

Dipartimento di Impresa e Management
Cattedra di Economia e Gestione delle Imprese Internazionali

**L'elettrificazione dell'Africa sub-sahariana: La sfida
energetica e il ruolo delle utility europee.**

RELATORE

Prof.
Roberto Dandi

CANDIDATO

Giacomo Bagalà
Matr. N. 682051

CORRELATORE

Prof.
Matteo Giuliano Caroli

ANNO ACCADEMICO 2018 - 2019

“It is better to be roughly right than precisely wrong.”

Carveth Read

INDICE

1 Introduzione

2 L'elettrificazione dell'africa subsahariana

2.1 Panoramica generale

2.1.1 La sfida energetica e la scommessa sulle rinnovabili

2.2 Accesso all'elettricità e stato delle infrastrutture

2.3 La domanda di energia elettrica

2.3.1 Solare e stoccaggio di energia: un catalizzatore per il futuro

2.4 L'offerta di energia elettrica e la capacità installata

2.4.1 L'energy trading

2.5 L'elettrificazione rurale

2.6 Considerazioni conclusive

3 La partecipazione privata

3.1 Considerazioni introduttive

3.2 Barriere all'entrata

3.3 Analisi dei rischi

3.4 Analisi dei sistemi elettrici

3.4.1 La struttura tariffaria

3.5 Modelli di business: il caso del fotovoltaico

3.5.1 I 5 modelli di business

3.5.2 Comparazione dei modelli

3.5.2.1 Il caso M-KOPA Solar

4 Le utility europee: storia recente, ruolo e confronto

4.1 Introduzione

4.2 Storia recente: Cina, U.S.A e Europa

4.3 Le *utility* europee: quadro complessivo

4.3.1 Confronto e Analisi

5 Conclusioni

1. Introduzione

La Banca Mondiale ha stimato che 1,2 miliardi di persone vivono a livello globale sconnessi dalla rete elettrica del proprio paese. Metà di questa fetta di popolazione globale si trova in Africa. Ciò ha incredibili effetti deleteri su crescita economica e produttività e la Banca Mondiale ha stimato che una fornitura di elettricità affidabile aumenterebbe del 2% annuo la crescita del PIL nelle aree dell'Africa sub-sahariana.

Un maggiore accesso alla rete non è la risposta definitiva ai problemi dell'Africa subsahariana ma è stato comunque ampiamente riconosciuto che l'estensione della rete attraverso altri metodi di generazione di energia oltre quelli tradizionali come le tecnologie più recenti dei parchi eolici su larga scala o gli impianti solare di ultima generazione, potrebbero soddisfare le esigenze dell'area subsahariana e garantire nel lungo termine ai paesi di questa regione un requisito minimo (l'accesso universale all'energia) indispensabile per la crescita. L'estensione tradizionale della rete nazionale è un processo costoso e lungo, non sempre alla portata dei più che vivono nella macroarea subsahariana. In genere, le famiglie a basso reddito hanno un minore fabbisogno energetico rispetto a quello per cui sono progettate tali reti. La fornitura di servizi energetici in aree rurali remote è particolarmente problematica, con villaggi e case spesso sparsi su una vasta area.

Molte aziende stanno attivamente investendo non solo nelle fonti rinnovabili di cui la macroarea subsahariana è ricca ma anche in nuove tecnologie volte a ridurre i costi ed efficientare la struttura tariffaria e i modelli di business. Fra queste alcune *major* europee del settore dell'*utility* sono attivamente coinvolte da tempo.

È evidente quindi che un'alternativa all'espansione della rete nazionale non è solo auspicabile in Africa subsahariana ma necessaria se si vogliono raggiungere gli obiettivi fissati dalle Nazioni Unite per il 2030 per l'accesso universale all'energia. Come tale processo si evolverà, dove andranno gli investimenti, quale impatto avranno le nuove tecnologie e quanto tempo servirà ancora questo non ci è dato saperlo con certezza assoluta tuttavia, è chiaro da oggi che il sentiero delle rinnovabili è l'unico percorribile in un'ottica di sostenibilità futura.

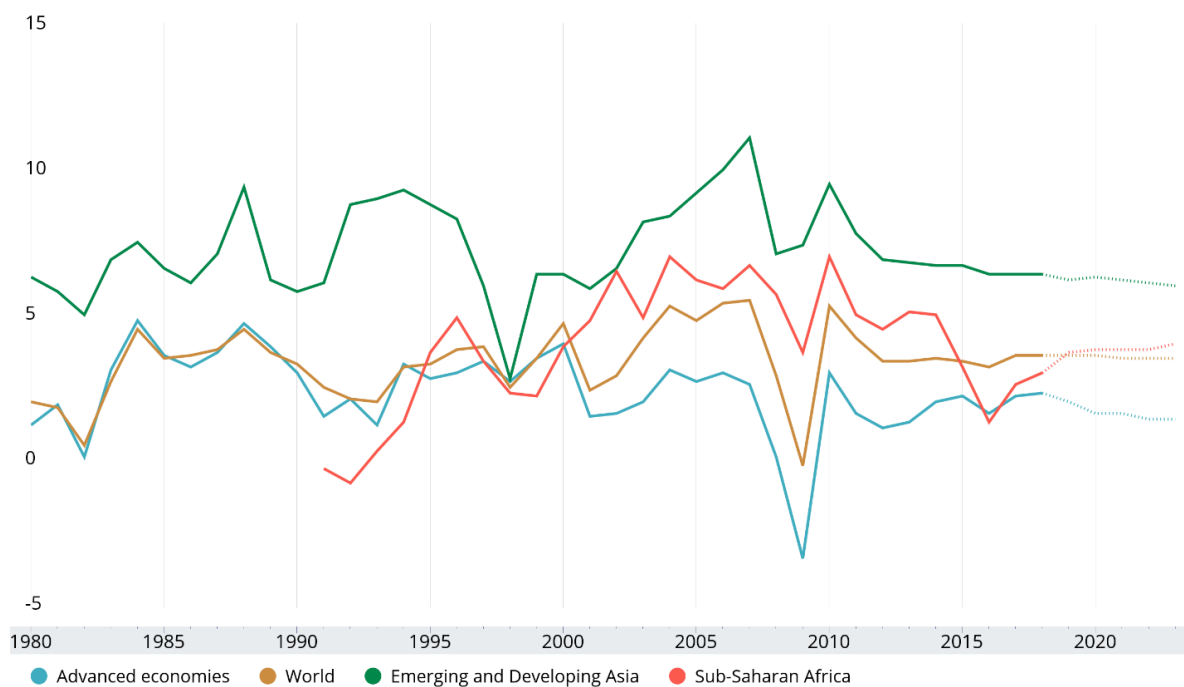
2. L'elettrificazione dell'Africa subsahariana

2.1 Panoramica generale

I paesi dell'Africa subsahariana hanno conosciuto una straordinaria fase di espansione economica negli ultimi decenni. Dalla fine degli anni Novanta i tassi di crescita si sono stabilizzati per poi attestarsi su livelli sempre più consistenti di crescita. Nel decennio 1990-99 il tasso di crescita medio corrispondeva circa al 2,1% per poi raddoppiare nel decennio successivo. È proprio fra il 2000 e il 2010 che sei fra le prime dieci economie globali in termini di crescita sono stati paesi subsahariani con tassi di crescita medi che si sono attestati intorno all'8%. Nel 2012 l'area subsahariana ha registrato un tasso del 4,2% che, se si considera il tasso di crescita medio dei BRIC (3,8%), fa intuire la forza e la rilevanza di tale trend. La *World Bank* ha previsto una crescita del 3,6% nel biennio 2019-2020. Già nel 2017 il Fondo Monetario aveva stimato che il PIL dei paesi dell'Africa subsahariana sarebbe aumentato del 26,3% tra il 2015 e il 2020. Di seguito un grafico del FMI in termini di variazione percentuale della crescita annuale del PIL reale dell'area subsahariana a confronto con altre macroaree:

IMF DataMapper

Real GDP growth (Annual percent change)



©IMF, 2018, Source: World Economic Outlook (October 2018)

Da notare la frenata intorno al 2016 a seguito della caduta generale dei prezzi di materie prime e del complessivo clima negativo dei mercati finanziari. A parte questo punto di minimo la crescita è in ripresa e dalle stime del FMI dovrebbe superare nuovamente la media mondiale prima del 2020 attestandosi nuovamente sotto quella delle economie emergenti asiatiche.

Nonostante tali progressi socioeconomici, l’Africa subsahariana resta una regione politicamente debole. Le aree geografiche storicamente più instabili sono state per molto tempo il Corno d’Africa e la regione dei Grandi Laghi. A queste va aggiunta nell’ultimo decennio la fascia sahel-sahariana. In un contesto politicamente così fragile è opportuno menzionare il susseguirsi di una serie di stagioni di riforme politiche cominciate fin dagli anni Novanta. Tali riforme hanno via via introdotto pluralismo politico e competizione elettorale laddove vi erano regimi militari o a partito unico. Ovviamente siamo ancora in una fase iniziale di tale cambiamento ma la trasformazione politica della regione subsahariana è certamente indubbia e positiva per gli anni a venire.

La posizione che i vari stati dell’Africa subsahariana hanno raggiunto nel panorama delle relazioni internazionali è molto cambiata dal 2000 ad oggi. Nell’ultimo decennio il mondo occidentale ha aumentato notevolmente l’attenzione per i paesi subsahariani. Con riguardo al tema dell’elettrificazione dell’Africa subsahariana abbiamo importanti iniziative come quella *made in USA* di *Power Africa* lanciata nel 2013 e nata con l’obiettivo di incrementare l’accesso all’energia elettrica in Africa attraverso una *partnership* fra istituzioni e attori privati o l’AEEP (*Africa-Eu Energy Partnership*) ovvero uno degli accordi fra Unione Europea e diversi stati africani per la creazione e il mantenimento di un *framework* volto a incentivare la cooperazione e il dialogo in materia energetica su varie problematiche del panorama africano tra cui, prima fra tutte, l’accesso all’energia elettrica. Anche diverse nazioni emergenti – la Cina, l’India, la Turchia, i paesi del Golfo e altri - si sono ritagliate un ruolo importante. La Cina in particolare è arrivata a costituire uno dei più grandi partner commerciali dell’intero continente apponendo la firma su numerosi accordi bilaterali soprattutto in merito a progetti infrastrutturali e nel più ampio progetto “*Belt and Road*”. Va specificato che per i paesi sopracitati la presenza nel continente è certamente guidata, oltre che da esigenze energetiche, da obiettivi politici e dal crescente interesse verso i nuovi mercati di consumo africani.

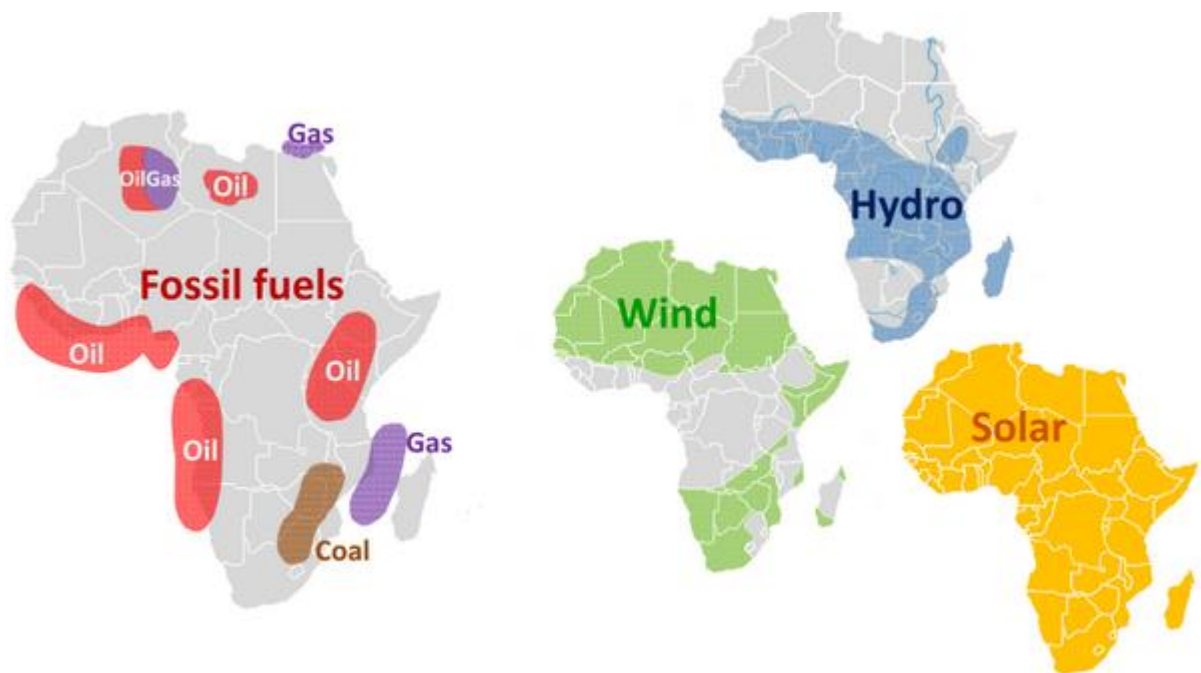
Dopo questa introduzione risulta chiaro che lo sviluppo sociale ed economico rappresentano gli elementi essenziali da cui partire per alimentare la crescita del continente da qui ai prossimi trent'anni. Se è chiaro che tutto ciò implica lo sviluppo dell'agricoltura, del settore industriale e dei servizi, deve essere altrettanto chiaro che senza lo sviluppo del settore energetico e delle infrastrutture necessarie, tale cambiamento non potrà concretizzarsi. E, come sta succedendo in altri settori che subiscono dei cambiamenti in linea con i processi innovativi in atto, anche nel campo energetico le rinnovabili potranno essere l'elemento su cui scommettere per raggiungere l'elettrificazione totale dell'Africa subsahariana. Questo per diversi motivi: l'Africa è ricca di fonti energetiche rinnovabili, queste hanno un impatto ambientale decisamente inferiore rispetto alle controparti di natura fossile ed infine, le rinnovabili permettono di elettrificare anche le aree rurali con costi sempre più sostenibili e con il vantaggio di non dover essere collegate alle dorsali nazionali o continentali.

Lo scenario futuro non è di facile previsione: secondo le stime correnti¹, nel 2040 avranno accesso all'energia elettrica più di un miliardo di persone dell'Africa subsahariana ma a causa dell'elevato tasso di crescita demografica ci saranno ancora 530 milioni di abitanti privi di tale accesso. A tale aumento susseguirà un corrispettivo incremento sul fronte dei consumi. L'economia quadruplicherà con una popolazione che nel medesimo arco di tempo raddoppierà toccando i due miliardi di abitanti. Una crescita sostenibile ed efficiente del settore energetico in Africa subsahariana sarà essenziale per lo sviluppo economico e sociale dell'area del prossimo decennio.

¹ I dati sono presi dall'World Energy Outlook 2016 dell'IEA.

2.1.1 La sfida energetica e la scommessa sulle rinnovabili

Le caratteristiche naturali dell'intera area subsahariana presentano una grande opportunità per il futuro. In particolare, la distribuzione delle fonti di energia rinnovabili risulta potenzialmente ottimale per una struttura energetica di tipo *low-fuel* e *low-carbon*. Tale struttura presenterebbe una miglior distribuzione all'interno dell'intero continente africano in grado di garantire una base solida per il raggiungimento di un livello di accesso all'energia critico al fine di sbloccare lo sviluppo economico dell'intera macroarea che, come si diceva in precedenza, deve necessariamente passare da un più ampio ed efficiente accesso all'energia elettrica.



Fonte: IEA

Tutti i paesi della regione subsahariana hanno un elevato potenziale solare, per un totale di circa 10.000 GW, e il potenziale tecnico per il solo fotovoltaico è stato stimato a 6.500 TWh all'anno. La maggior parte dei paesi costieri presenta un potenziale eolico stimato per un totale di circa 109 GW. La Rift Valley offre circa 15 GW di capacità geotermica, principalmente in Etiopia e in Kenya. Poiché la regione è sede dei fiumi Congo e Nilo, tra i fiumi più lunghi del mondo, possiede anche alcune delle più grandi risorse idroelettriche mondiali. La sua potenza idroelettrica sfruttabile è stimata a circa 350 GW, situati principalmente in Angola, Camerun, Repubblica Democratica del Congo, Etiopia e Gabon. Le risorse energetiche fossili invece comprendono le recenti scoperte di petrolio e gas, e ha circa 400 GW di potenziale di

gas naturale. Le risorse di carbone sono stimate a 300 GW, principalmente in Botswana, Mozambico e Sud Africa. Da notare che alcuni paesi a basso accesso come l'Angola e la Nigeria dispongono di un'infrastruttura di produzione petrolifera ben sviluppata che non si è però tradotta in una fornitura elettrica affidabile.

I fattori limitanti per lo sviluppo del settore elettrico sono principalmente di natura tecnica, finanziaria (reperimento fondi) e relativi ai meccanismi di regolamentazione. In aggiunta a ciò, la maggior parte dei paesi subsahariani hanno un livello di infrastrutture ancora non all'altezza della sfida, questi causano problemi di efficienza e di sostenibilità dell'intero apparato energetico. Attori sia pubblici che privati possono, e dovranno, muoversi su due percorsi: progetti *off-grid*, come le mini o micro *grid*, in grado dare l'accesso all'energia anche agli abitanti delle zone più remote ed altrimenti difficilmente collegabili alla rete nazionale, ed ovviamente progetti *on-grid*, ovvero di espansione della rete nazionale. Chiaramente c'è bisogno che gli stati e i vari enti preposti contribuiscano a tali sviluppi mettendo in atto una serie di meccanismi e *best practices* in grado di facilitare tanto l'estensione della rete nazionale quanto i progetti *off-grid* per il raggiungimento delle zone difficilmente collegabili alla rete nazionale. La struttura tariffaria e l'erogazione dei servizi infine, dovranno essere equi, stabili e sostenibili tanto per i produttori e gestori di energia elettrica quanto per gli utenti finali².

Anche se impegnativi, questi obiettivi se raggiunti potranno incrementare l'uso di energia pulita e costruire una cooperazione intra ed internazionale nell'Africa subsahariana. A tal proposito è necessario che l'accesso all'energia e lo sviluppo sostenibile vengano sollevati come priorità continentali. Da questa asserzione, e da quanto detto sino ad ora, emergono alcune conclusioni importanti:

- Mentre l'Africa subsahariana ha notevoli risorse di natura fossile, molte delle quali sono al centro di interessi nazionali e internazionali, gli investimenti e l'uso di combustibili fossili dovrebbero essere considerati molto cautamente, dato che lo sfruttamento di questi spesso va a scapito dello sviluppo di fonti energetiche rinnovabili facendo nascere un *trade-off* fra fossile e rinnovabile con gravi ripercussioni nella progettualità energetica di lungo termine di un paese. Inoltre, decenni di esperienza

² Questo è quanto comunicato dal *World Bank Group* al fine di stabilire delle linee guida per il raggiungimento di un livello universale di accesso all'energia elettrica in Africa subsahariana.

dimostrano che lo sviluppo di energia fossile genera incrementi abbastanza insignificanti per l'accesso all'energia che nell'Africa subsahariana è una priorità assoluta.

- L'Africa ha un eccezionale potenziale di energia solare, eolica e idroelettrica. Questo sia su base pro capite che in termini di diversità delle risorse.
- I progressi nelle così dette *smart-grid* e nelle tecnologie dell'informazione e della comunicazione (ICT) consentiranno alla regione di sfruttare appieno le sue eccezionali risorse ed in modo sempre più efficiente.
- L'integrazione fra le diverse tipologie di energie rinnovabili richiederà un'elevata flessibilità della rete, attualmente ostacolata dal problema di inefficiente o assente continuità intra regionale e dall'elevato costo dello stoccaggio di energia.
- Infine, l'inclusione di attori privati, nazionali e internazionali, combinata a politiche strategiche e ben strutturate potrebbero accelerare il ritmo dell'elettrificazione in tutta la regione.

Bisogna specificare che la mancanza di dati ostacola gravemente le stime attuabili, soprattutto riguardo futuri progetti di reti in molti paesi subsahariani. Lo sviluppo di strumenti efficienti che consentano la valutazione dei progetti nel settore dell'energia rinnovabile sulla base dei loro costi e benefici energetici, sociali e ambientali è fondamentale al fine di poter proseguire sulla strada della trasformazione energetica in Africa subsahariana.

2.2 Accesso all'elettricità e stato delle infrastrutture

Non esiste una definizione univoca e internazionalmente accettata di accesso all'energia moderna. Tuttavia, si conviene spesso su specifici elementi in comune, tra cui:

- Accesso domestico a un livello minimo,
- Accesso domestico sicuro (per la salute) e sostenibile (per l'ambiente),
- Accesso che consente l'attività economica produttiva, ad es. potenza meccanica per il settore agricolo, tessile e altre industrie,
- Accesso per i servizi pubblici, ad es. elettricità per strutture sanitarie, scuole, illuminazione stradale ecc...

Tutti questi elementi sono cruciali per lo sviluppo socioeconomico di un paese, come lo sono una serie di aspetti fondamentali correlati quali la disponibilità tecnica, l'adeguatezza e l'affidabilità dell'infrastruttura, la convenienza e la sicurezza dei servizi.

Riguardo all'accesso all'elettricità spesso si citeranno, nel presente lavoro, dati dell'Agenzia internazionale dell'energia (IEA). A tal proposito è bene specificare alcuni aspetti metodologici che l'IEA utilizza nell'elaborazione e gestione dei suoi database in materia di accesso all'energia. I dati e le proiezioni dell'Agenzia Internazionale dell'Energia si concentrano su due elementi: l'accesso all'elettricità e l'accesso alle strutture sicure per cucinare. L'IEA definisce l'accesso all'energia come una famiglia che ha accesso affidabile e sicuro sia alle strutture per cucinare che all'elettricità, sufficienti per fornire un pacchetto base iniziale di servizi energetici e quindi un livello crescente di elettricità in grado di avvicinarsi alla media regionale. Questa definizione di accesso all'energia funge anche da punto di riferimento per misurare il progresso verso l'obiettivo delle Nazioni Unite³ che punta ad assicurare l'accesso universale all'energia moderna entro il 2030.

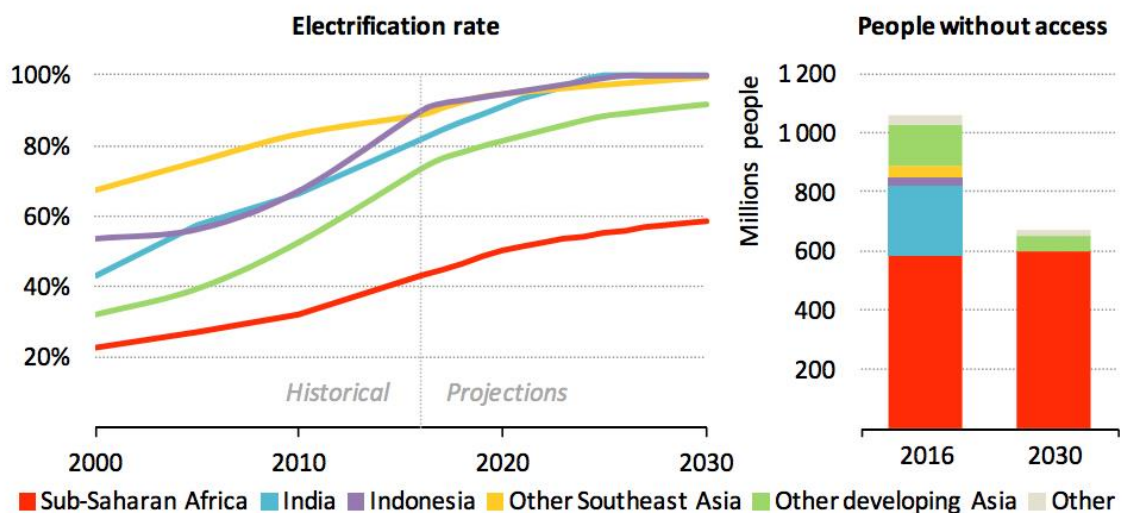
³ Si intende il *sustainable development goal 7.1* (SDG 7.1)

Precisato quanto sopra passiamo ora alla situazione subsahariana. In Africa subsahariana vi è un abitante su tre senza accesso alla rete elettrica⁴. Secondo i dati di fine 2016 della *World Bank* la quasi totalità dei paesi subsahariani hanno un tasso di accesso all'elettricità inferiore al 70%. I valori massimi si trovano in corrispondenza di Ghana e Gabon, che superano tale soglia, mentre i restanti paesi subsahariani hanno tassi di accesso nazionale (urbano e rurale) inferiore. I valori minimi del 8-9% sono toccati da paesi come il Chad o il Sud Sudan, è soprattutto la parte centro-orientale ad avere, in media i tassi più bassi. Di seguito una mappa del *World Bank Group* che riassume la situazione attuale riguardo l'accesso della popolazione all'elettricità:

A questo si aggiunge l'inefficiente servizio offerto a coloro che invece sono collegati. Tale inefficienza è generata dalla cattiva condizione/gestione dell'infrastruttura, altro tassello del mosaico fondamentale per la comprensione delle variabili critiche su cui dover fare leva per una crescita. Lo sviluppo delle infrastrutture rispecchia lo sviluppo economico. In generale, maggiore è il prodotto interno lordo (PIL) pro capite, migliori saranno le strade, le ferrovie, il sistema elettrico o le telecomunicazioni. Se consideriamo il grado di accesso all'elettricità nell'area subsahariana comparandolo agli indicatori economici e di povertà, l'Africa è in ritardo

rispetto ad altre economie emergenti nel mondo. A tal proposito basti pensare che con una popolazione che si aggira attorno al miliardo l'Africa subsahariana ha una capacità di generazione complessiva di circa 100 GW, ovvero quella della Spagna che ha una popolazione di 46 milioni⁵.

Va comunque sottolineato che sono stati compiuti molti sforzi nell'ultimo decennio per promuovere l'accesso all'elettricità e l'impatto è stato certamente positivo. Ad oggi il ritmo di tali sforzi è sicuramente cresciuto rispetto al passato. C'è, per la prima volta nella sua storia, un *trend* positivo nell'Africa sub-sahariana, dove gli sforzi di elettrificazione hanno superato la crescita demografica dal 2014. Tuttavia, i progressi sono disomogenei e ci sono ancora più persone senza elettricità oggi rispetto a quelle del 2000. Questo è dovuto principalmente all'elevato tasso di crescita demografica dell'intera area subsahariana che va a neutralizzare gli sforzi perpetrati dagli attori pubblici e privati. Come si può riscontrare dai dati dell'*World Energy outlook 2017* dell'IEA, le previsioni per l'India e le altre economie emergenti del sud-est asiatico sono molto positive: si prevede entro il 2030 un abbassamento del numero di persone senza accesso all'elettricità di oltre l'ottanta per cento.



Fonte: IEA

Nell'Africa sub-sahariana, il tasso di accesso dovrebbe arrivare al 59% nel 2030, dal 43% nel 2016, tuttavia il numero di persone senza accesso all'elettricità nell'area ricomincerà a crescere man mano che gli sforzi per l'elettrificazione non saranno più

⁵ dati dell'IEA.

incisivi di quelli attuali. Significativa è la proiezione⁶ di circa 619 milioni di persone ancora senza accesso all'elettricità per il 2030. Tale cifra, nel 2030, andrebbe a costituire il 90% della popolazione globale senza accesso all'elettricità. In sostanza l'area subsahariana sarà l'unica fetta di mondo che ancora mancherà di un adeguato livello di accesso all'energia elettrica rispetto alla sua popolazione. La capacità totale installata di elettricità nella regione subsahariana è stata di 96 gigawatt nel 2015, a fronte di 325 GW in India e 1.519 GW in Cina⁷. Il Sudafrica rappresenta quasi la metà della capacità di produzione dell'Africa subsahariana. La Nigeria, che ha una popolazione quattro volte più grande del Sudafrica, ha solo circa un quarto della capacità di generazione installata di quest'ultimo. C'è anche un grande divario tra l'accesso all'elettricità nelle famiglie urbane (71%) rispetto alle famiglie rurali (22%)⁸.

Di seguito una selezione⁹ di paesi subsahariani in cui è possibile confrontare il tasso di accesso all'elettricità, scorporando il tasso urbano e quello rurale ed osservando l'evoluzione dal 2000 al 2016¹⁰.

	Tasso di accesso					Senza accesso (in mln)
	Nazionale			Urbano	Rurale	
	2000	2010	2016	2016	2016	2016
Sub-Saharan Africa	23%	32%	42%	71%	22%	600
West Africa	33%	42%	52%	80%	28%	175
Nigeria	40%	50%	61%	86%	34%	74
Ghana	45%	61%	84%	95%	71%	5
Senegal	30%	54%	64%	90%	44%	6
Burkina Faso	13%	15%	20%	58%	2%	15
Liberia	0%	2%	12%	16%	3%	4
Niger	7%	9%	11%	54%	0%	18
Sierra Leone	9%	12%	9%	12%	6%	6

Nell'Africa occidentale il tasso di accesso all'elettricità varia da un intervallo del 10-20% in Liberia, Sierra Leone, Niger e Burkina Faso fino ad un valore superiore al 60% in Senegal e sopra l'80% in Ghana. Più di 70 milioni di persone in Nigeria non hanno accesso alla rete elettrica. L'obiettivo dello stato subsahariano è quello di portare

⁶ Molte stime e dati che seguiranno sono presi dal documento sopracitato dell'International Energy Agency. Il *World Energy Outlook* dell'IEA è un documento pubblicato di anno in anno e rappresenta una delle fonti più autorevoli in materia nonché uno degli studi più approfonditi.

⁷ Fonte: *US Energy Information Administration*

⁸ Media dell'intera regione subsahariana, fonte: IEA

⁹ Le seguenti tabelle rappresentano una selezione del più ampio database recuperabile sul sito dell'IEA.

¹⁰ Dati IEA

il suddetto tasso al 75% della popolazione entro il 2020 e al 100% entro il 2030. Il Ghana invece, è tra i paesi più virtuosi in quanto a miglioramento dell'accesso all'elettricità. Nel paese si è avuto un grande interesse politico in materia con il lancio del suo National Electrification Scheme (NES) nel 1989.

	Tasso di accesso					Senza accesso (in mln)
	Nazionale			Urbano	Rurale	
	2000	2010	2016	2016	2016	2016
Sub-Saharan Africa	23%	32%	42%	71%	22%	600
Central Africa	10%	21%	25%	50%	5%	98
Cameroon	20%	49%	63%	94%	21%	9
Central African Republic	1%	2%	3%	5%	1%	5
Chad	2%	4%	9%	32%	1%	13
Congo	21%	37%	43%	56%	16%	3
Dem. Rep. of the Congo	7%	15%	15%	35%	0%	68
Equatorial Guinea	22%	27%	68%	93%	48%	<1
Gabon	31%	60%	90%	97%	38%	<1

La situazione in Africa centrale mostra una forte disomogeneità nei tassi di accesso. Si va da un tasso relativamente alto nel Gabon (90%), Guinea Equatoriale (68%) e Cameroon (63%) fino a livelli molto bassi come nella Repubblica Centrafricana (3%), nel Chad (9%) e nella Repubblica Democratica del Congo (15%). Il Chad è uno dei paesi dove il basso tasso di accesso all'elettricità è concausa di bassi tassi di accesso anche per altri servizi essenziali, quali acqua potabile, sanità di base e rete stradale. Nella Repubblica Democratica del Congo sono circa 68 milioni gli abitanti che non hanno accesso all'elettricità e ciò nonostante vi sia un enorme potenziale idroelettrico per il fiume Congo.

