Geothermal Hanbook: Planning and Financing Power Generation - Technical Report 002/12 - Energy Sector Management Assistance Program

Geothermal Power Generation in Kenya Success Story - African Energy Policy Research Network/Foundation for Woodstove Dissemination (AFREPREN/FWD)

GET FiT in Uganda - Observations & open issues from a financial perspective - Deutsche Bank, 2013

Harnessing Natural Resources to Power Clean Electricity - A perspective on Sub-Saharan Africa, 2013

Handbook on Infrastructure Statistics - Africa Infrastructure Knowledge Program, 2011

Hydropower in Africa - Continental Perspective in Program for Infrastructure Development in Africa - New Partnership for Africa's Development, 2013

Improving Access of Energy Services for the Poor in Rural and Peri-Urban Areas - The ACP-EU Energy Facility - European Commission, 2012

Increasing Energy Access in Sub-Saharan Africa: Exploring Public-Private Models for Intervention - M. Bazilian, J. Pless - Energy + Technical Working Group, 2013

Increasing Private Investment in African Energy Infrastructure - Dambudzo Muzenda - NEPAD-OECD Africa Investment Initiative, 2009

IPPs in Sub-Saharan Africa: determinants of success - Anton Eberhard, Katharine Nawal Gratwick, 2010

Monitoring Performance of Electric Utilities: Indicators and Benchmarking in Sub-Saharan Africa - Prasad Tallapragada V.S.N., Maria Shkaratan, Ada Karina Izaguirre, Jaakko Helleranta, Saifur Rahman, Sten Bergman - World Bank, 2009

Paying the Price for Unreliable Power Supplies - In-House Generation of Electricity by Firms in Africa - Vivien Foster, Jevgenijs Steinbuks - The World Bank, 2009

Planning Issues for Newly Industrialized and Developing Countries (Africa) - Cigré Study Committee On Power System Planning and Development - Conseil Internationale des Grands Reseaux Electriques

Political Risks in Sub-Saharan Africa - A view from the Power Sector - AON Risk Solutions, 2014

Power Africa - Annual Report July 2014

Powering Up: Costing Power Infrastructure Spending Needs in Sub-Saharan Africa - Orvika Rosnes and Haakon Vennemo Econ Pöyry, in association with Norplan and Power Planning Associates - Africa Infrastructure Country Diagnostic, 2009

Regional Power System Master Plan and Grid Code Study - Final Master Plan Report - SNC Lavalin International INC. and Parsons Brinckerhoff, 2011

Renewable energies in Africa - Current knowledge - European Commission Joint Research Centre - A. Belward, B. Bisselink, K. Bódis, A. Brink, J.-F. Dallemand, A. de Roo, T. Huld, F. Kayitakire, P. Mayaux, M. Moner-Girona, H. Ossenbrink, I. Pinedo, H. Sint, J. Thielen, S. Szabó, U. Tromboni, L. Willemen, 2011

Report on the Status of Accessibility & Affordability of Electricity In COMESA Region - Regional Association of Energy Regulators for Eastern and Southern Africa, 2012

Small Independent Power Producers In Uganda - Barbara Asiimwe Kasule Rea

Smart and Just Grids: Opportunities for Sub-Saharan Africa - M. Bazilian, M. Welsch, D. Divan, D. Elzinga, G. Strbac, M. Howells, L. Jones, A. Keane, D. Gielen, V.S.K. M. Balijepalli, A. Brew-Hammond, K. Yumkella, 2011

South African Power Pool Annual Report 2013

Sub-Saharan Africa: Introducing Low-cost Methods in Electricity Distribution Networks - Energy Sector Management Assistance Program - The World Bank Group, 2006

Sub-Saharan Africa Power Outlook - Global Infrastructure, Africa - KPMG's Global Infrastructure & Projects Group Africa Team, Johannesburg, South Africa, 2011

Sub-Saharan Africa: Unconventional Oil Resources - N.Ouedraogo, 2012

The Chad-Cameroon Pipeline Project - Assessing the World Bank's Failed Experiment to Direct Oil Revenues towards the Poor - Fabian Clausen, Kammergericht Berlin - Amir Attaran, University of Ottawa, 2011

The Drivers of Electricity Demand and Supply - Cost Assessment of Sustainable Energy Systems - Observatoire Méditerranéen de l'Energie, 2007

The Economics of Renewable Energy Expansion in Rural Sub-Saharan Africa - The World Bank Development Research Group Environment and Energy Team - Uwe Deichmann, Craig Meisner, Siobhan Murray, David Wheeler, 2010

The State of Industrial Development in Africa: unexploited opportunities admist growing challenges - United Nations Conference on Trade and Development, 2013

The Power of the Mine - A Transformative Opportunity for Sub-Saharan Africa - Sudeshna Ghosh Banerjee, Zayra Romo, Gary McMahon, Perrine Toledano, Peter Robinson - The World Bank Group, 2014

Togo Energy Sector Policy Review - Review of the Electricity Sub-Sector, World Bank, 2013

To what extent can Uganda learn from the previous mistakes of the California and UK electricity liberalization? - Kristina Kasibayo

Underpowered: The State of the Power Sector in Sub-Saharan Africa - Anton Eberhard, Vivien Foster, Cecilia Briceño-Garmendia, Fatimata Ouedraogo, Daniel Camos, and Maria Shkaratan - Africa Infrastructure Country Diagnostic, 2008

World small hydropower - United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) and International Center on Small Hydro Power (ICSHP) - Development report 2013