	Tasso di accesso					Senza accesso (in mln)
	Nazionale			Urbano	Rurale	
	2000	2010	2016	2016	2016	2016
Sub-Saharan Africa	23%	32%	42%	71%	22%	600
East Africa	10%	21%	35%	66%	25%	184
Ethiopia	5%	23%	40%	85%	29%	61
Kenya	8%	18%	65%	78%	60%	17
Rwanda	6%	10%	30%	72%	12%	8
Uganda	4%	9%	19%	23%	19%	33

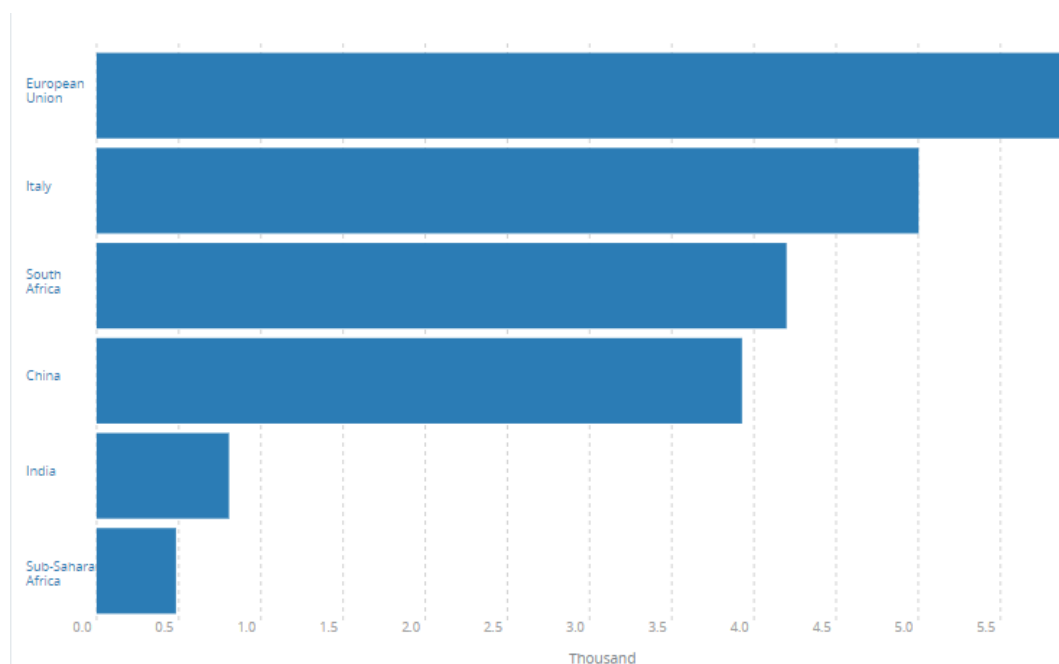
Nell'Africa dell'est più di 180 milioni di persone vivono senza elettricità, circa il 75% dell'intera popolazione. I paesi più popolosi di questa regione sono Etiopia, Kenya e Uganda; in questi paesi si trova la maggior parte della popolazione dell'intera Africa orientale. Vi sono stati sforzi ragguardevoli nell'ultimo decennio in Kenya, Uganda e Rwanda. Il Kenya ha istituito nel 2006 la *Rural Electrification Authority*,

con l'obiettivo di raggiungere un accesso universale all'elettricità entro il 2030. Nel Rwanda il tasso di accesso all'elettricità è aumentato rapidamente negli ultimi anni, passando dal 17% nel 2012 al 30% nel 2016) mentre l'Uganda è stata interessata da una positiva riforma del settore energetico attirando molti investimenti in progetti di energia rinnovabile.

	Tasso di accesso					Senza accesso (in mln)
	Nazionale			Urbano	Rurale	
	2000	2010	2016	2016	2016	2016
Sub-Saharan Africa	23%	32%	42%	71%	22%	600
South Africa	66%	83%	86%	87%	83%	8
Other Southern Africa	14%	22%	31%	65%	13%	135
Angola	12%	40%	35%	69%	6%	17
Botswana	22%	45%	55%	69%	32%	1
Madagascar	8%	17%	23%	52%	7%	19
Mozambique	7%	15%	29%	57%	15%	21
Namibia	34%	44%	56%	78%	34%	1
Swaziland	25%	35%	84%	90%	71%	<1
Tanzania	11%	15%	33%	65%	17%	37
Zambia	12%	19%	34%	67%	7%	11
Zimbabwe	40%	37%	34%	81%	11%	11

La situazione della regione meridionale è molto asimmetrica al suo interno e per ovvi motivi: il Sud Africa è unico nella sua area come in tutta la macroarea subsahariana. Avendo un tasso di elettrificazione del 85%, è la nazione con il tasso più alto della regione Sub-Sahariana. L'11% delle famiglie non ha ancora accesso all'elettricità e il 4% accede illegalmente o informalmente (allacciandosi ai vicini ma pagando ugualmente). In Tanzania l'accesso all'elettricità ha subito un incremento importante aumentando dal 24% nel 2012 al 33% nel 2018.

Naturalmente, questi dati forniscono un'informazione implicita: il livello di consumo effettivo di elettricità in Africa subsahariana è molto basso. Tra il 2010 e il 2014, il consumo medio annuo pro capite dell'intera macroarea è stato pari al solo 4% del consumo pro capite statunitense. Come può vedersi nella tabella seguente il livello di consumo di energia elettrica misurato in kWh pro-capite (dati del 2014), nell'intera africa subsahariana (con esclusione de Sud Africa), arriva ad essere un decimo di quello italiano. Se si considera che il rapporto fra la popolazione subsahariana e quella italiana è a parti invertite, ovvero quest'ultima rappresenta poco meno di un decimo di quella subsahariana, il dato risulta ancora più significativo.



Fonte: *World Bank database, custom chart*

Tuttavia, il consumo elettrico annuale pro-capite è un indicatore che suggerisce il livello di consumi di energia elettrica in un paese ma non è necessariamente rappresentativo di quella che è la domanda di elettricità. L'indicatore¹¹, come specifica la Banca Mondiale, viene calcolato partendo da quella che è la produzione totale a cui vanno sottratte le perdite sistemiche e gli usi elettrici che fanno capo all'attività di produzione, dividendo infine per la popolazione. È proprio in quest'ultimo passaggio che vi sono moltissime implicazioni da considerare come la distribuzione della popolazione sulle diverse fasce reddituali con la conseguente differente propensione alla spesa per la soddisfazione del proprio fabbisogno energetico o la possibilità pratica (e tecnica) di potersi collegare alla rete o le caratteristiche dell'economia di quel paese che si riflettono poi sul consumo di energia elettrica. Per quanto concerne l'analisi della domanda di energia elettrica in Africa subsahariana si rimanda al capitolo dedicato, per ora ci basta constatare l'enorme gap che c'è fra la macroarea subsahariana e il resto del mondo e, in considerazione delle proiezioni dell'IEA, la possibilità che tale quadro non migliorerà (abbastanza) da qui fino al 2030 se non verranno presi gli opportuni accorgimenti sia dagli attori privati che dalle istituzioni nazionali e sovranazionali.

¹¹ Ci si riferisce all'*electric power consumption index* della Banca Mondiale

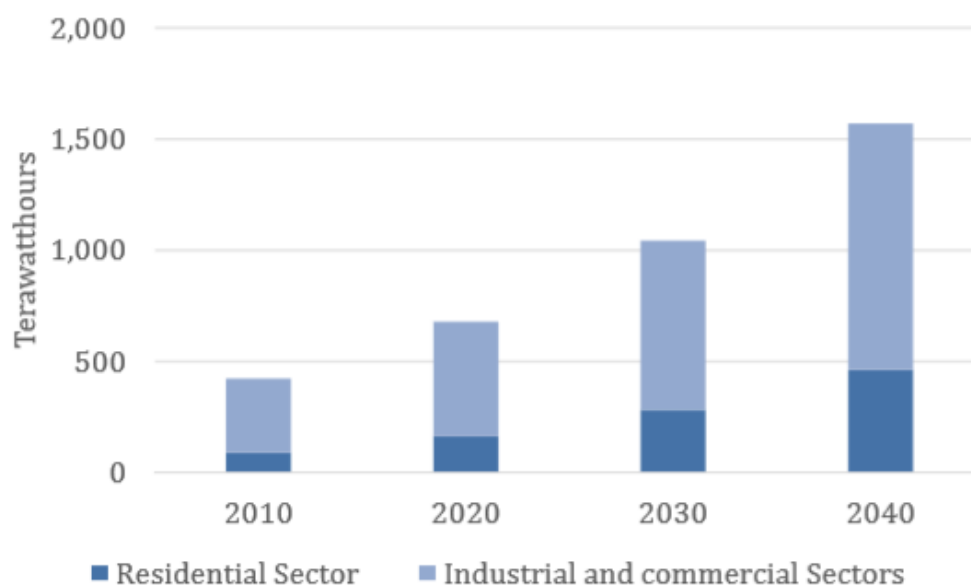
Detto questo, è necessario aggiungere che una maggiore capacità di generazione non garantisce che i locali possano effettivamente ottenere forniture elettriche affidabili. Le inefficienze di molte delle reti e dei sistemi di distribuzione tradizionalmente costruite consentono il raggiungimento del solo 40% della produzione potenzialmente auspicabile in considerazione della capacità installata nella regione. L'inefficienza della rete infrastrutturale subsahariana è uno dei principali dilemmi da risolvere al più presto per raggiungere gli obiettivi prefissati per il 2030 dalle Nazioni Unite. Tutto questo emerge dal rapporto *Africa Pulse* della Banca Mondiale. Come hanno più volte osservato attori sovranazionali come l'IEA, il NEPAD o la stessa Banca Mondiale, è difficile stabilire tariffe elettriche che possano coprire profittevolmente i costi di consegna o implementare piani nazionali di elettrificazione efficienti quando la rete infrastrutturale continua a deficitare in quanto ad efficienza dei sistemi di produzione e trasmissione. La Banca Mondiale in particolare ha sottolineato più volte che i progressi tecnologici nel settore delle rinnovabili sono soluzioni ottimali per aumentare l'accesso, in particolare per i consumatori rurali in aree poco popolate, ma meno per progetti di dimensioni industriali con il duplice obiettivo di creazione di posti di lavoro e aumento del livello di elettrificazione. La *World Bank* suggerisce inoltre che potrebbe essere più sensato concentrarsi sull'espansione della rete verso centri urbani altamente popolati piuttosto che su aree rurali, al fine di coprire inizialmente i costi di investimento e di distribuzione. L'idea non è necessariamente quella di lasciare la popolazione delle aree rurali indietro nel processo di elettrificazione, ma di utilizzare alternative come mini- o micro-*grid* od altre soluzioni *off-grid* per quelle regioni. I regolatori hanno considerato l'opzione di investire in mini-reti e tutt'ora c'è un forte interesse in tal senso. In ambito istituzionale molti operatori ritengono che l'Africa subsahariana possa trarre beneficio non solo dall'innovazione tecnologica, ma anche dall'innovazione normativa. Sulla base dell'espansione della rete tradizionale o di nuovi impianti, sarebbero necessari circa 50 miliardi di dollari all'anno da investire per raggiungere l'accesso universale all'elettricità nell'Africa sub-sahariana entro il 2030¹². Questo dimostra da sé il motivo per cui tecnologia, strategie e innovazione del quadro normativo sono elementi assolutamente necessari.

¹² Dati della *World Bank*

2.3 La domanda di energia elettrica

I dati relativi alla domanda di elettricità nell'Africa subsahariana sono spesso inaffidabili o non disponibili, ma quelli disponibili mostrano che la domanda è cresciuta rapidamente nell'ultimo decennio mentre un'ampia porzione rimane latente a causa dei bassi livelli di accesso nella regione.

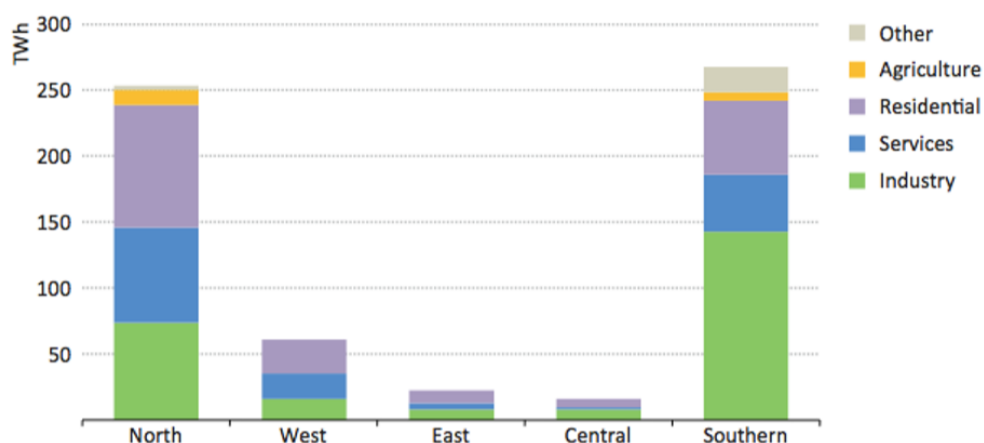
L'Agenzia internazionale dell'energia stima che la domanda di elettricità nella macroarea subsahariana sia cresciuta di circa il 35% dal 2000 al 2012 raggiungendo i 352 TWh. Attualmente, il consumo medio pro-capite di elettricità è di 488 kWh all'anno, il tasso più basso rispetto a qualsiasi altra macroarea del mondo. In confronto, in Nord Africa, dove il tasso di accesso all'elettricità è superiore al 90%, la domanda di elettricità è aumentata di oltre l'80% dal 2000 al 2012, raggiungendo i 1.500 kWh pro-capite. La maggiore domanda nell'Africa subsahariana è in Nigeria e in Sudafrica, che insieme rappresentano circa il 40% della domanda totale¹³. Le stime dell'IEA (grafico a seguire) prevedono che la domanda totale di elettricità in Africa aumenterà a un tasso medio del 4% all'anno fino al 2040.



È bene specificare che in Africa la domanda di elettricità è strettamente vincolata alla disponibilità di fornitura; molti abitanti o non hanno accesso all'elettricità o non possono soddisfare il loro fabbisogno giornaliero. Questa domanda latente non è riscontrabile tra i dati e questo, come accennato ad inizio capitolo, rende difficile

¹³ IEA, 2014

misurare la domanda totale di elettricità. Di conseguenza, nel presente lavoro ci si baserà sulla domanda di elettricità effettivamente soddisfatta dalla rete elettrica nazionale e dai sistemi *off-grid*. Nel 2012 la domanda di elettricità in Africa è stata di 605 TWh ma il solo Nord Africa ha rappresentato il 40% del totale. In Africa Sub-Sahariana, la domanda totale di elettricità è aumentata del 35% dal 2000 al 2012, valore pari al 70 % della domanda della Korea, la quale però ha una popolazione corrispondente al 5% di quella Sub-Sahariana. A livello pro capite la domanda di elettricità in questi paesi è rimasta praticamente invariata (attorno ai 400 KWh)¹⁴, ne consegue che la crescita della domanda totale è dovuta alla crescita della popolazione. Il valore pro-capite è il più basso tra le altre regioni del mondo in via di sviluppo, 75% al di sotto di quello dei paesi emergenti del sud-est asiatico. La domanda pro capite nel Nord Africa invece è cresciuta più del 80% dal 2000 al 2012, raggiungendo il valore di 1500 Kwh. Nell’Africa Sub-Sahariana, l’elettricità costituisce il 7% dell’energia totale consumata (4% se si esclude il Sud Africa), la media mondiale invece si attesta sul 18%.



Nel 2012 il settore industriale (prevalentemente l’attività di estrazione e raffinazione di risorse naturali) ha rappresentato il 50% del consumo energetico nella regione, ma la maggior parte è concentrato in Sud Africa, Ghana e Nigeria. Il settore residenziale partecipa solo per il 27% all’elettricità totalmente consumata e ciò è dovuto principalmente alla presenza di scarse apparecchiature per le famiglie. Il settore dei servizi partecipa invece per il 20% anche se è da notare che la domanda di elettricità da parte dei servizi sta aumentando col crescere dell’economia nazionale come in Nigeria o in Ghana. Il boom nel settore delle comunicazioni, in particolare quello della telefonia mobile, ha spinto la domanda di servizi a crescere rapidamente negli ultimi

¹⁴ IEA, 2014.

anni. In molti paesi dell'Africa Sub Sahariana però, lo sviluppo economico è ancora in una fase iniziale, ed è possibile riscontrare che i 2/3 dell'energia totale è impiegata nel settore domestico (la maggior parte per cucinare). La percentuale di consumo energetico degli altri settori di utilizzo è molto inferiore rispetto ad altre regioni del mondo e ciò riflette la bassa presenza del settore dei servizi nella macroarea subsahariana: i trasporti rappresentano solo l'11% del consumo finale di energia, e l'industria assieme all'agricoltura e ai servizi rappresentano solo il 21%¹⁵.

2.3.1 Solare e stoccaggio di energia: un catalizzatore per il futuro

Le discrepanze nelle stime storiche della domanda di elettricità, in particolare a causa di dati inaffidabili, aumentano l'incertezza delle proiezioni future della domanda. Questi dati sono fondamentali nel decidere la futura progettazione del sistema energetico della regione. Ciò non significa che non sia possibile delineare scenari futuri. Difatti, mentre i paesi africani crescono, la loro domanda di elettricità cambierà sicuramente. Numerosi studi in materia hanno mostrato che i profili attuali nella maggior parte della domanda subsahariana ha dei picchi di sera. La forma di questo picco, in particolare la dimensione della domanda la sera rispetto alla domanda media, è importante per la pianificazione della capacità. Se la domanda di picco è di gran lunga maggiore rispetto alla domanda media, sarà necessaria una maggiore capacità di generazione installata. Tale necessità ha un impatto notevole sull'economia della rete. Non solo le dimensioni ma anche i tempi di questo picco di domanda sono importanti soprattutto se si considera la disponibilità variabile di risorse rinnovabili. L'energia solare per esempio, non è disponibile la sera, quindi la capacità solare installata non contribuirà alla capacità di picco richiesta per soddisfare la domanda. Si potrebbe dedurre da ciò che il solare possa essere meno vantaggioso rispetto ad altre risorse disponibili durante tutte le ore del giorno. Questo è il motivo per cui le tecnologie di stoccaggio potranno (e dovranno) svolgere un ruolo importante nell'implementazione di piani energetici nazionali basati su energia rinnovabile. Le batterie possono immagazzinare l'energia solare durante i picchi di produzione nel pomeriggio e scaricarla di sera durante le ore di picco della domanda. Con l'evolversi dell'economia e quindi del settore industriale e di quello dei servizi, le ore di picco della domanda tenderanno a spostarsi all'inizio della giornata, ovvero durante il picco della produzione solare. Tale spostamento migliorerebbe notevolmente il valore delle

¹⁵ World energy outlook 2016

griglie che producono energia solare e le renderebbe soluzioni ottimali nel più complesso quadro energetico nazionale.

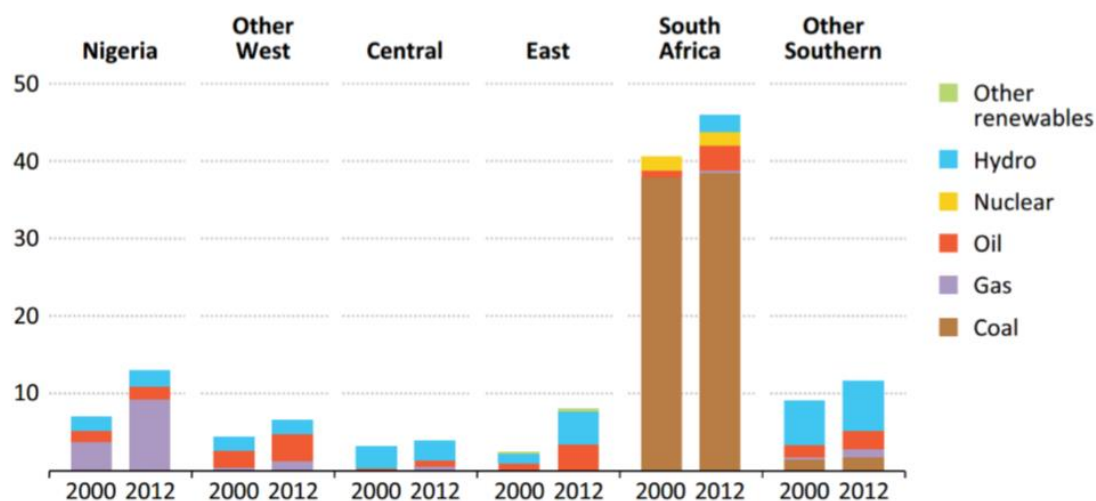
Lo stato americano della California per esempio ha un sistema di alimentazione che integra grandi quantità di energia non disperdibile. Un gruppo di ricerca che fa capo all'OXFAM, una confederazione globale di organizzazioni non profit che si dedicano allo sviluppo di progetti per la riduzione della povertà nel mondo, ha suggerito che l'esperimento californiano può essere usato per risolvere alcune delle sfide che l'Africa subsahariana dovrà affrontare nell'integrazione del fotovoltaico e dell'eolico. Il solare fotovoltaico può potenzialmente generare più elettricità di quanto la rete possa consumare. Durante le condizioni di sovra-generazione, la fornitura di energia supera la domanda richiedendo flessibilità, come la risposta alla domanda, lo stoccaggio della rete o, in definitiva, una riduzione della produzione di impianti di generazione convenzionale¹⁶. Quando tale generazione convenzionale non può essere ulteriormente diminuita per far fronte all'eccesso di produzione solare (o più genericamente produzione da fonti rinnovabili), il tutto porterà ad una riduzione della produzione. Tale riduzione avverrà attraverso l'operatore di sistema che ridurrà la produzione di elettricità di un impianto eolico o fotovoltaico al di sotto del regime minimo. Per i generatori eolici, ciò viene inclinando l'angolo della lama. Per gli impianti solari, la generazione viene ridotta riducendo la potenza dal proprio inverter o disconnettendo del tutto l'impianto. La riduzione della produzione da fonti rinnovabili ha diversi contro: richiede un operatore di sistema col pieno controllo fisico del generatore che, sebbene non sia un problema per i grandi impianti di energia rinnovabile, è molto più complesso per i sistemi di medio-piccole dimensioni. La riduzione fa perdere anche i benefici economici (ed ambientali) degli impianti solari ed eolici in quanto ogni unità di energia che viene eliminata rappresenta un'unità di energia invenduta e un'unità di generazione convenzionale (combustibili fossili) non traslata¹⁷. Con l'aumentare della quantità di decurtazione, i benefici complessivi del solare arriveranno al punto in cui le installazioni aggiuntive non varranno più il costo di fabbricazione. Ecco perché la flessibilità della rete è fondamentale per la transizione dell'Africa subsahariana verso una rete a basse emissioni di carbonio.

¹⁶ Per generazione convenzionale si intende energia prodotta da fonti convenzionali (combustibili fossili e uranio)

¹⁷ L'espressione può stranire il lettore meno esperto ma qui si intende un concetto molto preciso: l'adozione di fonti di energia rinnovabile in Africa subsahariana, come in altre parti del mondo, ha fra i principali obiettivi quello di "traslare" l'assetto energetico di un paese da fonti finite (fossili e nucleare) a fonti pulite (rinnovabili), nel più ampio obiettivo di ottemperanza alle richieste della comunità scientifica in materia di surriscaldamento globale.

2.4. L'offerta di energia elettrica e la capacità installata

La rete elettrica dell'Africa subsahariana ha una capacità di generazione installata di circa 90 GW, circa 0,1 kW pro capite. Tale dato è in netto contrasto con le economie più ricche che hanno installato capacità da 1 a 3 kW pro capite¹⁸. La metà della capacità della regione si trova in Sud Africa e 13 GW si trovano in Nigeria (come può vedersi nel seguente grafico). In Nigeria solo 6 GW circa (ovvero il 40%) sono operativi mentre il resto si perde a causa della scarsa manutenzione e delle carenze di carburante in Nigeria. La capacità installata per molti paesi dell'Africa sub-sahariana è inferiore a 1 GW. Escludendo il Sudafrica, l'intera capacità di generazione installata dell'Africa subsahariana è di soli 28 GW, equivalente a quella dell'Argentina.



Fonte: IEA, 2014. Sull'asse verticale la capacità installata in GW.

La carenza nella capacità di generazione della regione è dovuta in parte al basso livello di investimenti nei sistemi energetici, che attualmente rappresentano circa lo 0,5% del suo PIL¹⁹. Secondo le più recenti stime dell'agenzia internazionale dell'energia, l'Africa sub-sahariana ha il potenziale per installare circa 1 TW di capacità di generazione e questo grazie ad una gamma di opzioni tecnologiche diverse. Tale stima tra l'altro, non tiene conto del potenziale derivante dal solare. Circa il 20% della generazione attuale della regione proviene da energia idroelettrica mentre oltre il 70% proviene da combustibili fossili. Questa dipendenza dai combustibili fossili è in netto contrasto con le stime sopracitate.

¹⁸ IEA, 2014

¹⁹ Africa Progress Panel, 2015.

La capacità di generazione installata e il mix di ciascuna regione sono riassunti come segue²⁰:

- L'Africa meridionale ha più capacità di generazione di rete installata rispetto al resto dell'Africa subsahariana. Dei 58 GW totali dell'Africa meridionale, l'80% si trova solo in Sudafrica. Il resto dell'Africa meridionale ha solo 12 GW, per lo più energia da fonti fossili e idroelettrica. Il Sud Africa ottiene l'85% della sua capacità di generazione dal carbone e il resto dal petrolio per il 6%, dall'idroelettrico per il 5% e dal nucleare per il 4%. È l'unico paese africano con centrali nucleari (con capacità di circa 2 GW). Nel 2012, il costo medio di generazione della rete in Sud Africa era di circa 55 USD/MWh, dovuto all'elevato uso di carbone e idroelettrico a basso costo.
- La capacità di generazione della rete elettrica dell'Africa occidentale è stimata in circa 20 GW. Di questa capacità, oltre il 50% è generazione da gas (principalmente in Nigeria), circa il 30% ha come fonte il petrolio e circa il 20% è rappresentato dall'idroelettrico. Alcuni paesi, come il Benin, il Burkina Faso e il Niger, importano la maggior parte della loro elettricità. Nel 2012, il costo medio di generazione era di circa 140 USD/MWh, a causa della dipendenza dalla generazione di gas e petrolio.
- L'Africa orientale ha una capacità di generazione di rete di circa 8 GW, di cui il 50% proviene dall'idroelettrico, il 45% dal petrolio e il resto dal geotermico e dal gas naturale. Circa 250 MW di risorse geotermiche si trovano principalmente in Kenya. Nel 2012, il costo medio di generazione era di 110 USD/MWh, nonostante la produzione idroelettrica a basso costo della regione, tale prezzo è dovuto all'elevato utilizzo di costosi impianti di generazione di petrolio.
- L'Africa centrale ha la capacità di generazione di rete più bassa nell'intera macroarea subsahariana. Il totale ammonta a 4 GW, composta principalmente dal 65% di energia idroelettrica, dal 15% di gas e dal 20% di petrolio. Nel 2012, il costo medio di generazione era di circa 95 USD/MWh, influenzato principalmente dal basso costo dell'energia idroelettrica di cui la regione abbonda.

²⁰ I dati che seguiranno sono tutti dati IEA, principalmente datati 2014-2015.

Le stime di capacità installata in tutte le regioni subsahariane sono spaventosamente basse rispetto al potenziale delle risorse. La capacità installata e la presenza della rete non garantiscono che le persone abbiano accesso all'elettricità. In Nigeria, ad esempio, l'abbondante potenziale di energia fossile e lo sviluppo di infrastrutture per la produzione di petrolio non hanno aumentato la connessione affidabile alla rete elettrica. L'incapacità dell'Africa subsahariana di fornire elettricità affidabile ha portato alla prolifica crescita da parte di consumatori industriali, commerciali e anche residenziali dell'auto-generazione sul posto, inefficiente e costosa, raggiungendo in media il 10% della capacità di generazione della regione. Ciò ha aumentato il costo e il rischio di fare affari nell'Africa sub-sahariana. La mancanza di un servizio elettrico affidabile ha comportato e continua a comportare perdite economiche per le imprese locali. In Nigeria, l'85% delle imprese utilizza un generatore di riserva. Questi generatori di riserva sono costosi e costano circa il 300% in più dell'energia elettrica dalla rete. Questo uso prolifico mostra l'appetito della regione per l'energia elettrica e anche la volontà di pagare per servizi che vadano a rispondere a tale domanda.

Detto questo, il settore elettrico nella macroarea subsahariana presenta una composizione complessa di sfide per il futuro. L'Africa subsahariana è la più vulnerabile, fra le regioni del mondo, agli impatti dei cambiamenti climatici. Siccità e riduzione dei raccolti agricoli possono ed hanno avuto in passato un notevole impatto sull'economia locale. Le precipitazioni irregolari e le siccità prolungate possono ridurre la produzione idroelettrica e forzare le interruzioni prolungate. Di seguito si è provato a dare un elenco, non esaustivo, di quelle che sono le problematiche in tema di offerta e potenziale/attuale generazione di energia elettrica. Tali sfide sono gli obiettivi prioritari per la riforma nel settore dell'elettricità dell'Africa subsahariana, con il fine ultimo di raggiungere obiettivi di sostenibilità energetica e catalizzatore per l'intera economia in tutta la regione subsahariana:

- Mancanza di capacità del sistema. La persistente scarsità di elettricità della regione ha paralizzato la crescita economica e impedito il raggiungimento di molti dei suoi obiettivi di sviluppo della salute e dell'istruzione²¹. Le cause di questa scarsità includono la mancanza di capacità di generazione per le regioni collegate alla rete, l'assenza di un'infrastruttura di rete adeguata a fornire

²¹ IEA, 2014

energia, un cattivo mantenimento degli impianti, sfide normative che impediscono un flusso costante di entrate per mantenere e investire in capacità di nuova generazione e la dispersione della popolazione in aree remote, in alcuni casi dovuti anche a fattori di instabilità politica. Questa mancanza di pianificazione sistematica per il settore energetico ha portato ad una infrastruttura con elevate perdite di trasmissione e distribuzione (in media del 18% in tutta la regione escludendo il Sudafrica²² e ha creato un'alta dipendenza dai grandi progetti idroelettrici e dal petrolio.

- Scarsa gestione del settore. Riformare i servizi energetici e la loro regolamentazione per migliorare la loro efficienza operativa e promuovere la cooperazione regionale è una delle chiavi per colmare il divario elettrico. La regione spende miliardi di dollari in termini di perdite economiche delle utility locali e sussidi petroliferi, che di certo non avvantaggiano lo sviluppo del settore energetico²³. Poiché la maggior parte delle aziende di servizi pubblici non è in grado di recuperare i loro costi senza tali sussidi, lo sviluppo dell'intero settore delle *utility* è percepito come ad alto rischio e quindi non desta l'interesse degli investitori privati. Ne consegue che la maggior parte degli investimenti energetici sono limitati alle materie prime energetiche prodotte per l'esportazione, per le quali i prezzi possono essere garantiti con maggiore certezza.
- Perdite di sistema elevate. Le perdite di sistema nell'Africa subsahariana sono il doppio della media mondiale. Includono perdite tecniche derivanti da reti di trasmissione e distribuzione mal gestite nonché perdite commerciali derivanti dalla bassa profittabilità delle *utility*. Le perdite di trasmissione e distribuzione sono stimate al 18% in tutta la regione escludendo il Sudafrica. Queste perdite aumentano la capacità di generazione necessaria, rendendo la generazione centralizzata antieconomica, esponendo le società elettriche a grandi rischi finanziari e aumentando le tariffe per gli utenti finali).
- Dipendenza da grandi dighe. A causa della variabilità stagionale della produzione di energia idroelettrica e dell'impatto della siccità prolungata nella regione, la dipendenza da grandi dighe crea sistemi energetici fragili e poco flessibili e aumenta i rischi finanziari e climatici nella regione. Fino a pochi

²² IEA, 2014

²³ Africa Progress Panel, 2015.

anni fa i rischi ambientali e finanziari delle grandi dighe si ritenevano ampiamenti valutati, ma un recente studio²⁴ di Oxford mostra che nella maggior parte dei casi, anche senza tener conto delle esternalità negative sull'ambiente, i costi di costruzione di questi progetti mastodontici sono troppo alti per ottenere rendimenti positivi dall'investimento. Ciò è dovuto principalmente ai superamenti sistemici dei costi preventivati ed ai ritardi nell'implementazione. Lo studio ha gettato nuova luce sulle strategie energetiche a lungo termine e smentito l'idea che le dighe producano energia a basso costo. Ad esempio, la diga di Kariba, che detiene il più grande bacino idrico del mondo e rappresenta il 40% della capacità di generazione del Sud Africa, è stata resa incapace da continue siccità esacerbate dai cambiamenti climatici. La diga, che si trova sul bacino del fiume Zambesi, è ad alto rischio di eventi meteorologici estremi, sia inondazioni che siccità. Dato che la diga fornisce metà dell'elettricità dello Zambia se ne deduce l'estrema rigidità dell'offerta che rende l'intero assetto energetico del paese vulnerabile.

- Dipendenza dai combustibili fossili. La regione ha abbondanti riserve di gas naturale che sono minacciate da cattiva gestione, ventilazione sistemica nonché *flaring*²⁵. L'espansione delle infrastrutture del gas per fornire elettricità richiederà un'attenta gestione per evitare perdite di metano: questa sarà una delle maggiori sfide per mitigare i cambiamenti climatici fornendo energia elettrica. L'uso prolifico del carbone nell'Africa meridionale ha elettrificato la regione, ma ha anche causato notevoli problemi di inquinamento atmosferico e di salute pubblica. Inoltre, i paesi che dipendono fortemente dall'industria petrolifera, come la Nigeria, sono influenzati dalle variazioni dei prezzi nel mercato internazionale. Il forte calo dei prezzi del petrolio tra luglio 2014 e gennaio 2015 ha comportato un calo del 28% delle entrate dello stato²⁶.

Un modo per superare le sfide del settore può essere attraverso i *pool* di potenza regionali che consentono ai paesi di aggregare le risorse e estendere le griglie oltre i confini nazionali per capitalizzare la diversità regionale delle risorse e della domanda.

²⁴ Si rimanda al paper “*Should we build bigger dams? The actual costs of the development of megaproject of hydropower*”, A. Ansar et al., 2014.

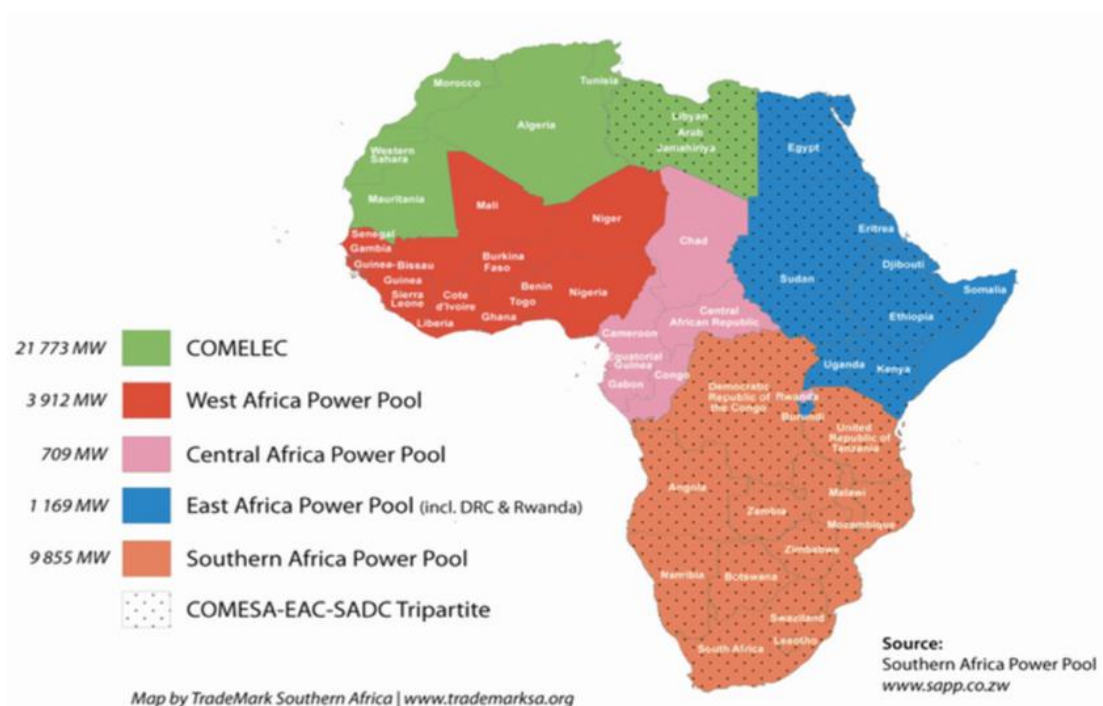
²⁵ Il gas *flaring* è quella pratica che consiste nel far bruciare, senza possibilità di recupero, il gas naturale presente nei giacimenti di petrolio. La pratica è attuata per l'eccessivo costo che comporterebbe la costruzione delle infrastrutture necessarie a immagazzinare e trasportare la risorsa.

²⁶ IRENA, 2015

Esistono già quattro pool di potenza regionali, ma solo il 7% circa dell'elettricità viene scambiato attraverso i confini internazionali, principalmente attraverso il pool di potenza sudafricano. Facilitare l'uso crescente dei quattro pool di centrali della regione potrebbe far risparmiare moltissimo denaro nel lungo periodo. Altre strategie per incorporare una grande quantità di generazione variabile di energia rinnovabile includono l'utilizzo di un giacimento idroelettrico esistente per fornire lo stoccaggio, l'implementazione di nuove tecnologie di stoccaggio chimico e meccanico e l'adozione di programmi di risposta alla domanda diffusi.

2.4.1 L'Energy Trading

Ad oggi quelle che rappresentano le infrastrutture adibite al commercio energetico sono sottosviluppate in considerazione delle loro potenzialità. Nel 1995 si ebbe la suddivisione dell'intero continente africano in quattro consorzi energetici: l'*Eastern African Power Pool* (EAPP), il *Western African Power Pool* (WAPP), il *Central African Power Pool* (CAPP), ed il *Southern African Power Pool* (SAPP).



L'importanza di utilizzare il commercio energetico fra i vari stati dell'Africa Sub-Sahariana come strumento per irrobustire l'intera infrastruttura africana è un passo fondamentale per raggiungere quella flessibilità della rete che si citava precedentemente, in grado di rispondere alle caratteristiche intrinseche della domanda subsahariana. I consorzi energetici sono stati creati con il fine ultimo di raggiungere

tale maggiore efficienza energetica attraverso una cooperazione fra stati subsahariani. Attualmente vi sono notevoli limitazioni al commercio di elettricità nell' Africa Sub-Sahariana. Il commercio è concentrato prevalentemente nell'area meridionale della regione. In tale regione il commercio interessa principalmente la fornitura di energia elettrica dal Sud Africa al Botswana. Tale fornitura copre quasi interamente la domanda del paese destinatario. Vi è anche un'altra tratta commerciale dal Sud Africa alla Namibia, coprendo quasi la metà di quest'ultima. Nonostante il consorzio energetico meridionale sia il più sviluppato dell'intera macroarea subsahariana, il commercio di elettricità del consorzio è vincolato dalle limitazioni della rete di trasmissione. Per quanto riguarda le altre aree dell'Africa subsahariana, il commercio di energia elettrica tra Ghana e Costa d'Avorio è da diversi anni una relazione proficua per entrambi le parti. Attualmente, la fornitura di elettricità va dalla Costa d'Avorio al Ghana. Questa fornitura continua ad essere trasmessa sino in Benin e Togo. Burkina Faso e Niger importano anch'essi elettricità dai paesi vicini. Nell'Africa orientale, il Kenya importa energia elettrica dall'Uganda, mentre il Djibouti dall'Etiopia. Quest'ultima è interessata da un processo di espansione delle sue esportazioni di energia elettrica ad altre aree della regione usando l'elettricità prodotta dai nuovi impianti idroelettrici. Sono inoltre in corso commesse per aumentare le interconnessioni con lo stato del Kenya.

2.5 L'elettrificazione rurale in Africa subsahariana

Numerosi studi recenti hanno sollevato dubbi su quanto l'espansione della rete nazionale in Africa subsahariana contribuisca allo sviluppo economico, nel breve termine. Uno studio sul Ruanda ha rilevato che i livelli di consumo di coloro che sono stati collegati alla rete, sia per le famiglie che per le imprese, sono rimasti modesti e questo anche 4 anni dopo la connessione²⁷. Non vi sono segnali di effetti moltiplicatori a livello economico derivanti da un aumento degli usi produttivi di energia elettrica. Tali usi infatti non andavano oltre una certa dimensione: per intenderci piccoli negozi e altre piccole imprese nel settore dei servizi. Una recente valutazione²⁸ su larga scala di un programma di elettrificazione rurale in Tanzania conferma i lievi effetti riguardo l'uso produttivo di elettricità. Per lo più in linea con il sopracitato *report* sul Ruanda, lo studio trova però riscontri positivi come le diminuzioni nell'uso di alcune fonti energetiche tradizionali nonché effetti positivi sull'uso dell'illuminazione. Un ulteriore aspetto da considerare inevitabilmente è l'improbabilità del recupero dei costi delle connessioni residenziali rurali dai soli pagamenti delle famiglie che ne usufruiscono.

Ciò è dimostrato tra l'altro, in studi²⁹ recenti in Kenya: in questi studi, i ricercatori hanno assegnato casualmente una serie di possibili tariffe di connessione per l'accesso alla rete a villaggi fino a quel momento non collegati ma comunque non lontani dalla rete. In un gruppo di villaggi alle famiglie era proposto un allaccio a prezzo pieno. In un secondo gruppo veniva proposto alla metà del prezzo e in un terzo le famiglie venivano collegate gratuitamente. Gli autori sono poi andati a stimare la disponibilità a pagare per la connessione alla rete. Da questo studio emerge che i tassi di adozione sono risultati elevati solo nei villaggi che nell'ipotesi venivano connessi gratuitamente, ovvero senza commissioni a capo dei residenti. Il tasso di adozione si è invece avvicinato allo zero nei villaggi con una commissione pari al solo 50% di quelle attuali in Kenya. Il documento compie inoltre una stima sul costo delle connessioni che anche in uno scenario ottimistico, superano notevolmente la disponibilità a pagare indicata. È bene specificare che la popolazione oggetto dello studio ha gravi limiti in materia di accesso ai finanziamenti. Tuttavia, nonostante questa considerazione, ed ogni altre possibili, ci si pone il serio interrogativo se l'eccesso dei costi di connessione rispetto

²⁷ *World Bank Economic Review*, 2017.

²⁸ Ricerca pubblicata dal *Mathematica policy research*, 2017.

²⁹ Si rimanda all'articolo accademico "*Experimental evidence on the demand for and costs of rural electrification*", Lee et al., 2016

alla disponibilità a pagare di questa tipologia di utenza finale possa essere attualmente giustificato economicamente. L'implicazione generale di queste osservazioni è che l'elettrificazione in Africa subsahariana richiederà molto tempo prima di essere economicamente conveniente, con lunghi periodi di ammortamento per gli investimenti iniziali. La questione difatti non è se la creazione di una moderna rete elettrica per l'accesso universale sia in definitiva auspicabile in Africa subsahariana. Certamente lo è. Il vero tema riguarda i tempi e la strategia per raggiungere questo obiettivo.

Da questo quadro iniziale sembra quasi che le prospettive future, almeno nel breve termine, siano sconcertanti. Tuttavia, esistono già oggi, alternative tecnologiche a basso costo che sono particolarmente efficienti nel fornire servizi energetici di base alle famiglie delle aree rurali dove i costi di estensione dell'infrastruttura sono, come visto, particolarmente elevati. I costi delle tecnologie *off-grid* su scala ridotta, in particolare i dispositivi di illuminazione solare e i sistemi solari domestici, sono diminuiti considerevolmente nell'ultimo decennio³⁰. I prezzi al dettaglio per il solare *off-grid* sono attualmente compresi tra i 10 USD per una lampada solare e 200 USD per un sistema solare da 20 Watt. Inoltre, molti esperti prevedono che le riduzioni dei costi continueranno nel futuro grazie all'innovazione tecnologica.

Il principale svantaggio del solare *off-grid* è che la quantità relativamente bassa di elettricità fornita limita ciò che questi sistemi possono fare per l'uso produttivo dell'elettricità. Tuttavia, i modelli di utilizzo dell'elettricità nelle aree recentemente elettrificate nell'Africa rurale sono tali da poter essere pienamente soddisfatte dal solare. Nelle aree rurali coperte dalla rete, le famiglie e le microimprese usano l'elettricità principalmente per l'illuminazione, la ricarica del telefono e l'intrattenimento, tipologie di consumi che possono essere facilmente soddisfatti dal fotovoltaico. Molti studi in materia hanno dimostrato che gli impianti solari *off-grid* è una modalità di accesso all'energia elettrica molto apprezzata dalla popolazione rurale: lo studio sopracitato ha evidenziato fra l'altro che la disponibilità a pagare per tali tecnologie/modalità aumenta e le persone sono pronte ad impegnare una (relativamente) alta percentuale dei loro redditi disponibili per investire in mini/micro-*grid*. Tuttavia, altre ricerche in materia, per diversi paesi subsahariani ha rilevato che tali investimenti richiederanno probabilmente una qualche forma di sussidi per

³⁰ si vedano a tal proposito i dati di *Lighting Global*, 2016.

raggiungere gli strati più poveri. Tali sovvenzioni saranno comunque convenienti per quelle zone a bassa domanda se paragonate con le spese coinvolte nell'estensione delle connessioni alla rete. Per citare un esempio, lo studio sulla Tanzania menzionato in precedenza mostra che il solare *off-grid* implica un onere molto più basso rispetto all'estensione della rete nazionale per i governi che aspirano ad espandere il servizio di base alla quasi totalità della popolazione (o comunque a raggiungere un elevato tasso di accesso).

Allo stato attuale, i responsabili delle politiche in Africa spesso non percepiscono il solare *off-grid* come elettricità reale. Questa concezione (errata) cambierà quando sarà chiaro che un determinato budget finalizzato a supportare l'accesso all'elettricità domestica in alcuni casi (come elettrificare zone rurali) può fornire risultati migliori sia in termini di qualità che quantità se utilizzato per l'*off-grid* piuttosto che per l'estensione della rete nazionale. Le evidenze empiriche che abbiamo esaminato sottolineano l'importanza di considerare sia gli approcci *on-grid* che *off-grid* per raggiungere tassi di accesso maggiori. Questo concetto è sottolineato anche dalla Banca Mondiale. In molte zone rurali dell'Africa, gli impatti dell'estensione della rete sullo sviluppo economico nel breve termine possono essere molto modesti, mentre le tecnologie *off-grid* possono essere più efficaci in termini di costi-benefici per soddisfare le esigenze di base delle famiglie. Nelle regioni ad alto potenziale commerciale, le zone industriali potrebbero essere collegate alla rete per favorire lo sviluppo economico e processi di produzione più sofisticati. Col tempo, mentre i redditi aumenteranno e le popolazioni si concentreranno in luoghi ad alta produttività, la rete potrà diffondersi fornendo nuove connessioni. Infine, i piani per l'espansione dell'accesso alle famiglie potranno incorporare sussidi ai poveri per le tecnologie *off-grid*. Saranno ovviamente necessari regimi di sussidi intelligenti e coerenti con la partecipazione attiva del settore privato al mercato solare *off-grid* od altri sistemi che si riveleranno essere altrettanto efficaci e che si baseranno comunque su una modalità di espansione *off-grid*.

2.6 Considerazioni conclusive

Tradizionalmente l'accesso all'elettricità è sempre stato concettualizzato come un indicatore binario: una casa o un'azienda aveva accesso alla rete elettrica, oppure no. Questa è la situazione presunta nei metodi di pianificazione tradizionali. Più recentemente, l'accesso all'elettricità è stato visto lungo un continuum di qualità del servizio, indipendentemente dalla fonte, che riconosce i diversi casi d'uso e realtà degli utenti. Da un lato del continuum c'è un utente con poche risorse e una limitata capacità di pagare l'elettricità. Il loro fabbisogno di elettricità è modesto: illuminazione notturna di base e forse ricaricare un cellulare. Ci sono anche clienti connessi alla rete, che consente loro di utilizzare apparecchi come televisori e aria condizionata, ma la fornitura è inaffidabile e di bassa qualità. Altri utenti, come le aziende, richiedono elettricità di alta qualità e alta affidabilità e dispongono dei mezzi per pagare una connessione alla rete, generatori di riserva e batterie. All'estremità del continuum si trova un utente industriale che può richiedere la stessa quantità di energia di molti altri tipi di clienti e richiede una connessione di rete ad alta tensione o una propria centrale elettrica. La pratica di pianificazione del sistema energetico in Africa subsahariana deve trovare soluzioni in grado di supportare lo sviluppo di tutti questi utenti.

Fino a questo punto abbiamo discusso di due potenziali percorsi per l'elettrificazione nella macroarea subsahariana: l'estensione della rete e i sistemi off-grid. La scelta dell'uno o dell'altro o di entrambe le modalità dipende dal livello di accesso desiderato, dalla loro fattibilità economica e dalle nuove opportunità offerte dal progresso tecnologico. Se si punta ad un elevato tasso di accesso non può escludersi la via dell'*off-grid*, in parallelo all'estensione della rete nazionale, e questo per molte delle argomentazioni di cui sopra. La fattibilità economica è rilevante per entrambi i casi: da un lato vi possono essere costi eccessivi per raggiungere zone remote e a bassa domanda che sarebbero meglio soddisfatte da un sistema distaccato, dall'altro, tali iniziative devono comunque essere sostenibili finanziariamente (incluso la possibilità di sussidi, puntando sull'innovazione tecnologica o meglio, un mix delle due). Infine, valutare le nuove frontiere della tecnologia per spostarsi su curve di costi-benefici sempre più efficienti.

Inoltre, sebbene la copertura della rete sia stata tradizionalmente considerata come il punto d'arrivo per tutti i percorsi di elettrificazione, l'esperienza ha dimostrato che insistere sull'estensione della rete può portare a sistemi troppo estesi che

forniscono alla fine un servizio scadente. I sistemi *off-grid* possono davvero essere una soluzione temporanea che consenta la crescita economica ad un livello per cui diverrà poi conveniente il pagamento di un sistema centralizzato. Tale approccio per esempio, è stato quello del modello di elettrificazione rurale cinese. Infine, approcci guidati dallo stato e dal mercato possono coesistere e sono auspicabili in Africa subsahariana dato che le precedenti esperienze di elettrificazione a livello globale hanno mostrato pochi precedenti per l'elettrificazione rurale da parte delle sole forze di mercato. Un forte sostegno del governo (finanziario, politico e normativo) fu essenziale per ottenere l'accesso universale in paesi come gli Stati Uniti o più recentemente la Cina. La scarsa capacità di pagare l'elettricità nelle aree rurali dell'Africa subsahariana implica anche che la sovvenzione sarà una componente essenziale per l'universalità dell'accesso all'energia elettrica. Tuttavia, lo stato dovrà garantire la redditività di queste sovvenzioni per il settore energetico nel suo complesso per evitare il collasso finanziario delle utility elettriche, caratteristica purtroppo comune nel settore energetico africano. Mentre i paesi sviluppati guardano verso scenari futuri incerti e modelli di business in evoluzione per le utility, l'Africa subsahariana ha la possibilità di giocare un ruolo da pioniere nel settore, con tutto quello che ne conseguirebbe in termini di sviluppo socioeconomico per l'intera macroarea.

3. La partecipazione privata

3.1 Considerazioni introduttive

L'Africa subsahariana ha conosciuto, dagli anni 2000, una straordinaria fase di crescita. Con un tasso di crescita medio annuo del 4,8% il PIL regionale è più che raddoppiato. Tale crescita sarebbe stata maggiore se la macroarea subsahariana avesse avuto abbastanza elettricità per soddisfare la crescente domanda di energia. Data la stretta correlazione tra il consumo di elettricità e la crescita economica, la Banca africana dello sviluppo (AfDB) stima che l'inadeguata fornitura di elettricità costa all'incirca il 2% di crescita del PIL all'anno. L'accesso limitato all'elettricità, come si è detto nei paragrafi precedenti, nonché la carenza cronica di energia ostacolano gli sforzi per massimizzare la crescita e aumentare gli standard di vita per quasi 1 miliardo di persone in tutta la regione. Nel presente lavoro ho individuato come principali fattori la capacità di produzione insufficiente, le reti di trasmissione e distribuzione inadeguate e alti livelli di perdita di energia. Questi elementi contribuiscono al deficit energetico della macroarea subsahariana. Sono necessari quindi, importanti (e crescenti) investimenti per espandere la capacità e migliorare le prestazioni all'interno di ciascun segmento della “catena dell'elettricità” (generazione, trasmissione e distribuzione). Sebbene molti governi locali attribuiscono un'alta priorità all'aumento dell'offerta di elettricità, nella maggior parte dei casi non si possono finanziare tali miglioramenti senza il capitale del settore privato.

L'aumento della capacità installata attraverso la partecipazione del settore privato tende ad incontrare molte più difficoltà nella distribuzione rispetto alla generazione e alla trasmissione. Ciò accade principalmente a causa delle intrinseche complessità tra i proprietari delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, gli investitori ed una serie di aspetti (in parte afferenti all'assetto regolatorio) riguardanti l'erogazione del servizio agli utenti finali. Le iniziative private nella distribuzione richiedono complessi accordi di allocazione del rischio tra investitori e proprietari di rete, oltre ad incentivi per allineare i loro interessi in merito agli obiettivi di capacità ed efficienza. Le *utility* coinvolte nei servizi di distribuzione inoltre operano in un complesso di regolamentazioni che riducono ulteriormente i margini di profitto. Tuttavia, la partecipazione privata nella distribuzione di energia elettrica è essenziale per soddisfare le crescenti esigenze della popolazione subsahariana.

Per soddisfare quella che sarà la domanda di elettricità attesa per il 2030, l'Africa subsahariana deve urgentemente rifocalizzare gli investimenti del proprio settore energetico. Tra il 2000 e il 2017, circa due terzi degli investimenti energetici nella regione sono andati verso la produzione di petrolio, principalmente a fini di esportazione. Nei prossimi due decenni, tuttavia, gli investimenti tra petrolio, gas, energia e carbone dovrebbero riflettere le mutevoli priorità e le esigenze di sviluppo più pressanti che abbiamo analizzato nel precedente capitolo. Ciò significa che la spesa nel settore energetico deve aumentare rispetto ai livelli attuali. L'*Africa energy outlook 2017* dell'Agenzia Internazionale dell'energia stima un aumento fino a circa il 50% degli investimenti totali, con circa il 30% destinato alla distribuzione di elettricità. Questo si traduce in circa 13 miliardi di dollari di investimenti di distribuzione ogni anno fino al 2040, circa il doppio dell'importo annuo che vi è stato tra il 2000 e il 2017.

Molti attori si sono già mossi per avviare progetti ed investimenti in quest'ottica di lungo termine. *Power Africa*, una partnership lanciata dall'ex presidente Barack Obama nel 2013, ha mobilitato governi statunitensi e africani, aziende private, organizzazioni internazionali e O.N.G. con l'obiettivo di raddoppiare l'accesso all'elettricità nella macroarea subsahariana. Ad oggi, il consorzio ha assicurato più di 20 miliardi di dollari in impegni per progetti individuali di oltre 100 partner del settore privato³¹. Anche diverse società cinesi stanno investendo nel settore energetico africano. Gli investimenti cinesi hanno rappresentato circa 13 miliardi di dollari e il 20% di tutti gli investimenti nella regione tra il 2010 e il 2015. Tali investimenti hanno coinvolto attori privati cinesi che si contraddistinguono per avere una forte partecipazione statale nel capitale sociale. L'Europa ha avuto sino ad ora una partecipazione più frammentaria e decentralizzata, creando una moltitudine di iniziative per promuovere l'elettrificazione nell'Africa sub-sahariana e limitando la sua potenziale influenza nello stimolare le riforme del settore energetico dei paesi subsahariani. Nell'intricato sistema composto da partnership e progetti promossi da diversi istituti/paesi europei risulta di estrema difficoltà stimare una reale cifra che possa indicare il contributo europeo in termini monetari. Infine, un'altra fonte significativa di investimento è l'AfDB, ente che mira a promuovere lo sviluppo economico sostenibile e il progresso sociale nei paesi membri. Dal 2011, l'istituto ha approvato oltre 702 milioni di dollari in finanziamenti per progetti energetici africani.

³¹ È possibile consultare il sito ufficiale di *Power Africa* a riguardo.

A parte questo breve quadro introduttivo che ha presentato la storia recente delle iniziative private in Africa subsahariana, nel seguente capitolo si andrà a presentare gli aspetti fondamentali, nell'ottica di un investitore privato, del settore elettrico in Africa subsahariana. Innanzitutto, si andranno ad individuare i numerosi elementi che possono ostacolare l'estensione/gestione del servizio elettrico nella macroarea subsahariana, partendo da quelle che sono le barriere all'entrata, analizzando i rischi e le variabili chiave che un attore privato deve tenere in considerazione. Si costruirà un modello di *risk assesment* che andrà a considerare i vari elementi in grado di influire su un investimento nell'ottica di lungo termine avendo sempre un chiaro focus sul business delle rinnovabili. Si andrà a compiere inoltre un'analisi più approfondita sui modelli di business andando a studiare i modelli presenti nel settore del fotovoltaico e di come questi impattino tanto sulla sostenibilità finanziaria quanto sul contesto sociale nel lungo periodo.

3.2 Barriere all'entrata

L'elettrificazione dell'Africa subsahariana, l'installazione di nuova capacità di generazione e l'estensione/gestione delle reti di trasmissione e distribuzione sono influenzati da molteplici aspetti. La comprensione di molte delle variabili che entrano in gioco nel momento in cui si ragiona sull'economicità di una possibile operazione d'investimento è fondamentale. Innanzitutto, nel voler individuare quelle che nel presente lavoro si ritengono essere le principali barriere all'entrata per un qualsivoglia attore privato si sono identificate sei principali categorie:

- **Politico - normativa:** come si è accennato nel primo capitolo, le barriere che cadono in tale categoria possono essere la mancanza di una strategia energetica di lungo termine o l'esistenza di regole che disincentivano gli investimenti come una pianificazione superficiale degli schemi tariffari. Da considerare anche l'inesistenza o la scarsa implementazione di una visione integrata fra i diversi settori economici nonché l'inaffidabilità di molti dati forniti dai ministeri o dalle agenzie designate che alterano i normali processi di valutazione economica. Sostanzialmente si tratta di tutte quelle decisioni in materia di regolamentazione del mercato che vanno ad intaccare le condizioni tecniche, commerciali o di processo, prese dalle parti chiamate in causa. Per gli aspetti tecnici per esempio, si consideri i requisiti richiesti dagli enti preposti in materia di frequenza, tensione o altri parametri necessari per una connessione sicura e solida tra gli utenti, la rete e gli impianti di produzione di energia. Per quanto concerne le decisioni in ambito commerciale ci si riferisce in sostanza a quelle regole che stabiliscono il prezzo di vendita del servizio di trasmissione di energia elettrica ai clienti, che influenzano a loro volta i contratti di vendita tra gli operatori, o che indicano le responsabilità assegnate alle parti che devono sostenere i costi di connessione tra l'impianto e la rete. Infine, la regolamentazione vigente può andare ad intaccare anche le decisioni di processo come l'identificazione delle parti interessate da consultare per intervenire su uno o più aspetti precedentemente menzionati, o le informazioni da fornire prima di rilasciare una licenza o un permesso, e i possibili tempi di risposta.
- **Economica:** si intende qui sia l'insufficienza di forme di consulenza in grado di dare stime affidabili dei rischi e dei requisiti richiesti sia a livello di supporto

finanziario nonché il rischio valuta e l'instabilità dei tassi di cambio. Un elemento che può andare ad influire sulle prestazioni di un progetto è il rischio valutario. Frequentemente le diverse valute nei paesi subsahariani sono state soggette a improvvise fluttuazioni o svalutazioni. Questo aspetto può essere amplificato da altri fenomeni economici come l'inflazione. Gli investitori dovranno essere in grado di adottare contromisure per gestire o trasferire questo rischio, per esempio attraverso attività di hedging;

- **Tecnico-manageriale:** in tale categoria ci si riferisce alla scarsità di personale specializzato sia in termini tecnici e quindi ingegneri e personale tecnico in grado di gestire le strutture e gli impianti elettrici, sia in termini di adeguatezza amministrativa nella gestione della struttura aziendale. Le prestazioni del progetto possono essere influenzate in modo significativo dall'incapacità di supervisionare il funzionamento del sistema elettrico. Nell'eventualità di problemi tecnici in merito alla produzione di elettricità o al trasporto di questa all'utenza finale ciò andrebbe ad inficiare notevolmente la capacità reddituale di un possibile investimento come tra l'altro è accaduto e accade a causa delle problematiche sopracitate. Un altro aspetto importante è la riscossione delle commissioni derivanti dal servizio di pubblica utilità: non di rado nei paesi subsahariani vi è uno scostamento temporale notevole tra la fornitura del servizio di energia elettrica e il suo pagamento e questo si traduce in ovvi problemi di liquidità per l'operatore del servizio.
- **Infrastrutturale:** si considerino le condizioni di bassa capillarità territoriale delle reti di trasmissione e distribuzione, gli elevati costi transazionali nella pianificazione e realizzazione di un progetto, la necessità di una fornitura flessibile in grado di soddisfare il fabbisogno giornaliero nelle fasi di picco, la difficoltà d'adattamento fra fasce ad alto reddito concentrate nelle zone urbane e fasce a basso reddito come per esempio gli abitanti connessi alla rete nelle zone rurali. L'efficienza di un progetto di elettrificazione è influenzata anche dal modo in cui sono progettati i carichi elettrici del sistema. Nel momento in cui dovessero esserci incertezze legate al picco di domanda, il sistema potrebbe non essere in grado di soddisfare un carico elettrico eccessivo. Il tutto genererebbe un costo-opportunità. Inoltre, un'altra possibilità che potrebbe andare a modificare le prestazioni previste del progetto sono i costi di transazione, intesi come il tempo e le risorse necessari sia per la ricerca di

informazioni che per la definizione di accordi tra le controparti. In particolare, nei paesi subsahariani, la stipula di contratti con il governo e le autorità del settore pubblico comporta spesso costi aggiuntivi rilevanti.

- Comunicativa: in tale categoria vanno considerati due aspetti: la mancanza di collaborazione tra investimenti del settore privato e integrazione nelle strategie di pianificazione economica dei paesi subsahariani nonché la limitatezza nel coinvolgimento e nella partecipazione delle comunità locali. Il monitoraggio delle strategie energetiche attuate a livello nazionale o regionale è un'attività fondamentale che influisce certamente sulle prestazioni di un progetto. Nei paesi subsahariani ciò è difficile a causa di una scarsa trasparenza o di repentini cambiamenti nel processo decisionale. Questo aspetto è poi da combinare alla “dimensione sociale” nel quale viene inserito il progetto. Il coinvolgimento delle comunità locali infatti potrebbe consentire l'individuazione di ulteriori fattori rilevanti. A tal proposito si rimanda al primo capitolo in cui si sono citati studi accademici che hanno riscontrato come spesso alcune frange della popolazione (spesso in zone rurali) è più propensa a pagare per un servizio derivante da un progetto *off-grid* piuttosto che un allaccio alla rete nazionale facente parte di un più ampio progetto di estensione della rete nazionale.
- Evolutiva: si fa rientrare qui il rischio tecnologico che contraddistingue gli *asset* dei sistemi elettrici. La stessa infrastruttura in Africa subsahariana è spesso da riammodernare o richiede livelli di manutenzione maggiori rispetto a quelli attuali. All'obsolescenza degli *asset* si aggiunge la mancanza di modelli di business innovativi, o meglio la non implementazione di questi, che potrebbero andare a risolvere non solo problemi di flessibilità della rete³² ma anche problemi relativi all'efficienza dell'infrastruttura e sostenibilità finanziari dei progetti. Vi è inoltre una conoscenza inadeguata del mercato e di quella che potrà essere l'evoluzione futura della domanda proprio a causa dell'inaffidabilità di molti dati nonché l'irrazionalità con cui in passato gli stati subsahariani hanno strutturato i piani energetici nazionali. Infine, va considerata l'evoluzione della disponibilità di risorse energetiche. Gli elementi che possono modificare le prestazioni di un progetto nel tempo potrebbero riguardare sia il lato dei costi che il lato dei ricavi. Tra i costi, i costi operativi dell'impianto di generazione di energia devono essere considerati con molta

³² Si veda il capitolo 1, paragrafo 2.3.1

attenzione. Un aumento del prezzo dell'energia primaria potrebbe incidere sulla redditività dell'intero sistema elettrico andando a porre un problema di flessibilità per poter far fronte a tali eventualità. Tra i ricavi, vi sono le esigenze degli utenti e il loro numero che è un aspetto fondamentale nonché una delle variabili primarie nell'andare a considerare l'intero progetto d'investimento e la sua fattibilità. È evidente che un'eccessiva stima porterebbe all'impossibilità di rimborsare nel tempo i costi sostenuti per l'avviamento del progetto, mentre al contempo una eventuale sottostima andrebbe a creare significativi costi-opportunità. È necessario infine identificare in anticipo i fenomeni in grado di modificare il fabbisogno elettrico totale che il sistema dovrà soddisfare. Sebbene tale attività sia più facile a dirsi che a farsi, un investitore privato deve studiare profondamente le caratteristiche dello stato subsahariano che sta prendendo in considerazione dato che a prescindere da alcuni elementi di omogeneità dell'intera regione subsahariana, ogni paese ha delle caratteristiche intrinseche che fanno riferimento al territorio, alla sua storia ed alla popolazione locale. Infine, non meno importante è lo studio delle fonti che il paese utilizza per la produzione di energia e su cui si basa il sistema elettrico nonché di come queste possano cambiare nel tempo (ad esempio un corso d'acqua che riduce progressivamente la sua portata andando ad inficiare sulla produttività di un eventuale progetto idroelettrico);

Da questo quadro generale possiamo notare come gli ostacoli iniziali siano già molti. Vi sono problematiche di carattere normativo, economico-finanziario, di pianificazione progettuale, previsione del mercato e tecnico. Che si stia considerando un grande progetto idroelettrico o di estensione della rete nazionale o un progetto di più modeste dimensioni come una *mini-grid*, gli elementi di rischio sopracitati vanno presi in seria considerazione per la buona riuscita di tali operazioni in Africa subsahariana. Nel prosieguo si è voluto proporre un modello per andare ad individuare quelle caratteristiche peculiari di ogni regione/paese subsahariano in modo da prevedere e identificare le aree di interesse da valutare per poter fare uno studio preliminare in grado se non altro di scartare quelle situazioni in cui è palese il non soddisfacimento di alcuni requisiti minimi come un clima economico favorevole piuttosto che la disponibilità di una particolare risorsa.

3.3 Analisi dei rischi

Di seguito si è voluto elaborare un modello di *risk-assessment* per poter evidenziare e valutare le varie categorie di rischio per un investimento nel settore elettrico in Africa subsahariana. In linea con quanto esposto nel primo capitolo e stando anche alle dichiarazioni più volte ripetute negli ultimi anni da organi sovranazionali come la Banca Mondiale o l'*International Energy Agency*, si è voluto, nella costruzione di questo modello, focalizzarsi sul mercato delle rinnovabili e quindi, sull'analisi di possibili rischi connessi ad un investimento in tale settore.

Il modello che seguirà consisterà sostanzialmente nell'andare a scomporre in una serie di indicatori quella che è la dimensione nella quale si muovono le variabili che nel presente lavoro si ritiene vadano ad influenzare la profittabilità di un investimento nel settore dei servizi elettrici con fonte rinnovabile in Africa subsahariana. Con la costruzione di tre grafici a radar, che rappresenteranno tre diverse macrocategorie di rischio, si andrà ad assegnare un voto ad ogni indicatore. Tale voto sarà una valutazione del rischio inerente a quell'indicatore e andrà da una scala di 1 (molto rischioso) a 5 (rischio basso/contenuto). Ovviamente è bene precisare che la valutazione/assegnazione del voto è in questa sede, puramente soggettiva. Lo scopo di questo modello di *risk assessment* non è tanto quello di fornire valutazioni assolutamente inoppugnabili ed oggettive, semmai dovesse realmente esistere una possibilità del genere, ma quello di fornire un quadro di valutazione idoneo che vada a comprendere la maggior parte delle variabili in gioco che un potenziale investitore privato deve considerare in questo contesto.

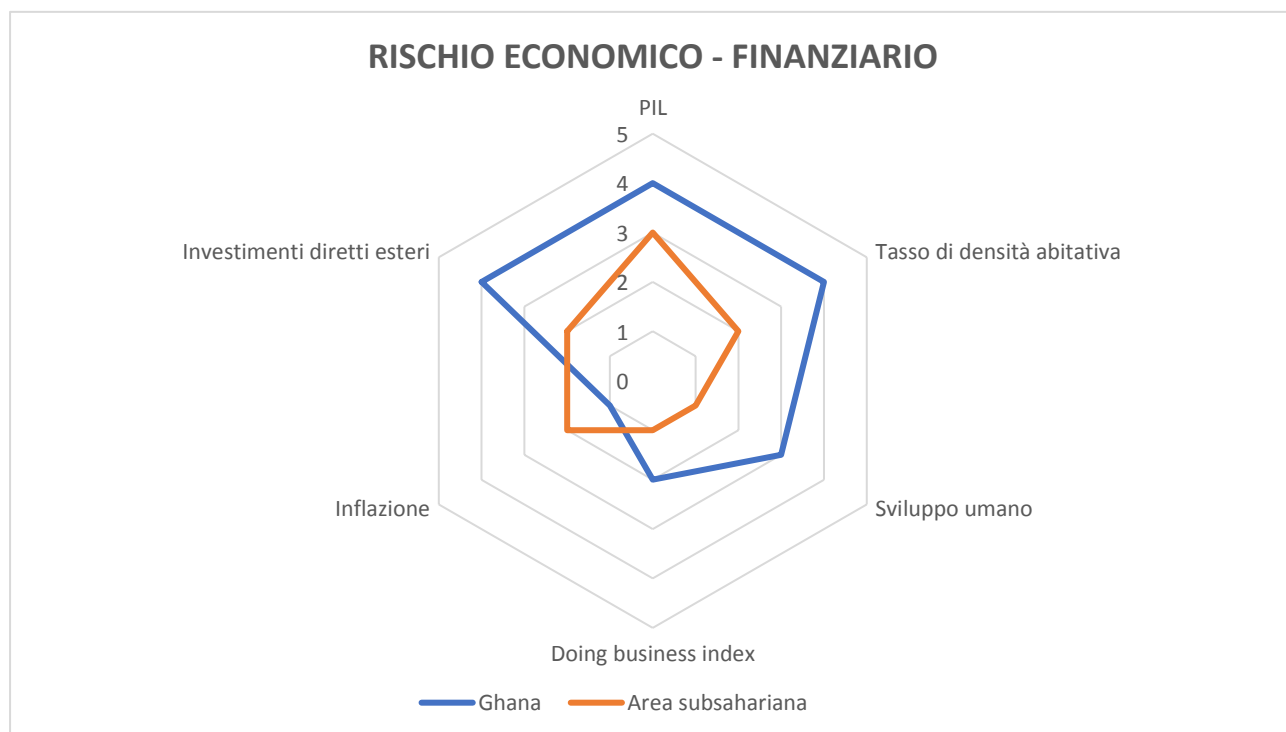
Procedendo con la presentazione del modello si parte con l'elencare le tre macrocategorie di rischio individuate e rappresentate dai 3 grafici a radar:

- Inerente alla sfera economica-finanziaria. In questo grafico si andrà a scomporre la dimensione economico-finanziaria in alcuni indicatori fondamentali come il famoso *Doing business index* della Banca Mondiale, il quale rappresenta una valutazione di diversi parametri: la complessità a livello regolatorio di avviare un'impresa, il livello di protezione dei diritti di proprietà ecc... Altri indicatori considerati sono la crescita del PIL, il tasso di inflazione, il livello di sviluppo umano, la quantità di investimenti diretti esteri (IDE) o il tasso di densità abitativa. Quest'ultimo abbiamo visto, e vedremo più approfonditamente in seguito, essere un parametro

molto importante, soprattutto in fase di pianificazione, per capire quelli che potranno essere i futuri ritorni attesi sul capitale.

- Inerente al business delle rinnovabili. In questo secondo grafico si andranno a considerare grandezze attinenti al mondo delle rinnovabili e specificatamente correlati alla produzione e disponibilità di tali risorse.
- Inerente al contesto. In quest'ultimo grafico si considereranno fattori legati sia al contesto esterno che a quello interno. Si procederà ad una valutazione tenendo in considerazione parametri quali il rischio di disastri naturali, molto importante per esempio nel caso di progetti idroelettrici, rischi collegati all'instabilità politica o monetaria, o indicatori quali il *credit risk index* o l'*operative risk index* che vanno ad esprimere un giudizio sul rischio legato alla certezza dei crediti piuttosto che la gestione operativa del business.

Di seguito si userà il modello appena descritto per analizzare il Ghana, confrontandolo alla media della regione subsahariana in modo tale da dare al lettore un termine di paragone ed un esempio pratico della funzione di questo modello.



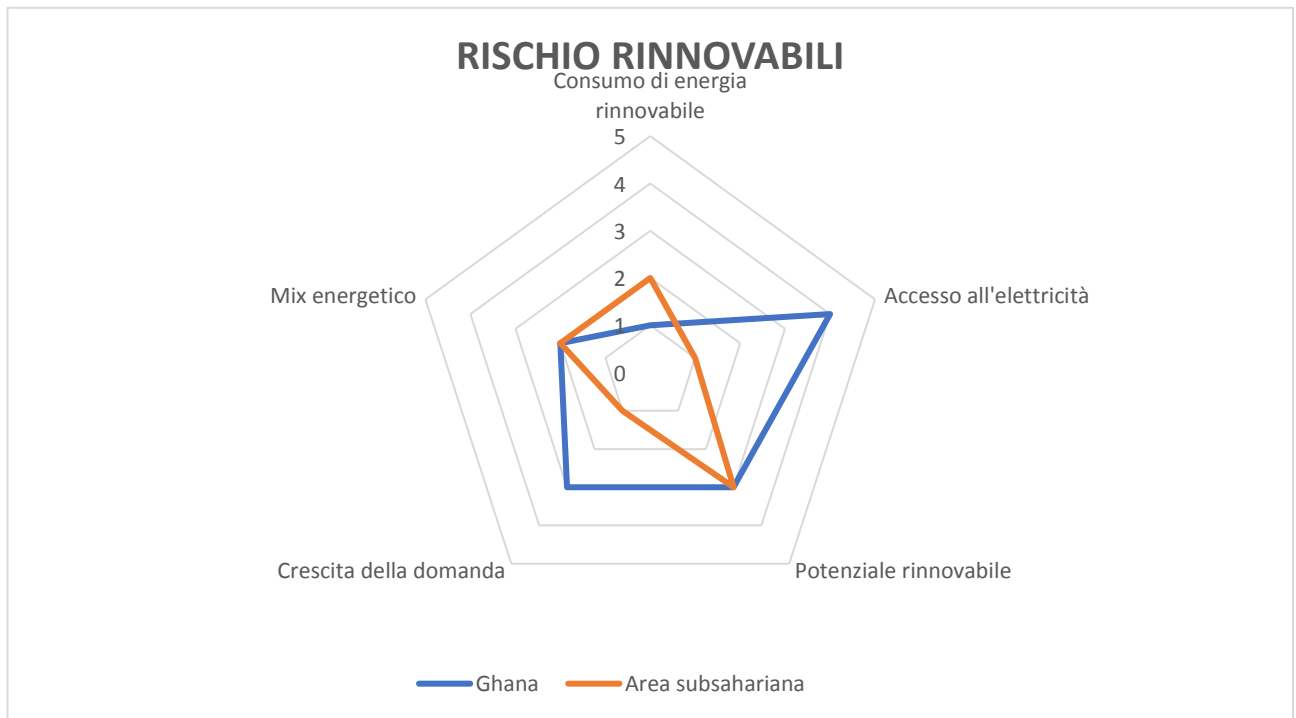
Come può vedersi dal grafico di cui sopra il Ghana ha sperimentato negli ultimi anni una crescita rilevante del prodotto interno lordo, specialmente se confrontato con la media dell'intera macroarea subsahariana. L'economia ghanese è cresciuta negli

ultimi 10 anni ad un tasso medio dell'8% toccando picchi del 14% nel 2011. Il paese è uno dei più progressisti e sviluppati dell'intera regione ed è spesso preso ad esempio come modello di crescita per gli altri paesi subsahariani. Tuttavia, di recente, il crescente debito combinato ad un elevato tasso d'inflazione (molto superiore alla media subsahariana come si può vedere dal grafico) ha frenato questa crescita e posto serie sfide per il futuro. L'indice di sviluppo umano, come si vede in grafico, è sicuramente superiore alla media della regione ma comunque rallentato (come in molti altri paesi subsahariani) dall'elevato costo dell'energia e dell'elettricità.

Il livello di densità abitativa è anch'esso molto alto rispetto alla media regionale e questo grazie alle caratteristiche intrinseche del paese che ha una superficie di 238.540 km² (molto inferiore alla media africana) ed una popolazione di 27 milioni di abitanti che risulta considerevole rapportata all'estensione territoriale del paese.

Negli ultimi anni, i flussi di IDE verso il Ghana sono aumentati costantemente, fino al 2016. Nel 2017 però, gli afflussi di investimenti diretti esteri sono diminuiti del 6,6%, passando da 3,5 a 3,2 miliardi di dollari. Il paese è comunque il 4° più grande destinatario di IDE in Africa. Secondo l'*UNCTAD Global Investment Report 2018* i flussi sono stati stimati in aumento e a questo ha contribuito anche gli investimenti effettuati dal gruppo italiano Eni per lo sviluppo del grande giacimento di gas di Sankofa. La Cina invece ha registrato il maggior numero di progetti di investimento presso le istituzioni del Ghana, seguiti da India, Regno Unito, Sudafrica, Turchia, Mauritania e Francia.

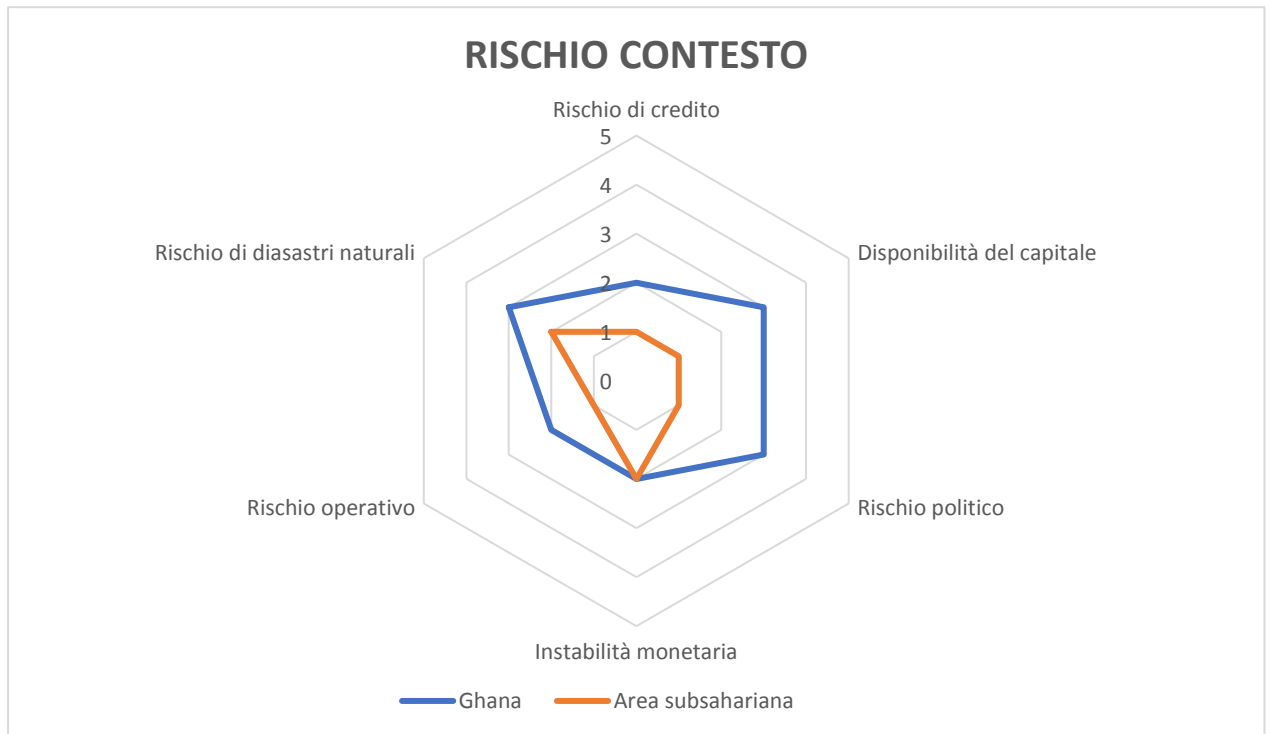
La crescita della domanda di energia elettrica per uso domestico ed industriale, unita al ritmo piuttosto lento dello sviluppo delle sue infrastrutture energetiche, ha lasciato il Ghana costantemente a recuperare terreno per soddisfare il suo fabbisogno di energia elettrica.



Il settore delle energie rinnovabili, come contributo al mix energetico in Ghana, ha una storia relativamente recente. Con il passaggio della legge sull'energia rinnovabile del 2011, il paese ha registrato una crescita significativa nel settore delle rinnovabili con oltre 100 società che si sono registrate per fornire soluzioni di energia rinnovabile al paese. Tuttavia, solo tre progetti di energia rinnovabile sono stati collegati alla rete nazionale per ora (un impianto solare da 2,5 MW, un impianto solare da 20 MW e un impianto di produzione di energia elettrica da biogas da 100 kW)³³. Il contributo delle energie rinnovabili al mix energetico totale del Ghana è attualmente stimato allo 0,2%. Sebbene l'attuale contributo sia piuttosto scarso, con la politica del paese volta a far sì che le rinnovabili contribuiscano al 10% del proprio mix energetico vi sono molte opportunità per gli investitori privati nel settore delle rinnovabili di contribuire al raggiungimento di questo obiettivo.

³³ Per riferimenti si veda il sito www.energycom.gov.gh.

Il *National Electrification Scheme* del governo del Ghana ha l'obiettivo politico di raggiungere l'accesso universale all'elettricità da parte di tutti i ghanesi entro il 2020. A partire già dal 2016 l'82,5% della popolazione del Ghana ha l'accesso all'elettricità, percentuale di gran lunga superiore alla media della regione.



La disponibilità del capitale in Ghana ha ricevuto notevole attenzione con il passaggio del *Ghana Investment Promotion Center Act, 2013 (GIPC Act)*. Questa legge ha istituito il Centro per la promozione degli investimenti in Ghana (GIPC), che è l'ente responsabile di incentivare e promuovere gli investimenti nel paese e di creare un framework normativo attraente per gli investitori. Gli incentivi includono: trasferibilità incondizionata di dividendi o utili netti attribuibili all'investimento; pagamenti relativi a servizi di prestito dove è stato ottenuto un prestito estero; commissioni e oneri relativi a qualsiasi accordo di trasferimento di tecnologia registrato ai sensi del GIPC; e la rimessa dei proventi (al netto di tutte le imposte e altri obblighi) in caso di vendita o liquidazione dell'impresa o di qualsiasi interesse attribuibile all'investimento. Vi sono poi garanzie contro l'esproprio e esenzioni dai dazi all'importazione, dalle imposte sulle vendite o dalle accise su impianti, macchinari, attrezzature o parti di esse necessarie per l'impresa. Il Ghana inoltre è una delle democrazie più solide in Africa subsahariana. Tuttavia, la rilevante percentuale di energia prodotta da fonti idroelettriche espone il paese ad un rischio di disastro naturale non trascurabile.

In conclusione: si è esposto, attraverso la rappresentazione di questo modello, un esempio delle variabili da considerare nel momento in cui un investitore privato voglia valutare pro e contro di un potenziale investimento del tipo sopra descritto, in Africa subsahariana. Sebbene tale modello non abbia pretesa di esaustività dei fattori considerati e, sebbene il buon senso preveda che nel valutare un investimento sia meglio condurre analisi approfondite non solo sul potenziale paese target ma anche sui possibili siti su cui effettuare tale investimento, si ritiene che un modello così strutturato possa innanzitutto dare al lettore di questo lavoro degli strumenti di base per comprendere il quadro complessivo ed inoltre fungere da filtro iniziale per escludere paesi target palesemente (già da una prima analisi come questa) non convenienti per un investimento nel settore delle rinnovabili, in Africa subsahariana.

3.4 Analisi dei sistemi elettrici

L'Africa sub-sahariana, come ampiamente discusso in questo lavoro, è caratterizzata da bassi tassi medi di elettrificazione. Tale situazione è sicuramente molto differente da altre regioni in via di sviluppo come il l'America Latina o il Sud-est Asiatico. Secondo gli attuali *trend* di sviluppo le nazioni africane che saranno in grado di ottenere l'accesso universale all'elettricità per il 2050 sono meno del 50%³⁴. Un importante ostacolo a tale processo è costituito dai costi relativi all'elettrificazione rurale. I costi relativi all'elettrificazione di tali contesti remoti risultano essere troppo elevati disincentivando gli operatori (come spesso accaduto in passato) ad aumentare l'accesso a queste aree dove, si badi, risiedono comunque potenziali consumatori che hanno sia la necessità che la disponibilità a pagare per questi servizi.

Un aspetto importante da considerare al fine di incrementare il tasso d'accesso all'elettricità è per l'appunto la distanza di molti insediamenti dalla rete nazionale. L'aumento dei costi infrastrutturali e di connessione limita quindi l'espansione della rete da parte dei governi e delle *utility* locali. Nell'intera macroarea sub-sahariana, infatti, sono stati compiuti numerosi tentativi di politiche di incentivazione volte a ridurre il prezzo dell'elettricità, aumentando così la possibilità di accesso per il consumatore medio di quelle aree, tuttavia, tali forme di incentivi sono molto dispendiose e limitano la sostenibilità finanziaria del sistema energetico andando a consumare risorse che potrebbero essere utilizzate in progetti per l'incremento dei tassi di accesso. Bisogna infatti comprendere che gli incentivi vanno a ridurre le tariffe per i consumatori che sono già connessi alla rete, mentre la popolazione che non ha ancora accesso non è in alcun modo avvantaggiata da ciò. Questo implica che tali modalità non vanno ad aumentare la percentuale di popolazione che ha accesso ai servizi elettrici e quindi non contribuiscono all'aumento dell'indice di accesso all'elettricità.

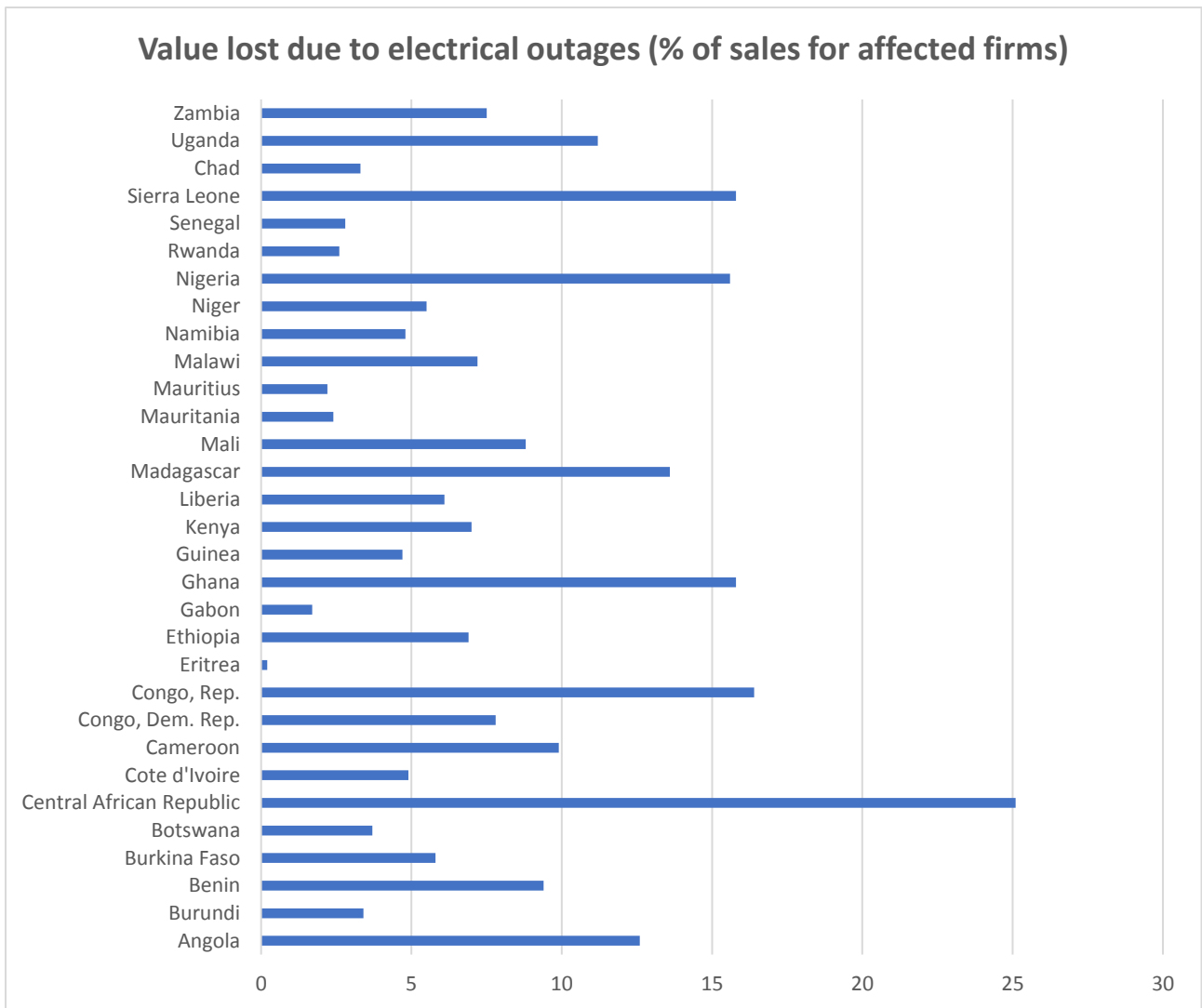
Un altro aspetto da considerare è l'inaffidabilità del sistema elettrico che nel tempo va ad inficiare la domanda locale. Un indicatore che può essere d'aiuto per capire questo è il numero di interruzioni di fornitura e la loro durata. Sfortunatamente ad oggi è difficile avere un quadro chiaro di tale situazione poiché la maggior parte delle nazioni in Africa subsahariana non raccoglie dati in modo sistematico e

³⁴ IEA, 2014.

accurato. Il database della Banca Mondiale³⁵, che considera informazioni fornite da realtà aziendali locali, ci dice che il numero medio di interruzioni di servizio per le aziende che operano in Africa sub-sahariana è di 79 interruzioni l'anno, mentre la durata di queste interruzioni e le perdite dovute alle medesime sono rispettivamente 5,8 ore e l'8,5% l'anno.

Queste inefficienze del sistema elettrico stanno inibendo la crescita e la competitività dei paesi subsahariani. Il problema delle interruzioni di alimentazione inibisce in modo rilevante la crescita economica, in particolare a causa del suo effetto dannoso in termini di produttività aziendale. Utilizzando i dati della *World Bank* si stima che l'impatto delle variabili ambientali (infrastrutturali in particolare) sulla produttività aziendale, nella maggior parte dei paesi subsahariani, sia il fattore che pesa di più: circa il 35-65% degli investimenti per la produttività aziendale, distanziando notevolmente altri fattori critici come la corruzione o l'eccessiva burocrazia. Le interruzioni alla fornitura del servizio elettrico si traducono sostanzialmente in danni economici per le aziende. Le interviste della Banca Mondiale e i dati raccolti permettono di avere un'idea di quanto valore si perda a causa dei blackout (in termini di percentuale delle vendite). Di seguito uno schema riassuntivo.

³⁵ Per il database è possibile consultare il sito www.enterprisesurveys.org del World Bank Group .



Fonte: World Bank database, custom chart³⁶

Altra conseguenza di tale fenomeno è la propensione da parte di diversi tipi di consumatori di optare per forme di investimento in tecnologie alternative di generazione di energia al fine di soddisfare le loro esigenze di energia elettrica. La qualità dell'elettricità è una sfida particolarmente importante per il mondo industriale subsahariano. L'analisi fatta fino ad ora non è esaustiva ma rappresenta bene quello che oggi è un vincolo per lo sviluppo del settore industriale della maggioranza dei paesi subsahariani. Stando alle interviste della Banca Mondiale le aziende che operano in paesi in cui le interruzioni di fornitura elettrica superano le quattro/cinque volte al mese identificano la qualità del servizio elettrico come uno dei maggiori vincoli alla propria attività e sono chiaramente più propensi ad adottare un proprio

³⁶ La scelta dei paesi in tabella è stata fatta privilegiando paesi con dati recenti ed escludendo quindi quei paesi con dati non aggiornati dal 2010.

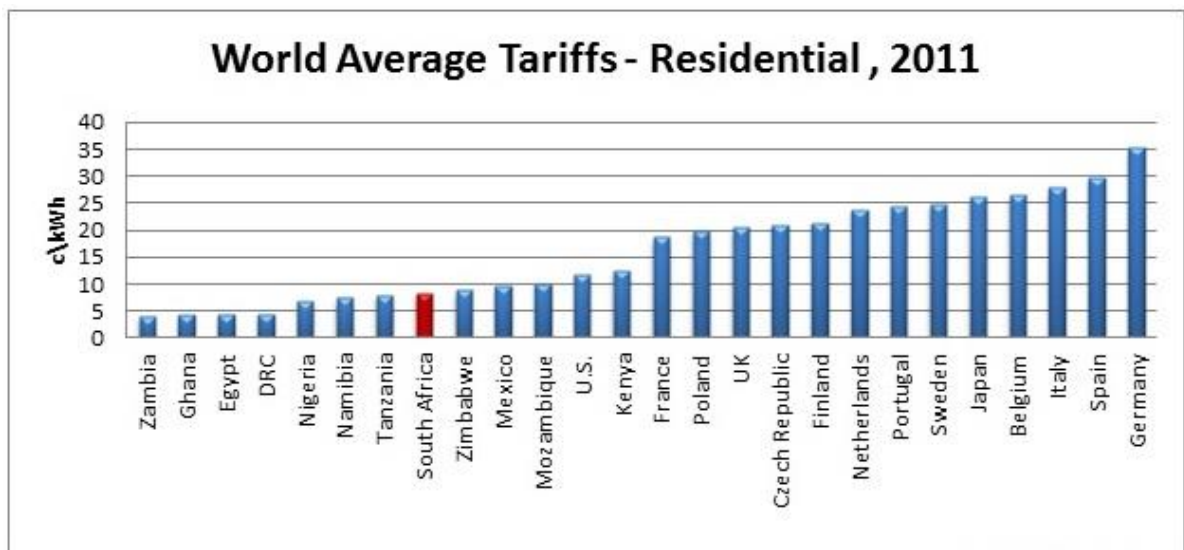
impianto di generazione di energia. Questa scelta è ovviamente influenzata anche dalla dimensione dell'azienda, dal settore e dal livello di esportazione dell'azienda. Per questo motivo, le stime indicano che la capacità “di emergenza” installata nelle nazioni dell'Africa sub-sahariana è di circa 790 MW. In alcuni paesi costituisce persino una parte rilevante della capacità installata nazionale. L'energia elettrica che è così generata riesce a supportare le attività per il funzionamento delle realtà aziendali che l'adoperano ma con costi significativamente superiori il che va ad inficiare la competitività dell'intera struttura aziendale.

La maggior parte degli impianti di generazione di energia nei paesi target è una fonte di approvvigionamento inaffidabile. La manutenzione è problematica sotto molti aspetti, è difficile trovare pezzi di ricambio e anche l'identificazione dei punti di perdita nella trasmissione e distribuzione è un problema molto complesso. Le agenzie e gli operatori locali dell'energia non sono riusciti a fornire servizi elettrici adeguati a numerose popolazioni, specialmente nelle comunità rurali. Nella letteratura economica è noto che l'inaffidabilità nella fornitura di elettricità si traduce in una perdita di benessere³⁷. Nonostante questo, la raccolta dati in materia è frammentaria e incompleta. La causa è sicuramente la mancanza di dati microeconomici di riferimento appropriati che potrebbero essere utilizzati per interpretare le risposte del mondo residenziale e industriale a questi problemi.

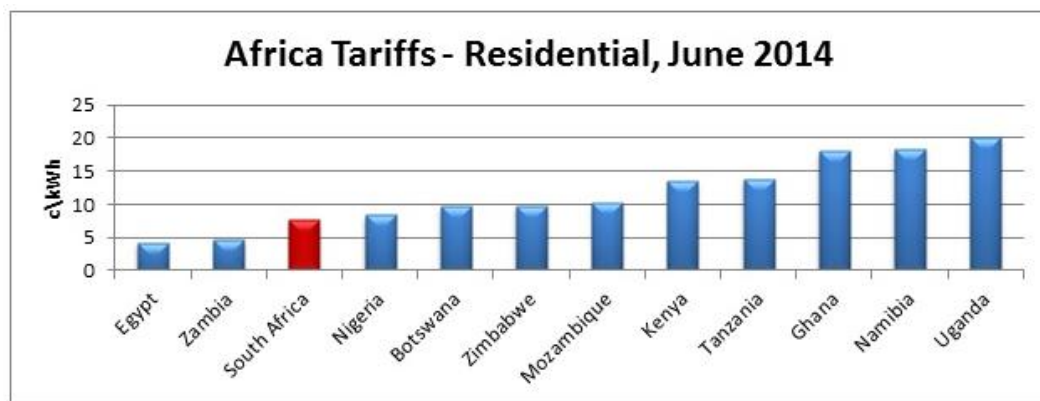
³⁷ Kessides, 1993.

3.4.1 La struttura tariffaria

Per avere un quadro complessivo completo è bene citare anche il prezzo elevato dell'energia elettrica in Africa subsahariana che, insieme alla problematica delle interruzioni di servizio di cui sopra concorrono a smorzare la domanda di energia elettrica nella regione. Il tasso medio di prezzo per kWh è circa il doppio di quello riscontrato in altri paesi in via di sviluppo. Certamente, il dato medio è influenzato da una grande variabilità del campione, si presenta infatti di seguito una comparativa sia con paesi sviluppati che altri paesi in via di sviluppo, africani e non.



Source: OECD; Frost & Sullivan

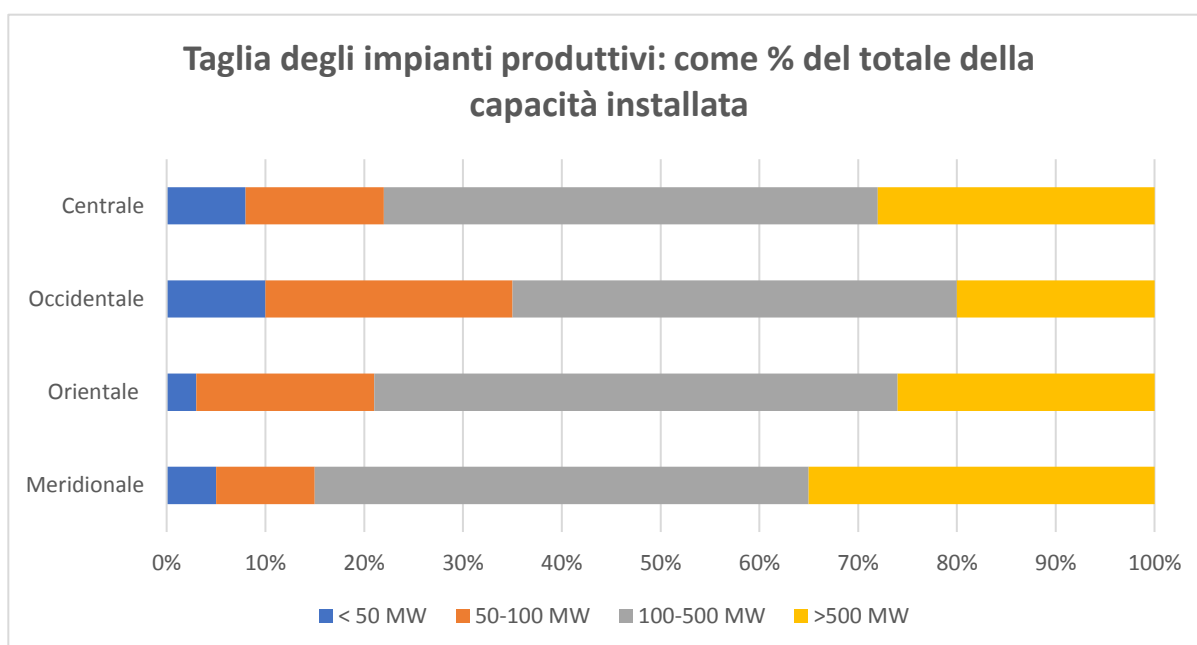


Source: Respective Utilities

Secondo una ricerca condotta dalla società di consulenza, *Frost & Sullivan*, da cui sono presi i grafici precedenti, i prezzi dell'elettricità in Sud Africa (barra in rosso per entrambi i grafici) sono molto competitivi se confrontati con altri paesi sia europei che africani. Il problema per quello che concerne il presente lavoro è che il Sud Africa rappresenta un'eccezione. Molti paesi africani hanno infatti tariffe

(rappresentate qui in centesimi di dollaro per kWh) di gran lunga superiori a quelle sudafricane.

A tal punto risulta interessante cercare di capire come tali tariffe vanno poi a coprire i costi dei sistemi elettrici nazionali sottostanti. Volendo rappresentare le caratteristiche degli impianti di produzione nelle varie regioni subsahariane (centrale, orientale, occidentale e meridionale) si va a suddividere ogni regione per categoria di grandezza dell'impianto: avremo impianti piccoli (minori di 50 MW di produzione), relativamente piccoli (tra 50 e 100 MW), medio-grandi (da 100 a 500 MW) e grandi (oltre i 500 MW di produzione).



Fonte: IEA 2010

Il grafico di cui sopra mostra la distribuzione delle tipologie di impianto nelle regioni in rapporto alla capacità installata totale. Per un utente da 2 kW ad esempio (il valore medio in Italia è 3,5 kW a persona), nelle regioni occidentali, che sono caratterizzate da un'ampia diffusione di piccole centrali elettriche distribuite sul territorio e alimentate prevalentemente a diesel, il prezzo medio dell'elettricità è di circa 0,17 \$/kWh. Nei paesi situati nella regione meridionale del continente, dove l'elettricità generata proviene principalmente da grandi impianti idroelettrici, il prezzo medio di fornitura del servizio elettrico è notevolmente inferiore, fino a 0,07 \$/kWh. Le nazioni della regione orientale forniscono il servizio in media a 0,13 \$/kWh, quelle della regione centrale a 0,15 \$/kWh. Da questi confronti è chiaro

quindi, che maggiore è l'utilizzo di impianti di grandi e medie dimensioni e minore è il prezzo di fornitura di energia elettrica agli utenti.

Tutte le considerazioni appena fatte hanno trascurato una componente fondamentale: il costo del trasporto dell'elettricità dal produttore all'utente. Le variabili che lo influenzano sono numerose (estensione territoriale, scelte tecniche, caratteristiche della rete ecc...). Tuttavia, è bene precisare che lo sfruttamento di economie di scala nella produzione di energia elettrica al fine di soddisfare una domanda di elettricità della popolazione a un costo accettabile non risulta sempre l'opzione più conveniente. Un impianto garantisce una ricopertura dei costi più veloce se funziona sempre a pieno regime e vende tutta l'energia elettrica prodotta. Tuttavia, per trasportare queste grandi quantità di energia agli utenti disposti a comprarla, vi sono spesso problemi legati al territorio, si pensi al discorso trattato nel precedente capitolo in materia di perdite sistemiche in Africa subsahariana. Pertanto, la costruzione di un impianto di grandi dimensioni è giustificata solo in un contesto predisposto per il soddisfacimento di una grande domanda non ancora soddisfatta e che non presenta difficoltà nel raggiungimento di tutti gli utenti finali. La situazione appena descritta è però raramente la norma in Africa subsahariana, dove la domanda è sì in crescita ma rimane ancora contenuta e soprattutto distribuita in modo non omogeneo sul territorio.

Un aspetto su cui occorre prestare attenzione sono le modalità di recupero dei costi connessi alle connessioni al sistema elettrico. L'importo che il nuovo utente deve pagare per la costruzione dell'infrastruttura è uno degli ostacoli più importanti all'elettrificazione universale dei territori subsahariani. È quindi necessario prendere in considerazione la possibilità di recuperare tali costi dell'infrastruttura ricorrendo a metodi e modelli diversi nell'arco dei diversi anni che compongono l'investimento. Ciò può essere possibile condividendo i costi di installazione fra più controparti al fine di suddividere i costi su un numero maggiore di clienti o usando forme moderne di incentivi.

Mentre in molti paesi subsahariani si è cercato di espandere gli investimenti nel settore energetico, l'economicità di tali operazioni non è stata oggetto di altrettanto sforzo. Per anni molti *policy maker* hanno cercato di implementare livelli tariffari che riflettessero i costi sostenuti dalle *utility* dell'elettricità. In Nigeria per esempio, è

stato previsto un piano di recupero dei costi attraverso una legge emanata nel 2005³⁸. Negli stati membri della *Southern African Development Community* (comprendente paesi come il Sud Africa, l'Angola, il Botswana, la Tanzania ecc....), i vari ministri dello sviluppo hanno adottato tali principi fin dal 2004. Più di recente, l'attenzione sui costi e come questi siano coperti dalle tariffe delle *utility* ha guadagnato un nuovo impulso da parte degli enti regolatori. Il *Multi-Year Tariff Order* in Nigeria adottato per il periodo 2012-2018 ha imposto tariffe calcolate al fine di garantire un recupero dei costi per le aziende erogatrici del servizio elettrico e un certo livello di redditività e profittabilità nonché di ritorno sul capitale investito. Nonostante tali misure le tariffe in Africa subsahariana non rispecchiano ancora i costi nella maggior parte dei paesi subsahariani. I governi locali sono di fronte al dilemma su come bilanciare strategie per l'incentivazione all'investimento e strategie per incrementare l'accesso all'energia, la qualità del servizio e l'efficienza dell'intero sistema.

PwC ha condotto fra novembre 2014 e marzo 2015 un sondaggio, coinvolgendo 22 partecipanti locali fra manager di grandi *public utility* e imprenditori/investitori del settore energetico. In questo sondaggio poco meno di un terzo (il 31%) ha ritenuto che la tariffa dell'elettricità del loro paese riflettesse i costi sostenuti. Questo dato lascia intendere come in molti paesi subsahariani ci sia ancora una forte dipendenza dagli aiuti governativi e sempre troppo poco da investimenti del settore privato che potrebbero arrivare solo se i regimi tariffari fossero più convenienti in termini di ritorno sul capitale. PwC cita nel suo sondaggio l'intervento del Dr. Sam Amadi, *executive chairman* della *Nigerian Electricity Regulatory Commission* (NERC), in una conferenza del 2013. riferendosi al sistema tariffario nigeriano. Egli ha osservato che: "Senza tariffe che riflettano i costi, nessun operatore entrerà in un tale mercato, non importa quanto possa essere grande. L'assenza di un sistema tariffario così strutturato è la ragione fondamentale che spiega il fallimento del settore elettrico nigeriano degli ultimi tre decenni"³⁹.

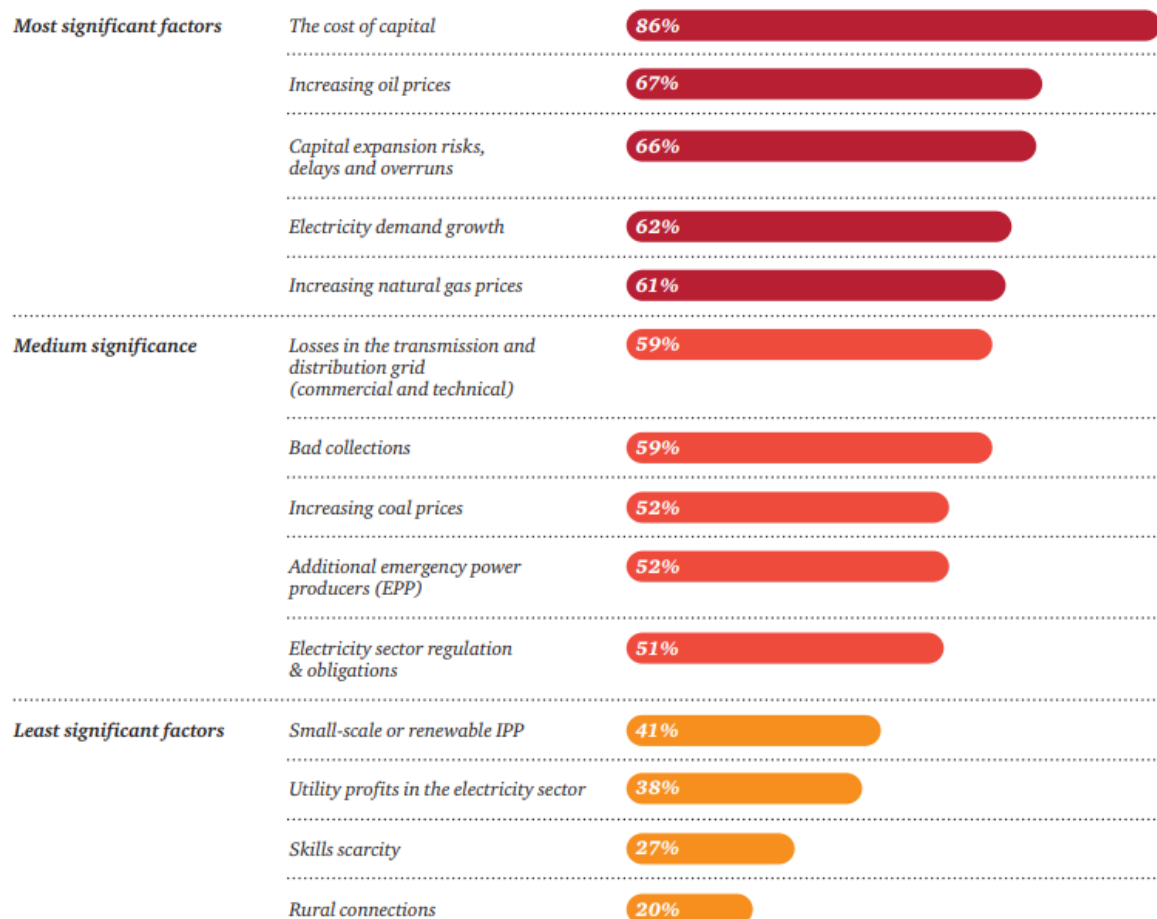
La necessità continua per lo sviluppo di quadri normativi adeguati su questioni come la struttura tariffaria, oltre ad aumentare il rischio paese dei paesi subsahariani rispetto ad altre parti del mondo, ha l'effetto di incrementare il costo del capitale per investimenti nel settore energetico della regione in quanto percepiti ancora come

³⁸ *Electric Power Sector Reform Act, 2005*

³⁹ *13th Annual Africa Utility Week conference, Città del Capo, 14–15 Maggio, 2013.*

molto rischiosi. Nel sondaggio di PwC gli intervistati sono stati molto chiari nell'individuare quello che è il fattore principale alla base dell'aumento dei prezzi dell'elettricità in Africa subsahariana: il costo del capitale. Il dilemma sta nel fatto che non si possono ridurre le pressioni che l'elevato costo del capitale esercita sul prezzo se non alzando il prezzo stesso. Inoltre, con il settore energetico così concentrato sull'espansione e sul rinnovamento dell'infrastruttura il rischio legato ai progetti, ai possibili ritardi ed agli sforamenti rispetto ai costi iniziali sono individuati come fattori rilevanti per due terzi degli intervistati. Anche le pressioni esercitate dal prezzo del petrolio e del gas vengono citate dal sondaggio con molti degli intervistati che individuano i combustibili fossili come la fonte di elettricità più importante rispetto alle altre. Altri motivi infine per gli aumenti di prezzo, sono di natura commerciale e tecnica come le perdite sistemiche o la cattiva gestione delle reti che continuano ad essere importanti sfide per il futuro. Nella maggior parte dei paesi subsahariani le soluzioni energetiche di emergenza, come si è già trattato nel precedente capitolo, costituiscono ancora una grande fetta della capacità installata totale. Tale generazione di emergenza comporta costi molto più alti del solito e rappresenta un chiaro segnale dell'inefficienza della rete esistente.

Per concludere, si riporta di seguito lo schema del sondaggio di PwC che riassume quanto detto. Nella barra la percentuale di intervistati che ha indicato il corrispondente fattore come molto rilevante per l'aumento dei prezzi delle tariffe:



Fonte: PwC Africa Power & Utilities Sector Survey

3.5 Modelli di business: il caso del fotovoltaico

Nel presente lavoro si è voluto inizialmente proporre un'analisi di quelli che sono i business model nel settore dei servizi elettrici a base rinnovabile in Africa subsahariana. Di fronte a tale sfida si è però riscontrato un'estrema differenziazione dei modelli. Anzitutto già considerando le diverse energie rinnovabili si è riscontrato una gran quantità di differenze. Si pensi agli elementi da considerare nella costruzione di un modello di business di un grande progetto idroelettrico piuttosto che un impianto eolico o una mini-grid.

Per coerenza, praticità e al fine di non generalizzare andando solo a creare probabilmente confusione nel lettore, ci si è voluto concentrare su un particolare tipo di business in modo da effettuare un'analisi più puntale e dettagliata che nel presente lavoro si è ritenuta più attinente allo scopo. La scelta è ricaduta sulle varie tipologie di business model del settore fotovoltaico ed in particolare sui progetti gestiti dall'EEP (programma di partenariato energetico).

I progetti del settore fotovoltaico rappresentano la quota maggiore del portafoglio del programma di partenariato energetico (EEP) per l'Africa orientale e meridionale. Secondo i dati provenienti dalla stessa EEP questi progetti rappresentano il 33% di tutti i progetti finanziati (68 progetti) e assorbono il 40% dei fondi donati (20 milioni di euro). I 68 progetti fotovoltaici sono distribuiti in 12 paesi con la maggior parte dei progetti (73%) implementati nell'Africa orientale. I 50 progetti fotovoltaici realizzati nell'Africa orientale sono disaggregati come segue: 15 pilota, 16 dimostrazioni, 16 ampliamenti d'impianto e 3 studi di fattibilità⁴⁰.

I progetti considerati nell'EEP constano di 5 fondamentali modelli di business. Volendoli presentare brevemente abbiamo:

- 1) *Retail / over the counter* - Le vendite over the counter rappresentano l'approccio meno moderno per la vendita di energia solare proveniente da impianti fotovoltaici nell'Africa orientale. Tuttavia, in passato, poche attività erano esclusivamente dedicate alla commercializzazione della sola energia solare fotovoltaica. Solitamente il solare fotovoltaico veniva venduto come prodotto aggiuntivo con ricavi che rappresentavano solo il 10% o meno del fatturato totale delle aziende. Negli ultimi tempi è emerso

⁴⁰ EEP, 2017.

un gran numero di rivenditori di energia solare dedicati. La loro sopravvivenza e il loro successo dipendono soprattutto dallo sviluppo e dall'implementazione di efficaci modelli di marketing, fornitura e distribuzione.

- 2) *Pay-as-you-go* (PAYG) - Si tratta di un modello di finanziamento al consumo per sistemi solari fotovoltaici che sfrutta i moderni sistemi di trasferimento di denaro da dispositivi mobili e il monitoraggio e il controllo remoto dei sistemi solari. Questi sistemi consentono inoltre di disconnettere da remoto un sistema nel caso sia necessario. La proprietà del sistema viene trasferita una volta che il cliente ha pagato tutte le rate/rimborsi. Tale modello offre ai clienti una discreta flessibilità nei pagamenti potendo optare per una cadenza giornaliera, settimanale o mensile, e consente all'azienda di gestire facilmente ed efficacemente un ampio portafoglio di mutuatari dispersi sul territorio. Poiché la durata del rimborso varia tipicamente da 6 mesi a 3 anni, questo in genere crea un notevole onere in termini di flussi di cassa per le imprese che hanno il ruolo di fornitore e finanziatore.
- 3) *Consumer Financing partnership* (attraverso una partnership con istituto finanziario) – questo è un modello di finanziamento al consumo basato su una partnership tra fornitore di energia solare (fotovoltaica) e Istituto finanziario (ad esempio MFI, Cooperativa di risparmio e credito, Aziende agricole / Industrie rurali con personale rurale di grandi dimensioni). Il fornitore fornisce prodotti e servizi mentre l'istituto finanziario fornisce il finanziamento al consumatore e incassa i rimborsi.
- 4) *Mini/micro Grid* - Le mini-griglie dovrebbero avere un ruolo chiave nell'espansione dell'accesso all'energia nelle aree rurali e peri-urbane e negli ultimi anni ci sono stati molti investimenti da parte di partner istituzionali e privati al fine di sviluppare modelli di business e un ambiente favorevole in grado di rendere le mini/micro reti un'attività economicamente profittevole. Il loro principale vantaggio rispetto ai sistemi solari stand-alone è che consentono ai clienti connessi di aumentare il proprio consumo energetico e di energia senza dover investire in capacità aggiuntive. Sono tecnicamente più efficaci quando è possibile collegare un gran numero di clienti entro un raggio di circa 1 km.

- 5) *Fee-for-service* (FFS) - Un approccio basato sulla clientela che paga una tariffa mensile per i servizi elettrici, del tutto simile ad un modello classico che applica qualsiasi grande utility ma che utilizza sistemi standalone (quindi escludendo le mini/micro-grid). La proprietà del sistema non viene trasferita al cliente e l'azienda è interamente responsabile della manutenzione e sostituzione del sistema. Il modello si presta bene a fornire elettricità affidabile ed economica alle comunità disperse, dove grandi distanze tra i clienti rendono poco efficienti le mini/micro griglie. Tuttavia, l'impresa dovrà sostenere un costo iniziale ed il periodo di recupero dell'investimento è abbastanza lungo.

La maggior parte dei 50 progetti fotovoltaici finanziati dall'EEP in Africa orientale (su un totale di 68 progetti supportati) ha applicato uno o più dei cinque principali modelli di business di cui sopra. Di seguito si procederà ad un'analisi più approfondita dei vari modelli sfruttando anche i dati che l'EEP ha collezionato negli anni di vita di tali progetti, in particolare di quelli che hanno riscontrato un importante successo. A tal proposito si precisa che se non diversamente specificato la principale fonte di tale lavoro è per l'appunto l'archivio di dati dell'*Energy and Environment Partnership* (EEP) per l'Africa meridionale e orientale.

3.5.1 I 5 modelli di business

In questo paragrafo andremo ad analizzare i diversi modelli per capire quali siano i più adeguati a un segmento di mercato piuttosto che un altro, descrivendo gli aspetti essenziali dello stesso.

Si parte con il *retail model*, un modello che viene implementato attraverso una catena di fornitura multilivello comprendente importatore-fornitore, distributori, rivenditori e personale di vendita sul campo e/o agenti di vendita retribuiti su commissione. È necessaria una vasta rete nazionale di distributori e rivenditori per assicurarsi che i prodotti siano facilmente accessibili ai clienti in qualsiasi parte del paese. Le transazioni lungo la catena di approvvigionamento sono per lo più basate sul contante, sebbene alcuni fornitori offrano crediti a breve termine (fino a 30 giorni) ai propri distributori. Tale modello di vendita al dettaglio è il più comune per i prodotti di *Tier 0,5* e *Tier 1*. In passato, questo modello ha dimostrato di essere particolarmente efficace per il segmento di mercato *Tier 0,5* (prodotti nella fascia di prezzo 6-10 \$). Le vendite di prodotti sono in genere comprese tra decine e centinaia

di migliaia di unità per fornitore all'anno (i prodotti di *Tier 1* rappresentano solo una piccola percentuale di questi). Poiché i prodotti hanno in genere una durata compresa tra due o tre anni e solo pochi hanno un'opzione di sostituzione della batteria, i clienti devono acquistare unità di ricambio ogni 2-3 anni. È quindi probabile che i clienti abituali contribuiscano in modo significativo alle vendite dei prodotti.

Molto intensa è la fase iniziale di introduzione del prodotto in una determinata area. In questo periodo è richiesto l'implementazione di un'importante *sale force*.

Nella maggior parte dei casi, il personale di vendita proviene dalla stessa area in cui lavorano (per essere efficaci infatti devono conoscere l'area, parlare la lingua locale, comprendere le abitudini e gli atteggiamenti ed essere in grado di suscitare fiducia). È difficile trovare personale di vendita esperto o qualificato nelle aree rurali e questo spesso comporta costi elevati per il reclutamento e la formazione ed un elevato ricambio del personale. L'alternativa sarebbe usare personale non locale ma è resa altrettanto difficile in quanto vi sono pochissimi incentivi a lavorare in queste aree remote. Considerando inoltre il prezzo del prodotto medio di 6-10 \$, è difficile avere una catena di approvvigionamento costituita principalmente da agenti di vendita puramente commissionati. Il valore finale della commissione sarebbe troppo basso per lo sforzo richiesto. Sebbene questi agenti di vendita facciano anche vendite dirette, questa non è la loro funzione principale. Gli agenti impiegati in questo modello si concentrano principalmente sul marketing (aumentando la visibilità e la consapevolezza del prodotto e del marchio) e assumendo e supportando distributori e punti vendita al dettaglio per garantire che i prodotti siano sempre disponibili e accessibili ai clienti. Il marketing è generalmente incentrato su eventi che raggruppano un buon numero di persone (ad esempio giorni di mercato, riunioni religiose, riunioni di villaggi o di gruppi di lavoro). Il pacchetto retributivo più comune per questo tipo di agente di vendita è costituito da un fisso, un incentivo basato sul target e un importo per coprire le spese. Diversi sondaggi in merito ai progetti sostenuti dall'EEP sono molto chiari sul fatto che le imprese faticino a trovare l'equilibrio ideale tra fidelizzazione del cliente e incentivi agli agenti. I costi della *supply chain* possono costituire il 30-50% del prezzo del prodotto e questo costo deve essere incorporato nel prezzo del prodotto affinché il modello sia efficace. Tuttavia, risulta difficile stimare con precisione il costo del reclutamento, della formazione, dell'impiego e del mantenimento di una forza vendita rurale, essendo questa di per sé molto variabile. Dopo un volume e una diffusione ottimali delle

vendite e un'esperienza positiva del cliente, il passaparola di solito prende il sopravvento. I clienti cercano quindi attivamente il prodotto presso i punti vendita e distributori. La qualità del prodotto e il rispetto tempestivo delle richieste di garanzia sono necessari per costruire e mantenere questa esperienza positiva.

Alcune delle principali sfide per i business del solare fotovoltaico che implementano il modello di vendita al dettaglio sono: *Underprice* a livello di vendita al dettaglio, ovvero quando rivenditori e distributori optano per margini più bassi cercando di aumentare il fatturato delle scorte. La differenza di prezzo tra i rivenditori spesso crea sfiducia nei consumatori. Inoltre, sono comuni i prodotti contraffatti che “raccolgono dove non hanno seminato” sfruttando il lavoro svolto. I prodotti di scarsa qualità creano deterioramento del mercato soprattutto quando vengono introdotti in una nuova area e rendono difficile la vendita di prodotti di buona qualità. La maggior parte dei paesi dell'Africa orientale ha agenzie di contraffazione e standard obbligatori, ma è necessaria un'ulteriore autoregolamentazione del settore dato che al momento gli sforzi fatti sinora hanno solo arginato il problema.

Nell'ambito del modello *Pay-As-You-Go*, il fornitore del prodotto solare fornisce anche il finanziamento al consumatore finale. Il modello PAYG è il modello di consegna più comune per:

- Tier 1.5 (8 – 15 Wp, illuminazione generale e ricarica del telefono)
- Tier 2 (30 – 50 Wp, illuminazione generale, ricarica del telefono e TV)
- Tier 2,5 (80 - 200 Wp, Livello 2 e qualsiasi apparecchio di media potenza)

Alcune aziende hanno recentemente introdotto il PAYG per i prodotti di livello 1 con tariffe giornaliere nel range di 0,3 \$ al giorno. Tale modello ha dimostrato il massimo successo con i prodotti Tier 1.5 in cui la commissione di rimborso è compresa nell'intervallo 0,5 \$ al giorno. Le vendite di questa gamma sono tra le centinaia di migliaia di sistemi per fornitore all'anno. Per i prodotti Tiers 2 e 2.5, le commissioni di rimborso sono comprese nell'intervallo 0,8 - 1,2 \$ al giorno. Le vendite PAYG per questa categoria sono comprese tra decine di migliaia di sistemi per fornitore all'anno. La commissione di rimborso dipende dal costo del sistema e dalla durata del rimborso. Per i sistemi più costosi la durata del rimborso dovrebbe essere più lunga affinché la commissione sia inferiore. L'efficacia del modello PAYG dipende dall'ammontare della commissione di rimborso

giornaliera/settimanale/mensile addebitata, ossia la misura in cui tale commissione corrisponde al reddito disponibile del segmento di mercato target (più bassa è la commissione, maggiore è il potenziale mercato). L'*Africa Energy Outlook 2016* dell'AIE indica che le famiglie spendono fino al 12% del proprio reddito in elettricità; con le famiglie povere che spendono la percentuale più grande. Ciò suggerirebbe che il modello PAYG stia attualmente servendo i clienti nell'intervallo di reddito 3 - 12 \$ al giorno, che in genere è considerata la penultima fascia della piramide reddituale in Africa subsahariana. Il modello PAYG cerca anche di ridurre la barriera di ingresso riducendo la quantità di deposito richiesta. Tuttavia, questo approccio è sicuramente contro intuitivo in quanto la capacità di un cliente di depositare uno *stock* di grandi dimensioni è una buona misura della loro capacità di soddisfare i loro successivi impegni di rimborso. La riduzione o la rimozione di questo filtro quindi aumenta significativamente il rischio di default dei business che adottano questo modello. Inoltre, poiché i clienti PAYG effettuano i pagamenti direttamente al fornitore (solitamente tramite trasferimenti digitali di denaro), può essere utilizzato un modello di distribuzione basato esclusivamente su depositi (per mantenere un buon magazzino e renderlo accessibile agli agenti di vendita o ai tecnici di installazione-manutenzione). È inoltre possibile implementare una struttura di *supply chain* simile a quella utilizzata nel modello di vendita al dettaglio. Dato che i sistemi sono compresi nell'intervallo 150-1000 \$, è possibile elargire commissioni decenti al personale di vendita. Sarebbe quindi possibile disporre di agenti di vendita basati esclusivamente su commissione, caratteristica che di per sé aggiungerebbe grande flessibilità a qualsiasi business. L'approccio al marketing per il PAYG è simile a quello utilizzato nel modello di vendita al dettaglio (*retail*). Tuttavia, oltre al marketing negli eventi più importanti è necessario anche un marketing porta a porta. Pertanto, oltre alle commissioni, risulta necessario prendere in considerazione un rimborso spese. Inoltre, i mercati posti in zone più remote risultano così essere molto difficili da raggiungere. Per i sistemi PAYG di maggiori dimensioni è necessario il supporto per l'installazione dell'impianto. Ciò significa che deve essere stabilita una rete aggiuntiva di tecnici locali, per fornire servizi di installazione, manutenzione e risoluzione dei problemi. Un sistema di assistenza clienti reattivo è inoltre richiesto per registrare i clienti, affrontare le sfide tecniche, coordinare e distribuire i tecnici e seguire gli inadempienti (i clienti tendono a non effettuare rimborsi quando il loro sistema non funziona). Per i sistemi PAYG più piccoli, il costo del recupero può

essere significativamente lungo e potrebbe non essere possibile rivendere o riutilizzare il sistema. Alcune società PAYG cercano invece di offrire agli inadempienti un incentivo finanziario (ad esempio il rimborso del loro deposito) per restituire il sistema a un deposito o distributore.

Il modello PAYG è intrinsecamente rischioso in quanto si basa sulla fornitura di finanziamenti al consumatore a clienti per i quali vi sono poche o nessuna informazione di storia finanziaria. Le aziende PAYG valutano il rischio analizzando i modelli di pagamento e le caratteristiche dei clienti del loro portafoglio esistente e utilizzando questo per quantificare il rischio di insolvenza per il portafoglio futuro. Per coprire la possibilità di insolvenza, devono essere addebitati elevati tassi di interesse ai clienti PAYG. Il modello crea un notevole onere di cassa sul business. Più è costoso il sistema offerto e più lungo è il periodo di rimborso, maggiore è l'onere. Tuttavia, le società che utilizzano questo modello hanno trovato modi innovativi per risolvere questo problema convertendo i prestiti PAYG in titoli e vendendoli agli investitori. Le aziende PAYG che mobilitano investimenti in valuta estera devono anche tenere conto dei rischi di fluttuazione del cambio (perché le attrezzature sono acquistate in dollari ma i rimborsi sono effettuati in valuta locale). Più lunga è la durata del rimborso, maggiore è il rischio di cambio associato.

La principale differenza tra il modello PAYG e il finanziamento del consumatore tramite un istituto finanziario è la separazione dei ruoli, ovvero il fornitore di energia solare fotovoltaica fornisce i prodotti e i servizi associati mentre il *Partner Financial Institution* (FI) fornisce finanziamenti al consumatore e incassa i rimborsi. Ciò risolve l'onere di cassa associato al modello PAYG dal momento che il fornitore è pagato dall'FI alla consegna e installazione del sistema. Questo approccio riduce anche significativamente il rischio di insolvenza dato che i FI conoscono la storia finanziaria dei clienti a cui stanno prestando denaro. Inoltre, utilizzano diversi strumenti che gli permettono di offrire finanziamenti a tassi di interesse più bassi e termini più lunghi rispetto alle società PAYG. Questo modello è adatto per i Tier 2 (30 – 50 Wp, illuminazione generale, ricarica del telefono e TV) e Tier 2.5 (80 – 200 Wp) e Tier 2 (qualsiasi apparecchio di media potenza). Il finanziamento al consumo tradizionale è potenzialmente più efficace che in un modello PAYG quando le spese di rimborso superano l'intervallo di 0,5 \$ al giorno e quando la durata del rimborso è maggiore di 18 mesi. I costi di marketing per questo modello sono anche bassi rispetto ad altri modelli poiché i FI hanno già un modo regolare e strutturato di

interagire con i loro clienti. Anche i fornitori di impianti fotovoltaici usufruiscono di tali strumenti. Le filiali di questi istituti possono essere utilizzate come depositi temporanei per contenere i sistemi fino a quando non vengono prelevati dai clienti o installatori. Questo può potenzialmente ridurre i costi di distribuzione. Come per il modello PAYG, è richiesto un sistema di assistenza clienti reattivo. Quando i sistemi hanno problemi tecnici, i clienti non sono spesso disposti a effettuare rimborsi ed inoltre tale eventualità rappresenta anche un rischio-reputazione per l'FI.

Un altro aspetto da considerare è che gli intermediari finanziari preferiscono standardizzare la propria offerta di prodotti in tutte le loro filiali, pertanto, una volta stabilita una partnership, il fornitore di impianti fotovoltaici deve essere in grado di impiegare personale addetto alle vendite e all'installazione sufficiente a servire tutte le filiali dei partner FI. Se l'FI ha una rete di filiali estesa e diffusa su tutto il territorio, questa può essere una sfida e un'opportunità per il fornitore di energia solare fotovoltaica. Questo modello è stato provato in passato in Africa orientale con scarso successo. Tuttavia, con gli standard più elevati di oggi, i sistemi fotovoltaici di maggior qualità e le grandi aziende fotovoltaiche dedicate, questo modello è attualmente in fase di “riesplorazione”. Le vendite attraverso tale modello sono attualmente nelle migliaia di sistemi per fornitore all'anno.

Le mini-griglie si trovano tipicamente nella gamma di capacità 10kW-10MW con micro-griglie nella gamma 1-10kW (quelle inferiori a 1kW possono essere considerate nano-griglie). Nell'Africa orientale, le mini-griglie solari private servono in genere da 20 a 400 clienti. Questi sistemi di rete sono tecnicamente più efficaci quando è possibile collegare un gran numero di clienti entro un raggio di 1 km. Tuttavia, un mix di mini, micro e nano-griglie può essere utilizzato per gruppi di clienti in aree scarsamente popolate. La maggior parte delle micro-reti fornisce un livello di servizio di Tier 2. Alcune micro-reti possono fornire tecnicamente fino al Tier 3 ma non in modo ottimale. Le mini-griglie possono fornire il Tier 4 o superiore. Il vantaggio principale dei sistemi di rete rispetto ai sistemi solari stand-alone è che consentono ai clienti di aumentare il proprio consumo energetico e di energia senza dover investire in capacità aggiuntive. Anche la barriera di ingresso è relativamente bassa (costi di connessione / unione compresi tra 0,1 e 40 \$ ad unità). Le reti basate sul solare fotovoltaico hanno un elevato costo, ma i progressi tecnologici (ad esempio monitoraggio e controllo remoto, misurazione prepagata, transazioni digitalizzate) hanno permesso di gestire le griglie con poco o nessun personale in

loco, riducendo in modo significativo i costi operativi (escluse le spese generali). Tuttavia, la maggior parte dei siti mini / micro-grid sono remoti e ci sono ancora costi inevitabilmente elevati associati alle visite sul campo (quando richiesto). Le tariffe elettriche sono progettate per recuperare i costi iniziali, coprire i costi operativi e generare un margine. Vengono utilizzate strategie diverse, ma generalmente verrà addebitato un costo fisso per recuperare le spese in conto capitale, oltre a una commissione basata sul consumo di energia elettrica addebitata per coprire i costi operativi e generare un margine per l'attività. Tuttavia, la tariffa mensile fissa calcolata può talvolta essere superiore alla tariffa mensile per il consumo di elettricità. Sulle reti private domestiche la spesa mensile per l'elettricità è di 3-8 \$ mentre quella per le piccole imprese è di 10-16 \$. Gli sviluppatori di mini-grid nel contesto dell'EEP stimano di aver bisogno di un minimo di 6 \$ per cliente al mese per essere redditizi, ma nella maggior parte delle reti distribuite in Africa orientale il reddito medio per utente (ARPU) è ulteriormente ridotto da un'alta percentuale di utenti di piccole dimensioni, volatili o dormienti. La stagionalità del reddito è anche un contributo significativo alla volatilità del consumo di elettricità.

Le micro/mini-reti necessitano di un gran numero di utenti di dimensioni medio-grandi per sito al fine di essere profittevoli. Tuttavia, mentre gli utenti di frigoriferi, congelatori, macchine elettriche e macchinari (ad esempio per macinatura, taglio, foratura, saldatura e fresatura) sono i clienti ideali, gli sviluppatori devono determinare se vale la pena investire ulteriormente per aumentare la capacità della rete e servire tali clienti. I dispositivi altamente efficienti hanno quindi un ruolo chiave in quanto riducono le *capex* necessarie per fornire un determinato livello di servizio. Questi sono in genere più costosi rispetto a macchinari, strumenti e apparecchiature standard e pertanto è richiesto un supporto finanziario dai consumatori. Anche le tariffe dell'energia elettrica devono essere ben definite. In caso contrario, è facile creare una percezione ingannevole tra gli utenti. Per garantire un gran numero di così detti *early adopter* quando viene creata la rete e comunicare correttamente le tariffe disponibili è richiesto un personale di vendita adeguato. I pacchetti tariffari basati sull'uso tipico dell'apparecchio sembrano funzionare bene (ad es. un pacchetto TV che consentirebbe a un utente fino a 4 ore di TV e un paio di luci e la possibilità di caricare 2 telefoni). Questo perché il consumatore ha la certezza di ottenere un livello di servizio chiaramente definito quando effettua un pagamento. I periodi di recupero del capitale per le mini/micro reti sono abbastanza

lunghi, tra 3 e 7 anni a seconda della tecnologia utilizzata. Inoltre, per essere un'impresa economicamente interessante, un business del genere ha bisogno di decine o centinaia di migliaia di clienti (dai 30 ai 500 siti circa). Considerando l'accesso ai finanziamenti e il valore commerciale degli asset, è difficile per gli sviluppatori di mini/micro-grid privati scalare a questi livelli.

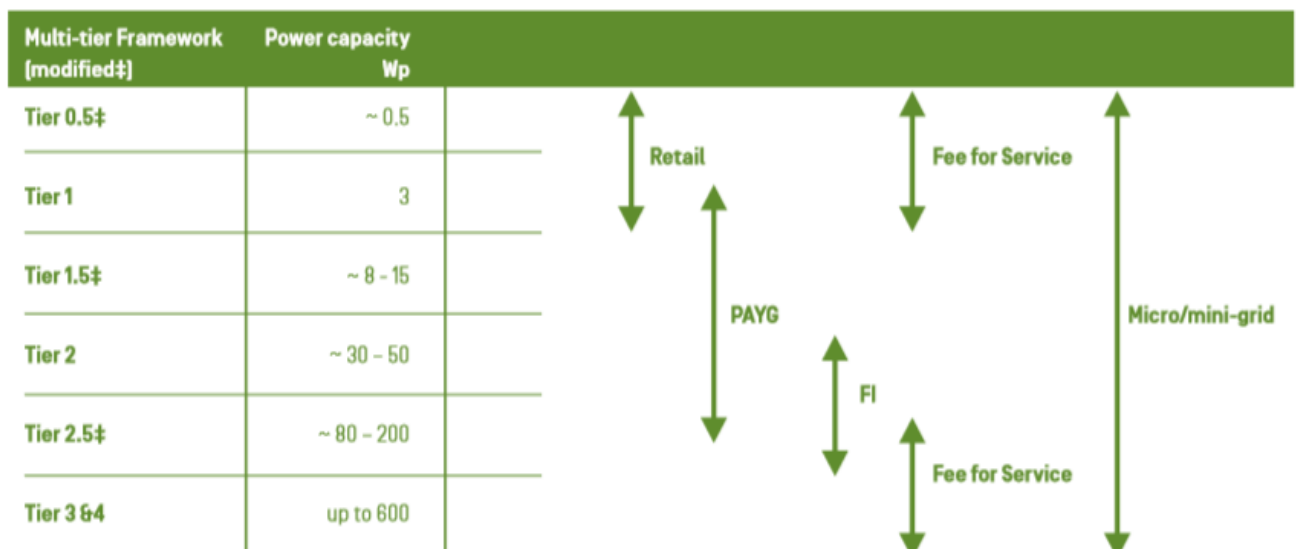
Nel sistema Fee-for-service le tariffe sono simili al sistema delle mini/micro-grid, con la differenza che i servizi di energia elettrica sono forniti attraverso sistemi standalone anziché una rete di distribuzione. Il modello è adatto per fornire elettricità a comunità disperse, dove grandi distanze tra i clienti rendono sconsigliabili i sistemi a griglia. Nella sua forma più semplice è applicato come modello di *lantern-rental*, dove i clienti sono dotati di una lanterna ricaricabile e pagano una tassa per caricare la lanterna. La proprietà dei sistemi non viene trasferita al cliente e l'azienda è interamente responsabile della manutenzione e della sostituzione dei sistemi. Per essere sostenibile, il modello richiede grandi gruppi di clienti in una determinata area operativa. Un costo iniziale significativo deve essere sostenuto dallo sviluppatore e di conseguenza i periodi di ammortamento sono lunghi (a meno che i sistemi non siano parzialmente sovvenzionati). Per questo motivo, in Africa orientale non è ancora implementato come modello completamente commerciale (ma parzialmente sovvenzionato). Il modello è adatto per: clienti a basso reddito, ovvero quelli per i quali un livello di servizio di livello 0,5 - 1 è sufficiente ma non possono permettersi i 6-10 \$ richiesti per l'acquisto di una luce di attività; e fornitura di servizi di micro-rete (livello 2.5-3) in aree in cui vi è una bassa densità abitativa; ed infine per i clienti che non possono o non vogliono acquistare un sistema più grande. Il modello potrebbe non essere adatto per il Livello 1.5 - 2, in particolare laddove le commissioni per i pagamenti del servizio sono paragonabili ai rimborsi come nel modello PAYG; i clienti sarebbero più inclini a contribuire per ottenere il possesso il sistema. Con alcuni governi dell'Africa orientale (ad esempio Ruanda e Kenya) che considerano i sistemi solari come un'opzione di elettrificazione off-grid, questo potrebbe rivelarsi un modello di implementazione adeguatamente efficace e sostenibile per aree in cui l'estensione della rete o le mini-griglie non sono tecnicamente o economicamente fattibili.

3.5.2 Comparazione dei modelli, impatto a livello sociale e framework normativo

Diversi modelli sono adatti a diversi segmenti di mercato, come riportato nelle tabelle seguenti che mettono a confronto i modelli di consegna (*delivery model*) e i prezzi de prodotti-servizi:

Multi-tier Framework (modified‡)	Power capacity Wp	Delivery Model	Retail Price \$	Deposit \$	Daily fee \$	Monthly cost \$
Tier 0.5‡	~ 0.5	Retail	5.5 - 10			-
		Fee for Service		0 - 1.2		0.3
Tier 1	3	Retail	30 - 60			-
Tier 1.5‡	~ 8 - 15	PAYG		19 - 35	0.2 - 1.25	6 - 38
		Fee for Service		6 - 9	0.15 - 0.2	4.5 - 6
Tier 2	~ 30 - 50	PAYG		62	0.6	18
		Consumer Financing [via FI]	400		0.8 - 1	25 - 30
Tier 2.5‡	~ 80 - 200	PAYG		18 - 25	0.8 - 1.2	25 - 35
		Fee for Service		55 - 80	0.2 - 0.5	7 - 14
Tier 3	up to 400	Fee for Service		90	0.6 - 0.7	18-20

Il modello di vendita al dettaglio è più adatto per i prodotti di illuminazione per attività (livello 0,5); i modelli PAYG e di finanziamento al consumo sono adatti per sistemi di illuminazione generale e di ricarica del telefono (con o senza TV) (livello 1.5 e 2); la tariffa del modello fee-for-service è adatta per il livello 0,5 e il livello 1 (in particolare quando i livelli di reddito sono molto bassi e i clienti non possono permettersi di effettuare un acquisto definitivo di un'attività commerciale). È anche adatto per i livelli 2.5 e 3 (quando PAYG diventa troppo costoso per i grandi impianti fotovoltaici).



Le micro-griglie rilevate dallo studio dell'EEP possono fornire in media 5 - 100 Wp per cliente. I clienti domestici che normalmente consumano meno di 50 Wp pagano 3-8 \$ al mese, mentre le piccole imprese pagherebbero anche 10-15 \$ al mese di elettricità⁴¹. Questi costi mensili sono inferiori ai costi di un modello PAYG a parità di servizio. Le mini/micro reti possono quindi fornire tutto lo spettro dei servizi elettrici ad un costo inferiore rispetto ad altri modelli di business. Il loro principale svantaggio è che diventano profittevoli solo se implementate in luoghi con un'alta densità abitativa. Sebbene ci sia il potenziale, il modello del canone forfettario (*fee-for-service*) è molto difficile da gestire in modo finanziariamente sostenibile. Sarà necessario un certo livello di sussidio per raggiungere un volume soddisfacente che vada a generare un profitto per il proprietario del sistema/fornitore del servizio. È anche importante notare che, laddove vi sono sovrapposizioni tra PAYG e le soluzioni a canone forfettario, i clienti preferiscono pagare per possedere il sistema piuttosto che pagare in funzione dell'uso del servizio.

I modelli di vendita al dettaglio e quelli PAYG forniscono sul mercato sistemi relativamente grandi. Entrambi i modelli creano anche un buon numero di vendite, assistenza ai clienti e posti di lavoro tecnici (soprattutto per i giovani delle aree rurali) e ulteriori opportunità di generare reddito per distributori e rivenditori rurali. Le società PAYG hanno fatto da esempio in Africa per il mercato elettrico (solare) ad uso domestico e hanno dimostrato il ruolo del finanziamento al consumo nell'incrementare significativamente l'adozione di soluzioni fotovoltaiche *off-grid*. La propensione al rischio per le aziende PAYG è relativamente alta, come dimostra dal fatto che i processi di monitoraggio dei clienti sono molto più "leggeri" rispetto alle istituzioni finanziarie tradizionali. Generalmente le informazioni sulla delinquenza e sui tassi di default dei clienti PAYG non sono note al pubblico, anche se si presume che siano inferiori al 3%. Ciò rende difficile determinare per quanto tempo queste aziende continueranno ad avere un *risk appetite* così elevato.

Inoltre, sebbene le vendite di fotovoltaico attraverso il finanziamento al consumo (tramite le istituzioni finanziarie) siano attualmente basse, vi sono indicazioni che questo potrebbe cambiare, come accennato nel paragrafo precedente quando si è trattato questo modello di business. La maggior parte delle istituzioni finanziarie ha già adottato sistemi di transazioni monetarie digitali (*mobile*) e il

⁴¹ Dati forniti dalle interviste fatte in loco dall'*Energy Environment Partnership*, 2016.

successo dei modelli PAYG potrebbe vederli avventurarsi in modo più ampio in quella che in fin dei conti è la loro area di specializzazione. Inoltre, con la crescente disponibilità di prodotti di alta qualità e società solari dedicate, gli istituti finanziari non devono più preoccuparsi dei clienti inadempienti a causa di sistemi non performanti come in passato.

Per quanto riguarda il personale tutti i modelli richiedono staff rurale per intraprendere attività di marketing e fornire servizi tecnici (installazione, manutenzione e risoluzione dei problemi dei sistemi). La maggior parte dei modelli richiede anche l'istituzione di un sistema di assistenza clienti. Le imprese del solare fotovoltaico offrono quindi un'opportunità unica di creazione di occupazione per i giovani delle aree rurali, ad es. una società PAYG che vende 100.000 sistemi all'anno richiederebbe circa 800 addetti alle vendite rurali (considerando una media di 10 vendite di sistemi al mese per agente di vendita) e altri 200-400 tecnici rurali. Anche se la maggior parte dei lavori di vendita sarà basata su commissioni e quindi non sarà permanente, la formazione e l'esperienza raccolte dai giovani saranno preziose per i loro sforzi futuri e stimoleranno lo spirito imprenditoriale delle nuove generazioni. Dal momento che esiste un bisogno generale di personale tecnico e di vendita rurale nel sottosettore del solare fotovoltaico, e le aziende stanno sviluppando e organizzando separatamente i propri corsi di formazione, può essere utile valutare la possibilità di standardizzare lo sviluppo e l'erogazione di tali corsi il che creerebbe un altro indotto parallelo.

Il ruolo chiave che il settore privato può svolgere nell'elettrificazione rurale attraverso soluzioni fotovoltaiche stand alone o mini/micro-grid è spesso trascurato o frainteso dal governo. Le stime relative al costo dell'estensione della rete ai clienti rurali off-grid collegati vanno dai 1.000 ai 3.000 \$ per connessione. Considerando che questi clienti spenderanno dai 2,5 ai 30 \$ al mese per l'elettricità, devono essere prese in considerazione altre alternative di elettrificazione. I servizi pubblici di elettricità sono generalmente incaricati dai governi di servire i clienti rurali. Tuttavia, questo si traduce in costi elevati di operazioni e manutenzione e scarse entrate. La maggior parte delle entrate per le grandi utenze elettriche proviene principalmente da grandi consumatori commerciali e industriali. Le imprese di servizi hanno quindi scarsi incentivi per servire i piccoli consumatori rurali, di conseguenza anche laddove vi è un servizio fornito a tali clienti il livello è generalmente scarso. Inoltre, la mancanza di chiarezza e accuratezza da parte del governo in merito ai piani di

elettrificazione rurale lascia i potenziali clienti e fornitori di energia solare in una specie di limbo. Dovrebbe essere ricercata una certa complementarità tra le iniziative e i piani di elettrificazione del governo e le soluzioni del settore privato in quanto favorirebbe l'approccio più rapido ed economico per raggiungere l'accesso all'elettricità da parte della popolazione.

Quando si tratta di implementare le mini-reti, il settore pubblico e privato hanno punti di forza diversi e complementari. Le autorità governative (di elettrificazione) possono mobilitare grandi quantità di finanziamenti pubblici (ad esempio attraverso prelievi, sovvenzioni o prestiti governativi) per implementare mini-reti su scala (in termini sia di numero di sistemi che dimensioni dei sistemi). D'altra parte, la forza del settore privato sta nella rapidità, efficienza, economicità e capacità e flessibilità di innovare (ad esempio, adottare o adattare rapidamente le nuove tecnologie non appena emergono). Ci si potrebbe quindi aspettare che i modelli di mini-griglia più efficaci siano basati su partenariati pubblico-privato ben progettati. I modi in cui i settori pubblico e privato potrebbero collaborare sulle mini-reti secondo l'EEP includono:

- Interconnessione di mini-griglie private alla rete principale se e quando viene estesa la rete principale. In questo modo gli sviluppatori privati potrebbero continuare a servire i clienti sulla loro rete (con una potenza derivante dalla rete principale che è più economica) e avrebbero anche l'opportunità di vendere energia elettrica al gestore della rete. Poiché gli sviluppatori di mini-grid privati non possono competere con i prezzi dell'elettricità offerti dalla rete principale, l'estensione della rete principale è attualmente considerata un rischio commerciale piuttosto che un'opportunità. Sarebbe necessario istituire un quadro normativo adeguato, in quanto l'autorità di regolamentazione imporrebbe ai clienti di applicare tariffe nazionali (come già accaduto) che risulterebbero non profittevoli per lo sviluppatore privato;
- Un indennizzo per i privati nel momento in cui la rete viene estesa o il governo implementa una mini-rete per servire gli stessi clienti;
- Un modello di accordo di acquisto di energia fuori rete, ovvero il settore privato si concentra sulla generazione mentre l'*utility* pubblica (che può gestire ed estendere i sussidi incrociati per l'energia elettrica) si concentra sulla distribuzione. In questo modo agli investitori privati viene garantito

un ritorno sull'investimento mentre i clienti della mini-rete possono beneficiare di sussidi incrociati;

- Studi nazionali per identificare potenziali siti di mini-grid e creazione di un piano chiaro su dove il governo implementerà mini-reti o estenderà la rete (e quando) e quali siti saranno disponibili per il settore privato.

Per concludere, i modelli discussi in questo studio, anche quelli che già raggiungono scale rilevanti, potrebbero ancora richiedere un sostegno finanziario per ragioni quali il costo iniziale, i costi di costituzione e relativo ammortamento od i costi generici di settore.

Per il modello di vendita al dettaglio e PAYG, l'individuazione, la formazione, il reclutamento e il supporto di personale e agenti di estrazione rurale che forniscono servizi di vendita e/o assistenza post-vendita sarebbero difficili da realizzare in modo efficace con finanziamenti puramente privati. Riconoscendo che alcune delle competenze che questi soggetti apprenderebbero potrebbero rafforzare il tessuto imprenditoriale locale ci sono le basi per giustificare la creazione di fondi per investimenti di stampo sociale con finanziamenti a fondo perduto. Considerando che le aziende PAYG valutano il rischio analizzando i modelli di pagamento e le caratteristiche dei clienti del loro portafoglio esistente e lo utilizzano per quantificare il rischio di insolvenza per il futuro portafoglio, il finanziamento agevolato in nuovi mercati al fine di stabilire tale portafoglio iniziale di clienti contribuirebbe a ridurre al minimo il rischio d'impresa per business basati sul PAYG o simili. I mercati off-grid sono remoti e difficili da raggiungere. Pertanto, le reti di distribuzione sono fondamentali per garantire che le soluzioni fotovoltaiche off-grid siano facilmente accessibili dal mercato di riferimento. Tuttavia, vi è una naturale tendenza per le imprese a concentrarsi su mercati facili, ad esempio quelli con buone infrastrutture stradali, con elevata attività economica, dove esistono distributori e rivenditori affermati e di successo (ad esempio quelli che non richiedono condizioni di credito). L'implicazione è che alcune regioni in un paese rimangono per nulla o poco servite e talvolta sono richiesti incentivi per le aziende di supporto che implementano modelli di vendita al dettaglio e PAYG per sviluppare, supportare e far crescere le reti di distribuzione in queste aree. Il modello del *fee-for-service* può essere molto efficace nel fornire l'accesso all'elettricità in aree che non sono praticabili per l'estensione della rete nazionale o mini-griglie (a causa della bassa densità abitativa). Poiché il modello si basa sulla distribuzione di sistemi stand-alone, può essere implementato

quasi ovunque esista un'esigenza e può essere dimensionato per soddisfare le esigenze specifiche dei consumatori. Il modello del fee-for-service ha anche dimostrato la capacità di fornire livelli di servizio più elevati a costi inferiori rispetto al PAYG (fornendo in tal modo un'alternativa per i consumatori che non possono permettersi le tariffe medie di un modello PAYG) oltre a fornire servizi di manutenzione continua. Per essere commercialmente interessante, un business mini/micro grid ha bisogno di decine o centinaia di migliaia di clienti. Considerando i vari fattori socioeconomici chiamati in causa, sarà difficile per gli sviluppatori privati di tali progetti/modelli scalare a questi livelli senza un flusso sostenuto di finanziamento agevolato. Gli sviluppatori di mini-grid privati attualmente forniscono fondi per sovvenzioni ad hoc (presentando domande o proposte ogniqualvolta e ovunque siano disponibili fondi). Tuttavia, l'attuale flusso di denaro per progetti con mini/micro griglie si esaurirà prima che gli sviluppatori raggiungano il loro numero target di clienti secondo l'EEP. Fondi dedicati e a lungo termine con tassi agevolati (non diversamente dai fondi per l'elettrificazione rurale) saranno necessari per supportare questi business, il tutto ovviamente a patto che si dimostri di essere più efficace delle *public utilities* o delle *agency* per l'elettrificazione rurale.

3.5.2.1 Il caso M - KOPA

Fondata nel 2012, M-KOPA fornisce sistemi solari per la casa che accoppiano in modo innovativo la tecnologia machine-to-machine (M2M) con una soluzione di pagamento "micro". Il sistema include la tecnologia GSM incorporata per il monitoraggio e la misurazione dell'utilizzo mentre il servizio PAYG offre il vantaggio di non avere un esborso di denaro iniziale elevato. Dopo un deposito iniziale, i clienti pagano le rate quotidiane tramite un servizio di moneta *mobile* (M-Pesa) fino al pagamento del saldo. Una volta che questo rimborso è completo, i clienti possiedono l'unità a titolo definitivo. È importante sottolineare che questa soluzione è più economica e più sana rispetto all'alternativa: il kerosene.

Venti anni fa, poche persone credevano che la telefonia mobile GSM sarebbe diventata accessibile per i consumatori a basso reddito nei paesi in via di sviluppo. Tuttavia, a causa di telefoni a basso costo e piani tariffari prepagamento, i telefoni cellulari sono ormai un "*must*" per la maggior parte delle famiglie nell'Africa sub sahariana. Allo stesso tempo, molti di coloro che dispongono di telefoni cellulari sono ancora fuori dalla rete elettrica. In Kenya in genere, le persone spendono il 20%

del proprio reddito con il cherosene e ricaricano i loro telefoni cellulari diversamente. M-KOPA è stato concepito come un sistema ad energia solare che offriva una soluzione energetica più economica ai keniani. Il sistema è costituito da una stazione base con un pannello solare, tre lampade e un kit di ricarica per i telefoni. Dopo aver pagato un deposito iniziale di KES2500, i clienti pagano le rate giornaliere di KES40 (o circa \$ 0,4) tramite il servizio di moneta *mobile* M-Pesa. Dato che questo sistema è in grado di fornire sia l'illuminazione che i dispositivi di ricarica del telefono, il costo è molto favorevole rispetto ai KES 50 che un tipico keniano spenderebbe per il cherosene. Inoltre, l'utilizzo di un sistema di moneta *mobile* (M-Pesa) consente ai clienti di acquistare unità di credito per il loro sistema di illuminazione in qualsiasi momento. Molti keniani che vivono in zone rurali dipendono dai rendimenti agricoli per il reddito, il che può comportare un accesso variabile ai fondi. Con questo in mente, il pagamento per il servizio è flessibile, consentendo ai clienti di adattare i pagamenti al loro reddito. Il piano "pay-as-you-go" come abbiamo visto, è concepito in modo tale che i clienti paghino per un periodo di un anno, dopo di che possiedono il sistema a titolo definitivo. La stessa tecnologia e modello di business utilizzato per vendere ai keniani questo sistema solare è estensibile, andando oltre all'illuminazione. Se un dispositivo ha una funzione *on / off* è possibile creare un sistema M2M integrato per consentire la gestione remota e il finanziamento di *micro-asset*.

Il raggiungimento di una certa scala dipende in gran parte dai fornitori di servizi che creano piani tariffari adatti. Questi devono recuperare il pagamento per i prodotti in modo coerente alla capacità di pagamento dei clienti. Il reddito volatile è un fattore fondamentale. La flessibilità è quindi la chiave e le piattaforme di pagamento mobile offrono tale flessibilità spostando piccole quantità di moneta elettronica a basso costo. In questo senso M-KOPA si è concentrata sulla costruzione di sistemi di *back-office* reattivi e scalabili per consentire la fornitura di servizi flessibili. Tutto ciò implica che la comprensione della capacità di pagamento del cliente e la creazione di un modello di business che tenga conto della volatilità del reddito è essenziale. Con questo pensiero in mente, M-KOPA ha iniziato a progettare i modelli di pagamento con molta attenzione, testando vari modelli con gli utenti e considerando la loro capacità di pagare. Il ridimensionamento del prodotto si è poi attivato mantenendo i modelli di pagamento il più semplici possibile per gli utenti finali. M-KOPA è stata sempre orientata intorno alle esigenze dei clienti (*customer*

centric). Da un punto iniziale di sviluppo, questa strategia ha assicurato che i requisiti del cliente dettino le decisioni chiave sul modello di business. Ad esempio, quando M-KOPA ha testato per la prima volta i prodotti solari in Kenya, sapevano che era possibile raccogliere micro-pagamenti, ma si chiedevano se le persone volessero anche possedere il prodotto solare o semplicemente pagare l'elettricità consumata. M-KOPA ha usato i test iniziali per ottenere feedback da parte degli utenti: "la risposta è stata che i clienti volevano possedere il prodotto, quindi abbiamo progettato il resto del modello di business per quella domanda". Ulteriori esempi di design *customer centric* si riflettono nel dispositivo stesso. M-KOPA ha iniziato con un sistema a luce unica in grado di caricare i telefoni, ma ha scoperto attraverso la raccolta dei dati degli utenti che questi volevano sistemi più grandi con più luci. Il team di assistenza clienti di M-KOPA comprende già oltre 60 membri (circa un terzo dell'organizzazione nel suo complesso) ed è fondamentale per garantire che l'organizzazione rimanga orientata attorno ai propri utenti. Inoltre, M-KOPA tiene traccia dei dispositivi per l'utilizzo, le prestazioni e il monitoraggio dei pagamenti. Il monitoraggio attivo delle unità consente di ottenere informazioni in tempo reale sulle operazioni in corso. Un computer incorporato invia informazioni a un server centrale sul consumo dell'utente, sulla produzione di energia fotovoltaica, sulla tensione della batteria e su eventuali problemi operativi che potrebbero causare il guasto dell'unità. Questi dati sono memorizzati in un database centrale, possono essere recuperati in seguito e utilizzati anche per comprendere meglio i requisiti dell'utente finale.

M-KOPA rappresenta un esempio di *disrupted innovation* essendo stata una delle prime realtà a capire le potenzialità del mercato *retail* in africa subsahariana. La creazione di crediti virtuali e di un modello flessibile in grado di adattarsi ad individui a basso reddito, il monitoraggio da remoto dei dispositivi, lo studio attento dei feedback dati dai clienti e l'ottica *customer centric* costituiscono in ultima analisi delle basi eccellenti per un modello PAYG sostenibile ed efficiente.

4. Le *utility* europee: storia recente, ruolo e confronto

4.1 Introduzione

Nel presente ed ultimo capitolo andremo ad analizzare quella che è la situazione delle *major utilities* europee presenti in africa subsahariana. Si comincerà con una breve panoramica di quello che è l'assetto odierno e di come l'approccio europeo vada valutato confrontandolo con Cina e USA. Andremo poi a compiere un confronto fra le *utilities* europee utilizzando gli strumenti e le chiavi di lettura presentati nei precedenti capitoli. Alla fine di questo capitolo si potranno trarre conclusioni su quelle che si sono ritenute, in questa sede, le variabili essenziali per una crescita sostenibile nel settore elettrico in Africa subsahariana, con particolare riguardo per le energie rinnovabili, esprimendoci quindi sul loro stato attuale e sulle potenzialità da sfruttare in futuro.

A tal proposito è bene premettere che l'analisi qui compiuta non vuole avere lo scopo di copertura di ogni argomento possibile in materia. Come accennato in precedenza riguardo i business model del settore rinnovabile l'ampia eterogeneità del panorama subsahariano in relazione al settore elettrico rende molto difficoltosa una puntuale ed adeguata copertura di ogni tipo di energia in ogni differente paese. Non è solo la differente fonte di energia a cambiare le carte in tavola ma molteplici ed ulteriori aspetti come il differente assetto regolatorio, le differenti potenzialità in termini di risorse naturali, il contesto politico e culturale, le diverse tipologie di consumatori presenti nei diversi paesi subsahariani e al loro interno nelle diverse aree (urbane e rurali) ecc... Lo scopo di questo lavoro quindi, è stato quello di fornire degli strumenti per poter comprendere ed interpretare il settore elettrico-rinnovabile subsahariano in modo da avere una consapevolezza ed una conoscenza migliore dell'argomento in grado di guidare eventuali decisioni e valutazioni.

4.2 Storia recente: Cina, USA e Europa

L'investimento necessario per espandere i sistemi elettrici in Africa subsahariana in modo da garantire l'accesso all'elettricità per tutti entro il 2030 è enorme e può essere soddisfatto solo da uno sforzo congiunto dei paesi subsahariani e degli attori internazionali. *Enerdata* ha stimato nel 2017 che dal 2015 al 2030, l'Africa subsahariana avrà bisogno di circa \$ 500 miliardi di investimenti solo per aumentare la produzione di elettricità. Sarà necessario un investimento equivalente per aumentare le linee di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Saranno quindi necessari circa \$ 1 trilione entro il 2030 (o circa \$ 70 miliardi all'anno) per espandere il settore dell'elettricità dell'Africa subsahariana al fine di garantire l'accesso universale all'elettricità entro il 2030.

Negli ultimi dieci anni la Cina è diventata una fonte chiave di finanziamento per l'energia progetti nell'Africa sub-sahariana. Secondo l'AIE (2016), le aziende cinesi (il 90% delle quali di proprietà statale) erano responsabili del 30% della nuova capacità elettrica nell'Africa sub-sahariana tra il 2010 e il 2015 - con un investimento totale di circa \$ 13 miliardi. Gli appaltatori cinesi hanno costruito e sono impegnati a costruire 17 GW di capacità di generazione elettrica nell'Africa sub-sahariana tra il 2010 e il 2020, pari al 10 % della capacità installata esistente nella macroarea subsahariana. Questi progetti sono geograficamente diffusi in tutta l'Africa subsahariana, e si svolgono in almeno 37 paesi su 54. In termini di capacità, gli appaltatori cinesi si concentrano principalmente su grandi progetti. In termini di tipo di capacità, si concentrano principalmente sulle forme tradizionali di energia come l'energia idroelettrica (49% dei progetti 2010-20), carbone (20%) e gas (19%), mentre il coinvolgimento nelle rinnovabili moderne rimane marginale (7%). Questo focus sulle fonti energetiche tradizionali riflette un concetto già presentato nel terzo capitolo ovvero: l'espansione dei sistemi di energia elettrica in rete dell'Africa subsahariana è più facile dell'espansione dell'elettrificazione *off-grid*. Investire in progetti su scala industriale è chiaramente più semplice poiché l'elevata domanda di energia elettrica garantisce flussi di reddito più stabili, ma non è necessariamente il metodo più efficiente.

Sotto la presidenza di Barack Obama, lo sviluppo energetico nell'Africa subsahariana era una priorità degli Stati Uniti. Nel 2013, il presidente Obama ha lanciato "*Power Africa*", un'iniziativa basata sul riconoscimento che il livello di

finanziamento necessario per elettrificare l'Africa subsahariana supera di gran lunga ciò che qualsiasi governo o donatore può fare da solo. Lo scopo dell'iniziativa era di aggiungere 10 GW di nuova capacità elettrica e 20 milioni di nuovi collegamenti elettrici per le famiglie entro cinque anni in sei paesi selezionati dell'Africa subsahariana che si sono impegnati a fare le necessarie riforme per sviluppare i loro settori energetici. Questa forma di condizionalità è particolarmente importante perché mira a stimolare le riforme interne, evitando comportamenti distorsivi (*rent seeking*). Power Africa è ad oggi una partnership pubblico-privata che coinvolge 12 agenzie governative statunitensi, diversi governi africani, oltre 100 partner del settore privato (comprese società energetiche, banche di investimento, fondi azionari, investitori istituzionali) e altri partner multilaterali come la Banca Africana dello Sviluppo e la Banca Mondiale. Il coinvolgimento di 12 diverse agenzie governative, come il Dipartimento di Stato americano, la *Overseas Private Investment Corporation*, l'Agenzia statunitense per lo sviluppo internazionale, l'Agenzia americana per il commercio e lo sviluppo, il Dipartimento per l'energia degli Stati Uniti e il Dipartimento del commercio degli Stati Uniti, sottolinea la necessità di uno sforzo su più livelli per affrontare la sfida energetica dell'Africa subsahariana.

Power Africa opera su due livelli:

1. Supporto preliminare sul campo: i consulenti interni identificano le soluzioni tecniche, finanziarie e politiche necessarie per facilitare un accesso più rapido all'elettricità per le comunità locali, le città o le centrali elettriche regionali;
2. Sostegno finanziario: un kit di strumenti di sovvenzioni, prestiti e altri finanziamenti è messo a disposizione degli investimenti di rischio del settore privato, che altrimenti non sarebbero bancabili.

Nel 2014, il presidente Obama ha innalzato gli obiettivi di *Power Africa* a ben 30GW di capacità elettrica e 60 milioni di nuovi collegamenti elettrici interni entro il 2030. Ciò è stato fatto in linea con un'estensione della durata del programma da cinque a 15 anni. Obama ha inoltre lanciato un nuovo programma all'interno di *Power Africa*, incentrato sullo sblocco degli investimenti per le soluzioni energetiche *off-grid* e *mini-grid* nelle aree rurali: il programma *Beyond the Grid*.

Power Africa mostra l'importanza del coordinare gli sforzi esistenti tra i *donors*, i governi e il settore privato al fine di colmare le imperfezioni del mercato che impediscono agli investitori di entrare nel settore dell'elettricità dell'Africa

subsahariana. L'Europa dovrebbe imparare dall'esperienza di *Power Africa*, coordinare le sue iniziative di elettrificazione in Africa e sfruttare in modo coerente gli sforzi europei in atto nel settore.

A tal proposito l'Unione europea, che ha anch'essa l'obiettivo di contribuire allo sviluppo dei mercati energetici dell'Africa subsahariana e di migliorare l'accesso all'energia elettrica nell'Africa subsahariana, opera attraverso una miriade di iniziative. Questi sono promossi separatamente dalla Commissione europea, dalla Banca europea per gli investimenti e dai singoli paesi dell'UE tramite banche di sviluppo nazionali o agenzie di sviluppo nazionali. In questa intricata rete di iniziative, capire chi sta facendo cosa è impegnativo persino da una prospettiva europea. Cina e Stati Uniti come si è visto, si presentano in un modo molto più integrato. L'attuale sistema frammentato dell'Europa favorisce sovrapposizioni, inefficienze e *transaction costs* complessivi più elevati. I soldi dei contribuenti europei sarebbero spesi molto meglio se convogliati attraverso una singola struttura, assicurando la coerenza delle politiche, l'eliminazione delle sovrapposizioni, le economie dei costi di transazione e, di conseguenza, una maggiore efficienza e impatto complessivo. L'Europa ha bisogno di un *hub* unico per sfruttare al meglio i suoi attuali sforzi per sostenere l'elettrificazione subsahariana africana e affiancare il settore privato europeo.

È evidente che questa è una prima conclusione della nostra analisi. Le *major utilities* europee hanno anzitutto bisogno di un supporto istituzionale chiaro ed efficiente sia in Africa subsahariana ma anche e soprattutto che parta dall'Europa. Per chiudere questo primo paragrafo dell'ultimo capitolo possiamo quindi raggiungere una prima conclusione: la sfida energetica in Africa subsahariana è impressionante e richiederà sforzi negli anni a venire che semplicemente non possono essere lasciati interamente al settore privato. Ci sono grandi possibilità di sviluppo e di investimento tanto per l'Africa quanto per l'Europa ed è essenziale a tal proposito un coordinamento centralizzato e più efficace da parte delle istituzioni europee.

4.3 Le *utility* europee: quadro complessivo

Nel luglio del 2017 i delegati della Nazioni Unite si sono incontrati a New York valutando i progressi per gli obiettivi di sviluppo sostenibile mondiale. L'attenzione di quell'anno riguardava il modo in cui le nazioni potranno fornire accesso a energia e acqua a prezzi accessibili e affidabili. L'incontro venne svolto tre anni dopo da quando l'ONU si era impegnata a raggiungere l'accesso universale ad energia pulita e a prezzi accessibili entro il 2030. Le grandi aziende energetiche sono state attivamente coinvolte, implementando sistemi energetici decentralizzati attraverso partnership e *capital venturing*, nonché acquisendo partecipazioni in startup utili al raggiungimento di tali obiettivi. Gli istituti finanziari coinvolti al fine di accelerare l'accesso remoto all'energia hanno intensificato i propri sforzi, fornendo capitale a basso costo per contribuire, dando un accesso rapido ed efficiente all'energia in macroregioni come l'Africa subsahariana e il Sud-est asiatico dove le reti centralizzate sono inaffidabili o costose da installare. Negli ultimi anni la Banca Mondiale ha erogato in media 900 milioni di dollari l'anno in finanziamenti per l'accesso all'energia, che sono aumentati fino a 1,4 miliardi di dollari nel 2016/2017. Il supporto a distanza per i programmi di *micro-grid* è cresciuto da 200 milioni di dollari l'anno negli ultimi anni a 600 milioni nel 2017. Le *development banks* sono anche partner di progetto cruciali per le società energetiche internazionali, fornendo aiuti con ostacoli normativi e politici specifici per paese. Ad oggi i progetti che prevedono micro-reti a distanza sono in crescita nei mercati emergenti e di frontiera, beneficiando del calo dei costi delle attrezzature e dell'aumento del sostegno finanziario. Mentre gran parte dell'attività si è concentrata sulla parte progettuale, anche le startup hanno ricevuto un'attenzione significativa. È in questo contesto che vanno ad inserirsi le *major utilities* europee. Le grandi società europee si sono mobilitate attivamente per l'accesso remoto all'energia in risposta ai cambiamenti negli impegni strategici, mirando a fornire soluzioni di accesso energetico sostenibile alle popolazioni sotto servite e diventando una parte chiave della storia di installazione di energia remota fino ad oggi.

In questa sede si presenteranno gli assetti, i progetti e i piani strategici e di crescita di quelle che si sono ritenute le società europee più attive e presenti nella macroarea subsahariana. La scelta è stata fatta andando a selezionare le *utility* europee con maggiore presenza in Africa subsahariana con particolare riguardo all'attività in progetti rinnovabili. Nell'elaborazione di tale quadro si andrà a fare un

confronto sul campione di aziende presentato utilizzando quelli che si sono ritenuti i fattori comuni su cui far vertere la comparazione e dando al contempo una chiave di lettura circa la valutazione dell'eterogeneo panorama subsahariano sino ad ora presentato. I fattori comuni scelti sono i seguenti:

- Capacità totale installata: tale variabile verrà misurata in MW installati in Africa subsahariana. Verrà considerata la capacità proveniente da grandi impianti idroelettrici, parchi eolici, impianti solari ed ogni altro progetto utile a dare una idea della capacità installata dall'azienda e quindi degli asset di proprietà/in gestione della stessa su suolo subsahariano.
- Tipologia di asset posseduti: tale fattore è da considerare come complemento del precedente. Una volta capito qual è la capacità totale installata è necessario capire di che tipologia di progetti si parla (assetto *asset-heavy* o *asset-light*). Bisogna capire se è un'azienda specializzata nella costruzione di grandi impianti idroelettrici o possiede una rete molto estesa di *mini/micro grid* ecc...
- Quadro strategico: valutazione della strategia messa in atto dall'azienda negli anni e delle prospettive future attese.
- Punti di forza: in quest'ultima categoria si andrà ad inserire tutto ciò che riguarda nello specifico l'azienda presa in esame e che possa fungere da elemento chiave che ha caratterizzato (e caratterizzerà) la crescita della società in africa subsahariana.

4.3.1 Confronto e analisi

Cominciamo con una delle società più presenti in Africa ovvero la francese Engie. Engie è una multinazionale di servizi elettrici, con sede a *La Défense* e che opera nei settori della produzione e distribuzione di energia elettrica, del gas naturale, del nucleare, delle energie rinnovabili e del petrolio. È uno dei pochi attori del settore ad aver sviluppato competenze specialistiche nelle attività a monte ed a valle della catena energetica. Dal 2016 con l'insediamento di Isabelle Kocher l'azienda ha stravolto la propria strategia investendo pesantemente nelle rinnovabili e cominciando una progressiva campagna di abbandono di attività legate al carbone. Dall'ultimo *annual report* della società è possibile comprendere fin da subito la visione di Engie sull'Africa e sul ruolo che questo continente giocherà da qui ai prossimi decenni. Parafrasando la stessa società, Engie ritiene che nei prossimi 40

anni la crescita globale verrà guidata dalla crescita del continente africano a sua volta alimentato dai chiari dati demografici. Tuttavia, questo tipo di crescita economica sarà possibile solo se si riuscirà nel compiere uno sforzo importante per aumentare le risorse di generazione di energia in un continente in cui il 75% della popolazione ha un accesso inadeguato alla stessa. Per affrontare queste sfide, Engie ha deciso di creare un'intera Business Unit (BU) totalmente dedicata all'Africa. La creazione di questa BU dimostra l'importanza che Engie attribuisce all'Africa e la sua determinazione nell'aiutare il continente a raggiungere i suoi obiettivi energetici. La nuova BU è parte della riorganizzazione generale del Gruppo all'inizio del 2016, con la creazione di 10 BU geografiche⁴² l'obiettivo è quello di avvicinarsi ancora di più ai clienti e offrire soluzioni che si adattino idealmente alle loro esigenze, dando priorità alla dimensione "territoriale" rispetto alla dimensione "aziendale". Nell'intraprendere questo approccio, la BU africana mira ad "essere africana". Ciò significa assumere personale locale, identificare i rischi, essere in grado di creare reti istituzionali e partnership con aziende locali, instaurare rapporti duraturi con investitori e istituzioni finanziarie private e pubbliche, e affermare le radici localmente, stringendo contatti con la società civile e le ONG. Engie intende quindi essere uno dei principali leader energetici dell'Africa nei prossimi dieci anni. Per sostenere questa ambizione, la BU africana avrà circa un centinaio di persone e sarà attiva in tutto il continente con quattro uffici corrispondenti alle vaste regioni in cui ENGIE è presente:

- Casablanca (Marocco) per il Nord Africa,
- Abidjan (Costa d'Avorio) per l'Africa occidentale e l'Africa centrale,
- Nairobi (Kenya) per l'Africa orientale,
- Johannesburg (Sudafrica) per la parte meridionale del continente.

Nei suoi sforzi per sviluppare progetti di successo in Africa, Engie possiede ad oggi una capacità installata di 760 MW, di cui 395 MW in energia eolica e solare, e offre anche servizi energetici attraverso la creazione delle sue controllate *Cofely* e *Tractebel Engineering*. *Tractebel Engineering* ha uffici in Algeria, Marocco, Nigeria e Tanzania ed è coinvolta in una quarantina di progetti in tutto il continente. Il Gruppo è presente anche attraverso il fondo di investimento orientato alla solidarietà, *Engie Rassembleurs d'Energies*, che investe in progetti che aiutano le persone che vivono in condizioni precarie ad accedere a energia sostenibile. Il fondo è attivo in

⁴² Tutti i dati sono presi dall'annual report 2017 e altri *special report* dell'azienda

Marocco, Burkina Faso, Kenya e Tanzania. Infine, Engie è molto presente in Sud Africa (dal 1994) ed è il principale produttore indipendente di energia del Paese. Il Gruppo mira a supportare il governo nella definizione di un mix energetico equilibrato basato sulle energie rinnovabili e sul gas. Oltre al Sud Africa Engie è presente direttamente e indirettamente in molti altri paesi della macroarea subsahariana come Tanzania, Uganda, Kenya, Costa d'avorio e Burkina Faso. Di seguito il quadro riassuntivo che mostrerà i fattori comuni presentati nel paragrafo precedente utili per effettuare il successivo confronto:

ENGIE				
Capacità totale installata	Tipologia di asset posseduti	Quadro Strategico		Punti di forza
760 MW di cui 395 MW proveniente da fonte solare ed eolica	Impianti eolici, solari, geotermici	Costituzione nel 2016 di un'intera business unit per l'Africa, con diverse sotto-unità a coprire l'intera area subsahariana, propensione ad un forte radicamento sul territorio e attività lungo tutta la catena energetica		Radicamento sul territorio, offerta anche di servizi energetici, copertura di tutti i segmenti del mercato, mission molto netta dal 2016 che prevede forti investimenti in rinnovabili e in Africa

Passiamo ora ad un'altra francese ovvero Électricité de France (EDF). EDF è una società di servizi elettrici francese, in gran parte di proprietà dello stato francese. Con sede a Parigi, EDF gestisce un portafoglio diversificato di oltre 120 gigawatt di capacità di generazione in Europa, Sud America, Nord America, Asia, Medio Oriente e Africa. In quest'ultimo continente EDF ha diversi progetti in studio ed in gestione e, come per Engie, il piano strategico prevede una sempre più crescente presenza in Africa subsahariana attraverso collaborazioni con governi e agenzie africane e partnership con realtà locali più o meno consolidate. Per quanto concerne il settore dell'idroelettrico EDF partecipa, con il governo del Camerun e l'International Finance Corporation (IFC) alla costruzione e al funzionamento della centrale idroelettrica di *Nachtigal*, situata sul fiume *Sanaga*, a 65 km a nord-est di *Yaoundé*.

Sta fornendo attualmente studi di fattibilità per tre nuovi impianti in Costa d'Avorio, situati nella valle della diga di *Soubré*, nel centro del paese. La *Société d'Eau e d'Electricité du Gabon* (SEEG) ha affidato ad EDF studi pre-progetto sulla diga di *Kinguélé Aval*, inoltre l'azienda collabora con lo sviluppatore gabonese *Eranove* e sta anche lavorando ad uno studio di fattibilità sull'impianto idroelettrico di *Ngoulmendjim*. Nel Regno del Lesotho e in Sudafrica, EDF ha firmato un contratto di consulenza per la fattibilità di due stazioni di pompaggio di trasferimento di energia (STEP). Nel settore del solare e dell'eolico EDF è presente in Sud Africa con una consociata locale di *EDF Energies Nouvelles*, *Innowind*, che si è aggiudicata un contratto per la costruzione di quattro parchi eolici nell'ambito del programma REIPP (*Government Energie Independent Producer Procurement Programme*) del governo. In questo momento sono in funzione i parchi eolici di *Grassridge* (59,8 MW), *Chaba* (21 MW) e *Waainek* (23,3 MW), mentre il parco eolico di *Wesley* (33 MW) è in fase di sviluppo. EDF ha anche preso parte alla costruzione della fattoria solare *Kathial* (Senegal) nell'ambito dei suoi progetti di elettricità off-grid. Nel gennaio del 2018 ha annunciato che collaborerà con la statunitense *Off Grid Electric* (OGE) per fornire soluzioni solari *off-grid* al mercato africano in Costa d'Avorio. Inoltre, le due compagnie hanno recentemente avviato una partnership in Ghana per la fornitura di kit solari. Nell'ambito di questa nuova iniziativa, una joint venture di nuova creazione di nome *Zegha* sarà responsabile dell'installazione e della gestione dei kit solari nelle aree rurali e urbane del Ghana senza alcun collegamento con la rete elettrica, il tutto in un periodo di 5 anni. I contratti si estenderanno da 24 a 30 mesi. Il pagamento potrà essere effettuato tramite l'uso di un telefono cellulare, e i kit includono moduli solari e batterie per stoccaggio di energia. Oltre a questa partnership EDF ha acquisito una quota del 49% in CONERGIES-GROUP (gennaio 2019). Questa partnership si basa sulla natura complementare del posizionamento e delle competenze dei due gruppi. CONERGIES-GROUP è uno dei leader delle soluzioni integrate di efficienza energetica in Africa occidentale, con oltre 130 progetti implementati in Costa d'Avorio, Mali, Senegal, Burkina Faso, Benin, Guinea e Guinea-Bissau. Questo elenco è solo una parte del puzzle e possiamo affermare che sebbene la presenza di EDF sia meno strutturata rispetto ad Engie, le collaborazioni e le diverse partnership non lasciano dubbi circa la propensione ad investire dell'azienda muovendosi su due linee guida: collaborazioni con governi ed agenzie statali su progetti o studi di fattibilità sfruttando la decennale esperienza di EDF

sull'idroelettrico e investimenti in innovative start up nell'ambito dello smart energy e della tecnologia *off.grid*. Di seguito lo schema riassuntivo di confronto:

EDF			
Capacità installata	Tipologia di asset posseduti	Quadro Strategico	Punti di forza
Oltre 300 MW	Impianti idroelettrici, solari, eolici e biomassa	Servizi di costruzione e gestione impianti, studi di fattibilità, collaborazioni con enti locali e presenza indiretta attraverso società collegate/controllate	Esperienza importante nella costruzione e gestione di grandi impianti idroelettrici, offerta di servizi energetici, partnership con diverse start up innovative

Dopo le Francesi passiamo ad analizzare l'assetto di un'italiana: Enel. Enel è stata una delle prime aziende a credere nelle rinnovabili. Nel 2008 creò Enel Green Power (EGP), una società dedicata esclusivamente allo sviluppo di energie rinnovabili. EGP è ad oggi leader mondiale nel settore: è attiva in tutte le principali fonti di energia: idroelettrico, solare, eolico, geotermico e nelle biomasse; ha investito moltissimo nella tecnologia dello *storage* costituendo a tutti gli effetti una delle aziende pionieri nel settore e dimostrando fin da subito che si poteva garantire affidabilità energetica anche con fonti rinnovabili. La diversificazione tra fonti e tecnologica è accompagnata anche da quella geografica. EGP è presente oggi in ben 30 paesi in 5 continenti, dai paesi sviluppati a quelli emergenti ed è fortemente impegnata in programmi per garantire l'accesso all'energia elettrica nelle regioni del mondo difficili come l'Africa Subsahariana. È proprio su quest'ultimo aspetto che ci soffermeremo. Le iniziative portate avanti da EGP in Africa subsahariana sono state moltissime nel tempo e di vario genere e sono numerose tuttora. Di seguito si è voluto riportarne alcune delle più recenti e con lo scopo (esemplificativo) di mostrare quello che è l'impegno di EGP nel subsahara. In Aprile 2019 EGP ha avviato le operazioni dell'impianto solare fotovoltaico *Ngonye* da 34 MW, la prima centrale

elettrica del gruppo in Zambia. La struttura, nella zona economica di *Lusaka South Multi-Facility* nel sud del paese, fa parte del programma *Scaling Solar* del Gruppo Banca Mondiale. Il progetto sarà realizzato dalla *Industrial Development Corporation* (IDC) della Zambia, che a giugno 2016 ha assegnato a Enel il diritto di sviluppare, finanziare, costruire, possedere e gestire l'impianto. Le parole dell'attuale a.d. Antonio Cammisecra sono state le seguenti: "Con la connessione alla rete di *Ngonye* in Zambia, stiamo riconfermando il nostro impegno ad aiutare il paese a sfruttare la sua vasta ricchezza di risorse rinnovabili, che rappresenta una grande opportunità di crescita". L'amministratore delegato di EGP precisa che oltre a costituire un aiuto per il paese a diversificare il suo mix energetico e renderlo così meno vulnerabile a periodi di siccità o al cambiamento climatico. L'operazione si inserisce fra i programmi di sviluppo come *Scaling Solar*, fondamentali per attrarre investimenti privati in Africa Subsahariana. L'operazione ha previsto l'affidamento della proprietà dell'impianto ad una società veicolo per l'80% detenuta da Enel e il 20% dell'IDC. È supportato da un contratto di acquisto di energia della durata di 25 anni con ZESCO, azienda di proprietà dello stato dello Zambia. L'investimento complessivo per un'operazione del genere è stato di circa 40 milioni di dollari. Un altro esempio dell'impegno di EGP in Africa subsahariana è volto ad esemplificare l'approccio diversificato (per fonte, tecnologia e paese) dell'azienda è la costruzione in Kenya (nel 2016) di *mini-grid* in oltre 100 villaggi collaborando con *Powerhive*, un provider tecnologico statunitense. EGP ha detto che il progetto da 12 milioni di dollari rappresenta "uno sforzo concreto nel business *off-grid* integrando investimenti, sostenibilità e innovazione" e ha segnato un importante passo avanti nella presenza dell'azienda in Africa subsahariana. EGP ha coperto il 93% dell'investimento con *Powerhive* che ha finanziato il restante 7%. Sviluppato da quest'ultima, il progetto consiste in un portafoglio di mini-griglie solari con una capacità installata totale di 1 MW da costruire nelle zone occidentali del Kenya. Le mini-reti forniscono energia pulita a circa 20.000 famiglie, piccole imprese, scuole e centri sanitari e hanno collegato circa 90.000 persone alla rete nel processo. L'integrazione di mini-griglie con impianti di accumulo di energia ha consentito al sistema di bilanciare l'offerta e la domanda, riducendo la volatilità e compensando le variazioni nei carichi dei clienti e le fluttuazioni imprevedibili nella generazione di energia. Il progetto ha fornito inoltre ai clienti un sistema di pagamento più semplice

e affidabile attraverso l'adozione di un'app di pagamento per *mobile* e attraverso la piattaforma di Powerhive. Di seguito un quadro riassuntivo:

ENEL (EGP)			
Capacità installata	Tipologia di asset posseduti	Quadro strategico	Punti di forza
Oltre 1500 MW di capacità installata	Impianti geotermici, idroelettrici, eolici, solari e biomassa	Presenza strutturata e diversificata con contratti d'appalto per la costruzione/gestione di impianti, diversi impianti eolici e solari in molti paesi sub sahariani, partnership con start up innovative e pesanti investimenti nello smart energy	Forte e storica presenza nel settore delle rinnovabili in Africa subsahariana, pesanti investimenti sia nei business heavy asset che nei più innovativi light asset, importante know how circa gare per le concessioni in Sud Africa, e Africa orientale, strategia chiara e consolidata da tempo

Traendo le conclusioni dai vari quadri fin qui rappresentati si possono desumere le prime importanti differenze. Procedendo con ordine:

- In termini di capacità installata abbiamo EGP che rappresenta la società fra le tre analizzate più consolidata e affermata in Africa subsahariana. Engie che comunque rappresenta un'importante realtà in Africa con i suoi oltre 700 MW di capacità installata è comunque molto al di sotto. Infine, EDF mostra di avere ancora molto gap da recuperare sebbene come vedremo tale azienda ha sicuramente un approccio strategico più incentrato sull'offerta di servizi nel settore energetico e specializzato nella costruzione/gestione di impianti idroelettrici.
- Per quanto riguarda la tipologia di asset posseduti, le differenze qui sono praticamente nulle. Restando nella sfera delle fonti rinnovabili possiamo notare come tutti i campi sono sostanzialmente coperti da tutte e tre le società. Degno di nota è l'importante specializzazione di EDF nella costruzione e gestione di impianti idroelettrici che rappresentano più del 75% del *total asset* dell'azienda in Africa subsahariana.

- È dal quadro strategico in poi che si possono intuire le differenze in termini di approccio e di visione delle tre società analizzate. Cominciando con Engie, la multinazionale francese ha solo da poco (2016) costituito una BU in africa con varie sotto unità in Africa occidentale, orientale e Sud Africa. Particolare degno di nota è la ferma volontà da parte dell'azienda di radicarsi quanto più possibile sul territorio come testimonia il grande *effort* nel reclutare e formare personale locale. Punto in comune con EGP è il voler servire ogni segmento di mercato, dall'azienda che richiede una certa quantità di elettricità ed in modo affidabile al consumo privato che le nuove tecnologie e i sempre minori costi rendono più appetibile e profittevole rispetto al passato. EGP d'altro canto ha una presenza più strutturata e diversificata con l'*headquarter* in Sud Africa ma moltissimi altri progetti in tutta l'Africa subsahariana. Degno di nota è la notevole crescita negli ultimi 10 anni frutto anche di una notevole esperienza in materie di gare che ha permesso ad EGP di poter vantare gli oltre 1500 MW di capacità installata. EDF si differenzia dalle sopracitate aziende per un approccio certamente meno strutturato. L'azienda è coinvolta in molteplici collaborazioni e partnership con governi ed enti nazionali specialmente in studi di fattibilità e di costruzione/gestione di grandi impianti idroelettrici. Elemento in comune è l'investimento in start up locali o straniere finanziando talvolta la maggior parte del progetto e con un'ottica sempre mirata al perseguimento della *disruption innovation*.
- In ultima analisi si è voluto prendere in considerazione eventuali punti di forza che si ritengano siano stati e potranno essere le basi per la crescita sostenuta sino ad ora e che ancora alimenterà gli anni a venire. Per Engie è chiaro che l'attuale linea stia portando i suoi frutti. Il consolidamento della sua presenza in Africa e la riorganizzazione dell'azienda nella regione ha permesso alla multinazionale francese di gettare le basi per la crescita futura. Inoltre, la particolare attenzione per il radicamento sul territorio e lo sfruttamento delle nuove tecnologie per quanto riguarda i progetti ed i servizi destinati al settore *retail* rappresentano (ed hanno rappresentato in questi due anni) la giusta strada da percorrere. Enel Green Power ha mostrato una crescita fenomenale negli ultimi 10 anni. Le recenti nuove gare vinte con concessioni che da qui ai prossimi 3/5 anni andranno quasi a

raddoppiare l'attuale capacità e gli investimenti fatti nelle ultime innovazioni di settore (solare di ultima generazione, *storage*, digitalizzazione dei pagamenti ecc..) rappresentano un sentiero ancora in salita e con ulteriori margini da sfruttare. EDF infine si distingue dalle sopracitate aziende per un approccio specializzato sull'idroelettrico e di supporto nella costruzione e gestione di impianti. Rispetto ad Engie e EGP necessita di una linea più chiara e investimenti più importanti se vuole affrontare al meglio la sfida energetica (e la grande opportunità) che rappresenta l'Africa subsahariana.

5. Conclusioni

In conclusione il presente lavoro ha voluto rappresentare nell'ottica di chi l'ha redatto un approfondimento anzitutto su quello che rappresenta la sfida energetica subsahariana per il mondo e su quelle che sono le variabili essenziali e le chiavi di lettura con le quali approcciarsi all'argomento ed in ultima analisi provare a sfruttare l'impianto teorico costruito sino al secondo capitolo per effettuare un confronto critico su realtà aziendali europee presenti nella macro regione subsahariana.

I risultati che se ne possono trarre sono sostanzialmente due. Gli sforzi sino ad ora implementati sebbene siano notevoli non sono sufficienti. L'area subsahariana ha necessità di investimenti più incisivi per risolvere il gap con il resto del mondo. L'innovazione tecnologica ha portato, e si spera porterà, molti vantaggi (soprattutto nel segmento *retail*) andando a diminuire i costi ed efficientare l'intero sistema attraverso tecnologie quali lo stoccaggio di energia, il monitoraggio affidabile dei consumi e apparecchiature sempre più efficienti ed economiche. Anche il rinnovato interesse per il settore ha reso possibile che si sbloccassero ulteriori capitali con gli istituti finanziari in grado di poter giocare un ruolo chiave nel finanziamento di tutte quelle iniziative medio piccole (e non solo) che rappresentano una parte importante in questa corsa all'elettrificazione dell'Africa subsahariana. L'altro aspetto riguarda il ruolo europeo in questa "gara" energetica. Si è citato nei precedenti capitoli il ruolo di Cina e U.S.A e ciò che ne è emerso rapportandoli all'Europa è l'efficace coordinamento tra pubblico privato che purtroppo l'UE non sembra aver raggiunto. Il panorama europeo è costellato da molte iniziative condotte da altrettanti istituti ed enti/agenzie nazionali generando confusione nelle controparti africane e rappresentando una forte inefficienza dovuta agli elevati costi di transazione e sovrapposizione. Abbiamo comunque realtà private come EGP che hanno una storia di successi in Africa subsahariana ed hanno garantito l'accesso all'energia a moltissimi africani che prima ne erano privi ma questo successo può e deve essere amplificato da un migliore coordinamento delle istituzioni europee.

Bibliografia:

World Energy Outlook 2014 – 2015 – 2016 – 2017, IEA

“Making power affordable for Africa and viable for its utilities” di M. Kojima e C. Trimble

US Energy Information Administration

Africa Progress Panel, 2015.

“Should we build bigger dams? The actual costs of the development of megaproject of hydropower”, A. Ansar et al., 2014.

IRENA, 2015

World Bank Economic Review, 2017.

Mathematica policy research, 2017.

“Experimental evidence on the demand for and costs of rural electrification”, Lee et al., 2016

Lighting Global, 2016

Electric Power Sector Reform Act, 2005

13th Annual Africa Utility Week conference, Città del Capo, 14-15 Maggio, 2013

PwC Africa Power & Utilities Sector Survey

A case study of M – POKA, LSE, December 2018

Energy Environment Partnership, 2016

What Is the Business Case for Energy Storage in Africa?, Ilias Tsagas, 2017.

Matteo Caroli, *Gestione delle imprese internazionali*, 3 ed., McGraw-Hill, 2016

Sitografia:

<https://www.usaid.gov/powerafrica>

<https://data.worldbank.org/region/sub-saharan-africa>

<https://www.iea.org/>

<https://www.irena.org/africa>

www.sapp.co.zw

www.energycom.gov.gh

www.enterprisesurveys.org

<http://www.engie-africa.com/en/>

<https://afrique.edf.com/en/>

<https://www.enelgreenpower.com/>

<https://www.ispionline.it/it/pubblicazione/sace-progetti-con-le-rinnovabili-africa-gazzelle-o-unicorni->

Riassunto

La Banca Mondiale ha stimato che 1,2 miliardi di persone vivono a livello globale sconnessi dalla rete elettrica del proprio paese. Metà di questa fetta di popolazione globale si trova in Africa. Ciò ha incredibili effetti deleteri su crescita economica e produttività e la Banca Mondiale ha stimato che una fornitura di elettricità affidabile aumenterebbe del 2% annuo la crescita del PIL nelle aree dell'Africa sub-sahariana.

Le caratteristiche naturali dell'intera area subsahariana presentano una grande opportunità per il futuro. In particolare, la distribuzione delle fonti di energia rinnovabili risulta potenzialmente ottimale per una struttura energetica di tipo *low-fuel* e *low-carbon*. Tale struttura presenterebbe una miglior distribuzione all'interno dell'intero continente africano in grado di garantire una base solida per il raggiungimento di un livello di accesso all'energia critico al fine di sbloccare lo sviluppo economico dell'intera macroarea.

I fattori limitanti per lo sviluppo del settore elettrico sono principalmente di natura tecnica, finanziaria (reperimento fondi) e relativi ai meccanismi di regolamentazione. In aggiunta a ciò, la maggior parte dei paesi subsahariani hanno un livello di infrastrutture ancora non all'altezza della sfida, questi causano problemi di efficienza e di sostenibilità dell'intero apparato energetico. Bisogna specificare che la mancanza di dati ostacola gravemente le stime attuabili, soprattutto riguardo futuri progetti di reti in molti paesi subsahariani. Lo sviluppo di strumenti efficienti che consentano la valutazione dei progetti nel settore dell'energia rinnovabile sulla base dei loro costi e benefici energetici, sociali e ambientali è fondamentale al fine di poter proseguire sulla strada della trasformazione energetica in Africa subsahariana.

Non esiste una definizione univoca e internazionalmente accettata di accesso all'energia moderna. Tuttavia, si conviene spesso su specifici elementi in comune, tra cui:

- Accesso domestico a un livello minimo,
- Accesso domestico sicuro (per la salute) e sostenibile (per l'ambiente),
- Accesso che consente l'attività economica produttiva, ad es. potenza meccanica per il settore agricolo, tessile e altre industrie,

- Accesso per i servizi pubblici, ad es. elettricità per strutture sanitarie, scuole, illuminazione stradale ecc...

Tutti questi elementi sono cruciali per lo sviluppo socioeconomico di un paese, come lo sono una serie di aspetti fondamentali correlati quali la disponibilità tecnica, l'adeguatezza e l'affidabilità dell'infrastruttura, la convenienza e la sicurezza dei servizi. Precisato quanto detto sino ad ora, in Africa subsahariana vi è un abitante su tre senza accesso alla rete elettrica. Secondo i dati di fine 2016 della *World Bank* la quasi totalità dei paesi subsahariani hanno un tasso di accesso all'elettricità inferiore al 70%. I valori massimi si trovano in corrispondenza di Ghana e Gabon, che superano tale soglia, mentre i restanti paesi subsahariani hanno tassi di accesso nazionale (urbano e rurale) inferiore. I valori minimi del 8-9% sono toccati da paesi come il Chad o il Sud Sudan, è soprattutto la parte centro-orientale ad avere, in media i tassi più bassi.

Va comunque sottolineato che sono stati compiuti molti sforzi nell'ultimo decennio per promuovere l'accesso all'elettricità e l'impatto è stato certamente positivo. Ad oggi il ritmo di tali sforzi è sicuramente cresciuto rispetto al passato. C'è, per la prima volta nella sua storia, un *trend* positivo nell'Africa sub-sahariana, dove gli sforzi di elettrificazione hanno superato la crescita demografica dal 2014. Tuttavia, i progressi sono disomogenei e ci sono ancora più persone senza elettricità oggi rispetto a quelle del 2000. Questo è dovuto principalmente all'elevato tasso di crescita demografica dell'intera area subsahariana che va a neutralizzare gli sforzi perpetrati dagli attori pubblici e privati. Come si può riscontrare dai dati dell'*World Energy outlook* 2017 dell'IEA, le previsioni per l'India e le altre economie emergenti del sud-est asiatico sono molto positive: si prevede entro il 2030 un abbassamento del numero di persone senza accesso all'elettricità di oltre l'ottanta per cento. Nell'Africa subsahariana, il tasso di accesso dovrebbe arrivare al 59% nel 2030, dal 43% nel 2016, tuttavia il numero di persone senza accesso all'elettricità nell'area ricomincerà a crescere man mano che gli sforzi per l'elettrificazione non saranno più incisivi di quelli attuali. Significativa è la proiezione di circa 619 milioni di persone ancora senza accesso all'elettricità per il 2030. Tale cifra, nel 2030, andrebbe a costituire il 90% della popolazione globale senza accesso all'elettricità. In sostanza l'area subsahariana sarà l'unica fetta di mondo che ancora mancherà di un adeguato livello di accesso all'energia elettrica rispetto alla sua popolazione.

Naturalmente, questi dati forniscono un'informazione implicita: il livello di consumo effettivo di elettricità in Africa subsahariana è molto basso. Tra il 2010 e il 2014, il consumo medio annuo pro capite dell'intera macroarea è stato pari al solo 4% del consumo pro capite statunitense. Detto questo, è necessario aggiungere che una maggiore capacità di generazione non garantisce che i locali possano effettivamente ottenere forniture elettriche affidabili. Le inefficienze di molte delle reti e dei sistemi di distribuzione tradizionalmente costruite consentono il raggiungimento del solo 40% della produzione potenzialmente auspicabile in considerazione della capacità installata nella regione. L'inefficienza della rete infrastrutturale subsahariana è uno dei principali dilemmi da risolvere al più presto per raggiungere gli obiettivi prefissati per il 2030 dalle Nazioni Unite. Tutto questo emerge dal rapporto *Africa Pulse* della Banca Mondiale. Come hanno più volte osservato attori sovranazionali come l'IEA, il NEPAD o la stessa Banca Mondiale, è difficile stabilire tariffe elettriche che possano coprire profittevolmente i costi di consegna o implementare piani nazionali di elettrificazione efficienti quando la rete infrastrutturale continua a deficitare in quanto ad efficienza dei sistemi di produzione e trasmissione. La Banca Mondiale in particolare ha sottolineato più volte che i progressi tecnologici nel settore delle rinnovabili sono soluzioni ottimali per aumentare l'accesso, in particolare per i consumatori rurali in aree poco popolate, ma meno per progetti di dimensioni industriali con il duplice obiettivo di creazione di posti di lavoro e aumento del livello di elettrificazione.

I dati relativi alla domanda di elettricità nell'Africa subsahariana sono spesso inaffidabili o non disponibili, ma quelli disponibili mostrano che la domanda è cresciuta rapidamente nell'ultimo decennio mentre un'ampia porzione rimane latente a causa dei bassi livelli di accesso nella regione. L'Agenzia internazionale dell'energia stima che la domanda di elettricità nella macroarea subsahariana sia cresciuta di circa il 35% dal 2000 al 2012 raggiungendo i 352 TWh. È bene specificare che in Africa la domanda di elettricità è strettamente vincolata alla disponibilità di fornitura; molti abitanti o non hanno accesso all'elettricità o non possono soddisfare il loro fabbisogno giornaliero. Questa domanda latente non è riscontrabile tra i dati e questo, come accennato ad inizio capitolo, rende difficile misurare la domanda totale di elettricità. Nel 2012 la domanda di elettricità in Africa è stata di 605 TWh ma il solo Nord Africa ha rappresentato il 40% del totale. In Africa Sub-Sahariana, la domanda totale di elettricità è aumentata del 35% dal 2000 al 2012, valore pari al 70 % della domanda

della Korea, la quale però ha una popolazione corrispondente al 5% di quella Sub-Sahariana. A livello pro capite la domanda di elettricità in questi paesi è rimasta praticamente invariata (attorno ai 400 KWh), ne consegue che la crescita della domanda totale è dovuta alla crescita della popolazione. Il valore pro-capite è il più basso tra le altre regioni del mondo in via di sviluppo, 75% al di sotto di quello dei paesi emergenti del sud-est asiatico. Il boom nel settore delle comunicazioni, in particolare quello della telefonia mobile, ha spinto la domanda di servizi a crescere rapidamente negli ultimi anni. In molti paesi dell'Africa Sub Sahariana però, lo sviluppo economico è ancora in una fase iniziale, ed è possibile riscontrare che i 2/3 dell'energia totale è impiegata nel settore domestico (la maggior parte per cucinare). La percentuale di consumo energetico degli altri settori di utilizzo è molto inferiore rispetto ad altre regioni del mondo e ciò riflette la bassa presenza del settore dei servizi nella macroarea subsahariana: i trasporti rappresentano solo l'11% del consumo finale di energia, e l'industria assieme all'agricoltura e ai servizi rappresentano solo il 21%.

La rete elettrica dell'Africa subsahariana ha una capacità di generazione installata di circa 90 GW, circa 0,1 kW pro capite. Tale dato è in netto contrasto con le economie più ricche che hanno installato capacità da 1 a 3 kW pro capite. La metà della capacità della regione si trova in Sud Africa e 13 GW si trovano in Nigeria (come può vedersi nel seguente grafico). In Nigeria solo 6 GW circa (ovvero il 40%) sono operativi mentre il resto si perde a causa della scarsa manutenzione e delle carenze di carburante in Nigeria. La capacità installata per molti paesi dell'Africa sub-sahariana è inferiore a 1 GW. Escludendo il Sudafrica, l'intera capacità di generazione installata dell'Africa subsahariana è di soli 28 GW, equivalente a quella dell'Argentina. La carenza nella capacità di generazione della regione è dovuta in parte al basso livello di investimenti nei sistemi energetici, che attualmente rappresentano circa lo 0,5% del suo PIL. Secondo le più recenti stime dell'agenzia internazionale dell'energia, l'Africa sub-sahariana ha il potenziale per installare circa 1 TW di capacità di generazione e questo grazie ad una gamma di opzioni tecnologiche diverse. Tale stima tra l'altro, non tiene conto del potenziale derivante dal solare. Circa il 20% della generazione attuale della regione proviene da energia idroelettrica mentre oltre il 70% proviene da combustibili fossili.

Le stime di capacità installata in tutte le regioni subsahariane sono spaventosamente basse rispetto al potenziale delle risorse. La capacità installata e la presenza della rete non garantiscono che le persone abbiano accesso all'elettricità. In

Nigeria, ad esempio, l'abbondante potenziale di energia fossile e lo sviluppo di infrastrutture per la produzione di petrolio non hanno aumentato la connessione affidabile alla rete elettrica. L'incapacità dell'Africa subsahariana di fornire elettricità affidabile ha portato alla prolifica crescita da parte di consumatori industriali, commerciali e anche residenziali dell'auto-generazione sul posto, inefficiente e costosa, raggiungendo in media il 10% della capacità di generazione della regione. Ciò ha aumentato il costo e il rischio di fare affari nell'Africa sub-sahariana. La mancanza di un servizio elettrico affidabile ha comportato e continua a comportare perdite economiche per le imprese locali. In Nigeria, l'85% delle imprese utilizza un generatore di riserva. Questi generatori di riserva sono costosi e costano circa il 300% in più dell'energia elettrica dalla rete. Questo uso prolifico mostra l'appetito della regione per l'energia elettrica e anche la volontà di pagare per servizi che vadano a rispondere a tale domanda. Numerosi studi recenti hanno sollevato dubbi su quanto l'espansione della rete nazionale in Africa subsahariana contribuisca allo sviluppo economico, nel breve termine. Uno studio sul Ruanda ha rilevato che i livelli di consumo di coloro che sono stati collegati alla rete, sia per le famiglie che per le imprese, sono rimasti modesti e questo anche 4 anni dopo la connessione. Non vi sono segnali di effetti moltiplicatori a livello economico derivanti da un aumento degli usi produttivi di energia elettrica. Tali usi infatti non andavano oltre una certa dimensione: per intenderci piccoli negozi e altre piccole imprese nel settore dei servizi. Una recente valutazione su larga scala di un programma di elettrificazione rurale in Tanzania conferma i lievi effetti riguardo l'uso produttivo di elettricità. Per lo più in linea con il sopracitato *report* sul Ruanda, lo studio trova però riscontri positivi come le diminuzioni nell'uso di alcune fonti energetiche tradizionali nonché effetti positivi sull'uso dell'illuminazione. Un ulteriore aspetto da considerare inevitabilmente è l'improbabilità del recupero dei costi delle connessioni residenziali rurali dai soli pagamenti delle famiglie che ne usufruiscono. Da questo quadro complessivo sembra quasi che le prospettive future, almeno nel breve termine, siano sconcertanti. Tuttavia, esistono già oggi, alternative tecnologiche a basso costo che sono particolarmente efficienti nel fornire servizi energetici di base alle famiglie delle aree rurali dove i costi di estensione dell'infrastruttura sono, come visto, particolarmente elevati. I costi delle tecnologie *off-grid* su scala ridotta, in particolare i dispositivi di illuminazione solare e i sistemi solari domestici, sono diminuiti considerevolmente nell'ultimo decennio. I prezzi al dettaglio per il solare *off-grid* sono attualmente compresi tra i 10 USD per

una lampada solare e 200 USD per un sistema solare da 20 Watt. Inoltre, molti esperti prevedono che le riduzioni dei costi continueranno nel futuro grazie all'innovazione tecnologica.

Sebbene molti governi subsahariani attribuiscano un'alta priorità all'aumento dell'offerta di elettricità, nella maggior parte dei casi non si possono finanziare tali miglioramenti senza il capitale del settore privato. L'aumento della capacità installata attraverso la partecipazione del settore privato però tende ad incontrare molte più difficoltà nella distribuzione rispetto alla generazione e alla trasmissione. Ciò accade principalmente a causa delle intrinseche complessità tra i proprietari delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, gli investitori ed una serie di aspetti (in parte afferenti all'assetto regolatorio) riguardanti l'erogazione del servizio agli utenti finali. Le iniziative private nella distribuzione richiedono complessi accordi di allocazione del rischio tra investitori e proprietari di rete, oltre ad incentivi per allineare i loro interessi in merito agli obiettivi di capacità ed efficienza. Le *utility* coinvolte nei servizi di distribuzione inoltre operano in un complesso di regolamentazioni che riducono ulteriormente i margini di profitto. Tuttavia, la partecipazione privata nella distribuzione di energia elettrica è essenziale per soddisfare le crescenti esigenze della popolazione subsahariana. Molti attori si sono già mossi per avviare progetti ed investimenti in quest'ottica di lungo termine. *Power Africa*, una partnership lanciata dall'ex presidente Barack Obama nel 2013, ha mobilitato governi statunitensi e africani, aziende private, organizzazioni internazionali e O.N.G. con l'obiettivo di raddoppiare l'accesso all'elettricità nella macroarea subsahariana. Anche diverse società cinesi stanno investendo nel settore energetico africano. Gli investimenti cinesi hanno rappresentato circa 13 miliardi di dollari e il 20% di tutti gli investimenti nella regione tra il 2010 e il 2015. Tali investimenti hanno coinvolto attori privati cinesi che si contraddistinguono per avere una forte partecipazione statale nel capitale sociale. L'Europa ha avuto sino ad ora una partecipazione più frammentaria e decentralizzata, creando una moltitudine di iniziative per promuovere l'elettrificazione nell'Africa sub-sahariana e limitando la sua potenziale influenza nello stimolare le riforme del settore energetico dei paesi subsahariani.

Nel presente lavoro si è poi voluto dare forma ad un'analisi di *risk assessment*. Il modello che si è presentato consiste sostanzialmente nell'andare a scomporre in una serie di indicatori quella che è la dimensione nella quale si muovono le variabili che

nel presente lavoro si ritiene vadano ad influenzare la profittabilità di un investimento nel settore dei servizi elettrici con fonte rinnovabile in Africa subsahariana. Con la costruzione di tre grafici a radar, che rappresenteranno tre diverse macrocategorie di rischio, si andrà ad assegnare un voto ad ogni indicatore. Tale voto sarà una valutazione del rischio inerente a quell'indicatore e andrà da una scala di 1 (molto rischioso) a 5 (rischio basso/contenuto). Ovviamente è bene precisare che la valutazione/assegnazione del voto è in questa sede, puramente soggettiva. Lo scopo di questo modello di *risk assessment* non è tanto quello di fornire valutazioni assolutamente inoppugnabili ed oggettive, semmai dovesse realmente esistere una possibilità del genere, ma quello di fornire un quadro di valutazione idoneo che vada a comprendere la maggior parte delle variabili in gioco che un potenziale investitore privato deve considerare in questo contesto.

Procedendo con la presentazione del modello si parte con l'elencare le tre macrocategorie di rischio individuate e rappresentate dai 3 grafici a radar:

- Inerente alla sfera economica-finanziaria. In questo grafico si andrà a scomporre la dimensione economico-finanziaria in alcuni indicatori fondamentali come il famoso *Doing business index della* Banca Mondiale, il quale rappresenta una valutazione di diversi parametri: la complessità a livello regolatorio di avviare un'impresa, il livello di protezione dei diritti di proprietà ecc... Altri indicatori considerati sono la crescita del PIL, il tasso di inflazione, il livello di sviluppo umano, la quantità di investimenti diretti esteri (IDE) o il tasso di densità abitativa. Quest'ultimo abbiamo visto, e vedremo più approfonditamente in seguito, essere un parametro molto importante, soprattutto in fase di pianificazione, per capire quelli che potranno essere i futuri ritorni attesi sul capitale.
- Inerente al business delle rinnovabili. In questo secondo grafico si andranno a considerare grandezze attinenti al mondo delle rinnovabili e specificatamente correlati alla produzione e disponibilità di tali risorse.
- Inerente al contesto. In quest'ultimo grafico si considereranno fattori legati sia al contesto esterno che a quello interno. Si procederà ad una valutazione tenendo in considerazione parametri quali il rischio di disastri naturali, molto importante per esempio nel caso di progetti idroelettrici, rischi collegati all'instabilità politica o monetaria, o indicatori quali il *credit risk*

index o l'*operative risk index* che vanno ad esprimere un giudizio sul rischio legato alla certezza dei crediti piuttosto che la gestione operativa del business.

L'Africa sub-sahariana, come ampiamente discusso in questo lavoro, è caratterizzata da bassi tassi medi di elettrificazione. Tale situazione è sicuramente molto differente da altre regioni in via di sviluppo come il l'America Latina o il Sud-est Asiatico. Un aspetto importante da considerare al fine di incrementare il tasso d'accesso all'elettricità è per l'appunto la distanza di molti insediamenti dalla rete nazionale. L'aumento dei costi infrastrutturali e di connessione limita quindi l'espansione della rete da parte dei governi e delle *utility* locali. Nell'intera macroarea sub-sahariana, infatti, sono stati compiuti numerosi tentativi di politiche di incentivazione volte a ridurre il prezzo dell'elettricità, aumentando così la possibilità di accesso per il consumatore medio di quelle aree, tuttavia, tali forme di incentivi sono molto dispendiose e limitano la sostenibilità finanziaria del sistema energetico andando a consumare risorse che potrebbero essere utilizzate in progetti per l'incremento dei tassi di accesso. Bisogna infatti comprendere che gli incentivi vanno a ridurre le tariffe per i consumatori che sono già connessi alla rete, mentre la popolazione che non ha ancora accesso non è in alcun modo avvantaggiata da ciò. Questo implica che tali modalità non vanno ad aumentare la percentuale di popolazione che ha accesso ai servizi elettrici e quindi non contribuiscono all'aumento dell'indice di accesso all'elettricità. Queste inefficienze del sistema elettrico stanno inibendo la crescita e la competitività dei paesi subsahariani. Il problema delle interruzioni di alimentazione inibisce in modo rilevante la crescita economica, in particolare a causa del suo effetto dannoso in termini di produttività aziendale. Utilizzando i dati della *World Bank* si stima che l'impatto delle variabili ambientali (infrastrutturali in particolare) sulla produttività aziendale, nella maggior parte dei paesi subsahariani, sia il fattore che pesa di più: circa il 35-65% degli investimenti per la produttività aziendale, distanziando notevolmente altri fattori critici come la corruzione o l'eccessiva burocrazia. Le interruzioni alla fornitura del servizio elettrico si traducono sostanzialmente in danni economici per le aziende.

Per avere un quadro complessivo completo è bene citare anche il prezzo elevato dell'energia elettrica in Africa subsahariana che, insieme alla problematica delle interruzioni di servizio di cui sopra concorrono a smorzare la domanda di energia

elettrica nella regione. Il tasso medio di prezzo per kWh è circa il doppio di quello riscontrato in altri paesi in via di sviluppo.

Tutte le considerazioni appena fatte hanno trascurato una componente fondamentale: il costo del trasporto dell'elettricità dal produttore all'utente. Le variabili che lo influenzano sono numerose (estensione territoriale, scelte tecniche, caratteristiche della rete ecc...). Tuttavia, è bene precisare che lo sfruttamento di economie di scala nella produzione di energia elettrica al fine di soddisfare una domanda di elettricità della popolazione a un costo accettabile non risulta sempre l'opzione più conveniente. Un impianto garantisce una ricopertura dei costi più veloce se funziona sempre a pieno regime e vende tutta l'energia elettrica prodotta. Tuttavia, per trasportare queste grandi quantità di energia agli utenti disposti a comprarla, vi sono spesso problemi legati al territorio, si pensi al discorso trattato nel precedente capitolo in materia di perdite sistemiche in Africa subsahariana. Pertanto, la costruzione di un impianto di grandi dimensioni è giustificata solo in un contesto predisposto per il soddisfacimento di una grande domanda non ancora soddisfatta e che non presenta difficoltà nel raggiungimento di tutti gli utenti finali. La situazione appena descritta è però raramente la norma in Africa subsahariana, dove la domanda è sì in crescita ma rimane ancora contenuta e soprattutto distribuita in modo non omogeneo sul territorio. Mentre in molti paesi subsahariani si è cercato di espandere gli investimenti nel settore energetico, l'economicità di tali operazioni non è stata oggetto di altrettanto sforzo. Per anni molti *policy maker* hanno cercato di implementare livelli tariffari che riflettessero i costi sostenuti dalle *utility* dell'elettricità. In Nigeria per esempio, è stato previsto un piano di recupero dei costi attraverso una legge emanata nel 2005. Negli stati membri della *Southern African Development Community* (comprendente paesi come il Sud Africa, l'Angola, il Botswana, la Tanzania ecc...), i vari ministri dello sviluppo hanno adottato tali principi fin dal 2004. Più di recente, l'attenzione sui costi e come questi siano coperti dalle tariffe delle *utility* ha guadagnato un nuovo impulso da parte degli enti regolatori. Il *Multi-Year Tariff Order* in Nigeria adottato per il periodo 2012-2018 ha imposto tariffe calcolate al fine di garantire un recupero dei costi per le aziende erogatrici del servizio elettrico e un certo livello di redditività e profittabilità nonché di ritorno sul capitale investito. Nonostante tali misure le tariffe in Africa subsahariana non rispecchiano ancora i costi nella maggior parte dei paesi subsahariani. I governi locali sono di fronte al dilemma su come bilanciare strategie

per l'incentivazione all'investimento e strategie per incrementare l'accesso all'energia, la qualità del servizio e l'efficienza dell'intero sistema.

Nel lavoro di tesi si è voluto inizialmente proporre un'analisi di quelli che sono i business model nel settore dei servizi elettrici a base rinnovabile in Africa subsahariana. Di fronte a tale sfida si è però riscontrato un'estrema differenziazione dei modelli. Anzitutto già considerando le diverse energie rinnovabili si è riscontrato una gran quantità di differenze. Si pensi agli elementi da considerare nella costruzione di un modello di business di un grande progetto idroelettrico piuttosto che un impianto eolico o una mini-grid. Per coerenza, praticità e al fine di non generalizzare andando solo a creare probabilmente confusione nel lettore, ci si è voluto concentrare su un particolare tipo di business in modo da effettuare un'analisi più puntale e dettagliata che nel presente lavoro si è ritenuta più attinente allo scopo. La scelta è ricaduta sulle varie tipologie di business model del settore fotovoltaico ed in particolare sui progetti gestiti dall'EEP (programma di partenariato energetico). I progetti considerati nell'EEP constano di 5 fondamentali modelli di business. Volendoli presentare brevemente abbiamo:

- 1) *Retail / over the counter* - Le vendite over the counter rappresentano l'approccio meno moderno per la vendita di energia solare proveniente da impianti fotovoltaici nell'Africa orientale. Tuttavia, in passato, poche attività erano esclusivamente dedicate alla commercializzazione della sola energia solare fotovoltaica. Solitamente il solare fotovoltaico veniva venduto come prodotto aggiuntivo con ricavi che rappresentavano solo il 10% o meno del fatturato totale delle aziende. Negli ultimi tempi è emerso un gran numero di rivenditori di energia solare dedicati. La loro sopravvivenza e il loro successo dipendono soprattutto dallo sviluppo e dall'implementazione di efficaci modelli di marketing, fornitura e distribuzione.
- 2) *Pay-as-you-go (PAYG)* - Si tratta di un modello di finanziamento al consumo per sistemi solari fotovoltaici che sfrutta i moderni sistemi di trasferimento di denaro da dispositivi mobili e il monitoraggio e il controllo remoto dei sistemi solari. Questi sistemi consentono inoltre di disconnettere da remoto un sistema nel caso sia necessario. La proprietà del sistema viene trasferita una volta che il cliente ha pagato tutte le rate/rimborsi. Tale modello offre ai clienti una discreta flessibilità nei pagamenti potendo

optare per una cadenza giornaliera, settimanale o mensile, e consente all'azienda di gestire facilmente ed efficacemente un ampio portafoglio di mutuatari dispersi sul territorio. Poiché la durata del rimborso varia tipicamente da 6 mesi a 3 anni, questo in genere crea un notevole onere in termini di flussi di cassa per le imprese che hanno il ruolo di fornitore e finanziatore.

- 3) *Consumer Financing partnership* (attraverso una partnership con istituto finanziario) – questo è un modello di finanziamento al consumo basato su una partnership tra fornitore di energia solare (fotovoltaica) e Istituto finanziario (ad esempio MFI, Cooperativa di risparmio e credito, Aziende agricole / Industrie rurali con personale rurale di grandi dimensioni). Il fornitore fornisce prodotti e servizi mentre l'istituto finanziario fornisce il finanziamento al consumatore e incassa i rimborsi.
- 4) *Mini/micro Grid* - Le mini-griglie dovrebbero avere un ruolo chiave nell'espansione dell'accesso all'energia nelle aree rurali e peri-urbane e negli ultimi anni ci sono stati molti investimenti da parte di partner istituzionali e privati al fine di sviluppare modelli di business e un ambiente favorevole in grado di rendere le mini/micro reti un'attività economicamente profittevole. Il loro principale vantaggio rispetto ai sistemi solari stand-alone è che consentono ai clienti connessi di aumentare il proprio consumo energetico e di energia senza dover investire in capacità aggiuntive. Sono tecnicamente più efficaci quando è possibile collegare un gran numero di clienti entro un raggio di circa 1 km.
- 5) *Fee-for-service (FFS)* - Un approccio basato sulla clientela che paga una tariffa mensile per i servizi elettrici, del tutto simile ad un modello classico che applica qualsiasi grande utility ma che utilizza sistemi standalone (quindi escludendo le mini/micro-grid). La proprietà del sistema non viene trasferita al cliente e l'azienda è interamente responsabile della manutenzione e sostituzione del sistema. Il modello si presta bene a fornire elettricità affidabile ed economica alle comunità disperse, dove grandi distanze tra i clienti rendono poco efficienti le mini/micro griglie. Tuttavia, l'impresa dovrà sostenere un costo iniziale ed il periodo di recupero dell'investimento è abbastanza lungo.

Nell'ultima parte si sono infine presentati gli assetti, i progetti e i piani strategici e di crescita di quelle che si sono ritenute le società europee più attive e presenti nella macroarea subsahariana. La scelta è stata fatta andando a selezionare le *utility* europee con maggiore presenza in Africa subsahariana con particolare riguardo all'attività in progetti rinnovabili. Nell'elaborazione di tale quadro si andrà a fare un confronto sul campione di aziende presentato utilizzando quelli che si sono ritenuti i fattori comuni su cui far vertere la comparazione e dando al contempo una chiave di lettura circa la valutazione dell'eterogeneo panorama subsahariano sino ad ora presentato. I fattori comuni scelti sono i seguenti:

- Capacità totale installata: tale variabile verrà misurata in MW installati in Africa subsahariana. Verrà considerata la capacità proveniente da grandi impianti idroelettrici, parchi eolici, impianti solari ed ogni altro progetto utile a dare una idea della capacità installata dall'azienda e quindi degli asset di proprietà/in gestione della stessa su suolo subsahariano.
- Tipologia di asset posseduti: tale fattore è da considerare come complemento del precedente. Una volta capito qual è la capacità totale installata è necessario capire di che tipologia di progetti si parla (assetto *asset-heavy* o *asset-light*). Bisogna capire se è un'azienda specializzata nella costruzione di grandi impianti idroelettrici o possiede una rete molto estesa di *mini/micro grid* ecc...
- Quadro strategico: valutazione della strategia messa in atto dall'azienda negli anni e delle prospettive future attese.
- Punti di forza: in quest'ultima categoria si andrà ad inserire tutto ciò che riguarda nello specifico l'azienda presa in esame e che possa fungere da elemento chiave che ha caratterizzato (e caratterizzerà) la crescita della società in africa subsahariana.

Sono state scelte come aziende da analizzare Engie, Enel (EGP) ed EDF. Tale selezione scaturisce dalla forte e più o meno consolidata presenza di queste società, rispetto ad altre europee, nella macroarea subsahariana. Cominciamo con una delle società più presenti in Africa ovvero la francese Engie. Dal 2016 con l'insediamento di Isabelle Kocher l'azienda ha stravolto la propria strategia investendo pesantemente nelle rinnovabili e cominciando una progressiva campagna di abbandono di attività legate al carbone. Dall'ultimo *annual report* della società è possibile comprendere fin da subito la visione di Engie sull'Africa e sul ruolo che questo continente

giocherà da qui ai prossimi decenni. Per affrontare la sfida energetica subsahariana, Engie ha deciso di creare un'intera Business Unit (BU) totalmente dedicata all'Africa. La creazione di questa BU dimostra l'importanza che Engie attribuisce all'Africa e la sua determinazione nell'aiutare il continente a raggiungere i suoi obiettivi energetici. La nuova BU è parte della riorganizzazione generale del Gruppo all'inizio del 2016, con la creazione di 10 BU geografiche l'obiettivo è quello di avvicinarsi ancora di più ai clienti e offrire soluzioni che si adattino idealmente alle loro esigenze, dando priorità alla dimensione "territoriale" rispetto alla dimensione "aziendale". Nell'intraprendere questo approccio, la BU africana mira ad "essere africana". Ciò significa assumere personale locale, identificare i rischi, essere in grado di creare reti istituzionali e partnership con aziende locali, instaurare rapporti duraturi con investitori e istituzioni finanziarie private e pubbliche, e affermare le radici localmente, stringendo contatti con la società civile e le ONG. Engie intende quindi essere uno dei principali leader energetici dell'Africa nei prossimi dieci anni. Nei suoi sforzi per sviluppare progetti di successo in Africa, Engie possiede ad oggi una capacità installata di 760 MW, di cui 395 MW in energia eolica e solare, e offre anche servizi energetici attraverso la creazione delle sue controllate *Cofely* e *Tractebel Engineering*. *Tractebel Engineering* ha uffici in Algeria, Marocco, Nigeria e Tanzania ed è coinvolta in una quarantina di progetti in tutto il continente.

Passiamo ora ad un'altra francese ovvero Électricité de France (EDF). EDF è una società di servizi elettrici francese, in gran parte di proprietà dello stato francese. Con sede a Parigi, EDF gestisce un portafoglio diversificato di oltre 120 gigawatt di capacità di generazione in Europa, Sud America, Nord America, Asia, Medio Oriente e Africa. In quest'ultimo continente EDF ha diversi progetti in studio ed in gestione e, come per Engie, il piano strategico prevede una sempre più crescente presenza in Africa subsahariana attraverso collaborazioni con governi e agenzie africane e partnership con realtà locali più o meno consolidate. Possiamo affermare che sebbene la presenza di EDF sia meno strutturata rispetto ad Engie, le collaborazioni e le diverse partnership non lasciano dubbi circa la propensione ad investire dell'azienda muovendosi su due linee guida: collaborazioni con governi ed agenzie statali su progetti o studi di fattibilità sfruttando la decennale esperienza di EDF sull'idroelettrico e investimenti in innovative start up nell'ambito dello smart energy e della tecnologia *off.grid*. Dopo le Francesi passiamo ad analizzare l'assetto di un'italiana: Enel. Enel è stata una delle prime aziende a credere nelle rinnovabili. Nel

2008 creò Enel Green Power (EGP), una società dedicata esclusivamente allo sviluppo di energie rinnovabili. EGP è ad oggi leader mondiale nel settore: è attiva in tutte le principali fonti di energia: idroelettrico, solare, eolico, geotermico e nelle biomasse. EGP è presente oggi in ben 30 paesi in 5 continenti, dai paesi sviluppati a quelli emergenti ed è fortemente impegnata in programmi per garantire l'accesso all'energia elettrica nelle regioni del mondo difficili come l'Africa Subsahariana. Le iniziative portate avanti da EGP in Africa subsahariana sono state moltissime nel tempo e di vario genere e sono numerose tuttora. EGP è sicuramente la società fra le tre considerate più strutturata e diversificata, con contratti d'appalto per la costruzione/gestione di nuovi impianti volti a raddoppiare quasi l'attuale capacità installata in Africa. Ha ormai un know-how prezioso nel settore e in varie zone geografiche subsahariana come i paesi meridionali e orientali, ha investito moltissimo sia nell'estensione della rete nazionale con la vincita di diverse gare d'appalto che nell'innovazione finanziando progetti di start-up innovative e aumentando i fondi destinati alla R&S per trovare soluzioni sempre più efficienti e con margini importanti.

In conclusione, il mio lavoro di tesi ha voluto rappresentare un approfondimento anzitutto su quello che rappresenta la sfida energetica subsahariana per il mondo e su quelle che sono le variabili essenziali e le chiavi di lettura con le quali approcciarsi all'argomento ed in ultima analisi provare a sfruttare l'impianto teorico costruito sino al secondo capitolo per effettuare un confronto critico su realtà aziendali europee presenti nella macroregione subsahariana.

I risultati che se ne possono trarre sono sostanzialmente due. Gli sforzi sino ad ora implementati sebbene siano notevoli non sono sufficienti. L'area subsahariana ha necessità di investimenti più incisivi per risolvere il gap con il resto del mondo. L'innovazione tecnologica ha portato, e si spera porterà, molti vantaggi (soprattutto nel segmento *retail*) andando a diminuire i costi ed efficientare l'intero sistema attraverso tecnologie quali lo stoccaggio di energia, il monitoraggio affidabile dei consumi e apparecchiature sempre più efficienti ed economiche. Anche il rinnovato interesse per il settore ha reso possibile che si sbloccassero ulteriori capitali con gli istituti finanziari in grado di poter giocare un ruolo chiave nel finanziamento di tutte quelle iniziative medio piccole (e non solo) che rappresentano una parte importante in questa corsa all'elettrificazione dell'Africa subsahariana. L'altro aspetto riguarda il ruolo europeo in questa "gara" energetica. Si è citato nei precedenti capitoli il ruolo

di Cina e U.S.A e ciò che ne è emerso rapportandoli all'Europa è l'efficace coordinamento tra pubblico privato che purtroppo l'UE non sembra aver raggiunto. Il panorama europeo è costellato da molte iniziative condotte da altrettanti istituti ed enti/agenzie nazionali generando confusione nelle controparti africane e rappresentando una forte inefficienza dovuta agli elevati costi di transazione e sovrapposizione. Abbiamo comunque realtà private come EGP che hanno una storia di successi in Africa subsahariana ed hanno garantito l'accesso all'energia a moltissimi africani che prima ne erano privi ma questo successo può e deve essere amplificato da un migliore coordinamento delle istituzioni europee.