



**HAL**  
open science

# Entreprises et hybridation des dispositifs sociotechniques locaux dans les villes du Western Cape (Afrique du Sud). Document de travail du programme Hybridelec

Alain Dubresson

## ► To cite this version:

Alain Dubresson. Entreprises et hybridation des dispositifs sociotechniques locaux dans les villes du Western Cape (Afrique du Sud). Document de travail du programme Hybridelec. 2019. halshs-02306527

**HAL Id: halshs-02306527**

**<https://shs.hal.science/halshs-02306527>**

Preprint submitted on 6 Oct 2019

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Distributed under a Creative Commons Attribution - NonCommercial - ShareAlike 4.0 International License

**Entreprises et hybridation des dispositifs sociotechniques locaux  
dans les villes du Western Cape (Afrique du Sud)**

**Document de travail du programme ANR Hybridelec  
Hybridations électriques : formes émergentes de la transition énergétique  
dans les villes du Sud  
<https://hybridelec.hypotheses.org>**

**Alain Dubresson  
Professeur émérite, Université Paris Nanterre**

**Octobre 2019**

**Entreprises et hybridation des dispositifs sociotechniques locaux  
dans les villes du Western Cape (Afrique du Sud)  
Document de travail du programme ANR Hybridelec<sup>1</sup>  
Alain Dubresson**

De très nombreux travaux portent sur la diffusion rapide d'énergies renouvelables au sein de ménages urbains sud-africains, en particulier le solaire photovoltaïque (PV). *A contrario*, peu d'études sont consacrées aux entreprises commerciales et industrielles, à l'exception de recherches d'ingénierie sur les adaptations aux besoins spécifiques de grands centres commerciaux et d'entreprises manufacturières ou d'études socio-économiques fines sur les chaînes de valeur des énergies 'vertes'<sup>2</sup>, voire sur l'équipement solaire (*solar home system*) de petits entrepreneurs dits informels, habitués depuis longtemps à utiliser l'énergie électrique stockée dans des batteries. Pourtant, les entreprises commerciales et industrielles conventionnelles sont les plus grosses consommatrices urbaines d'énergie électrique : dans la métropole du Cap, elles cumulent ainsi 60% de la consommation totale (47% pour les activités commerciales, 13% pour les industries). Leur capacité 'verte' installée, qui ne cesse de croître, est très largement supérieure à celle des logements (elle atteint 90,4% de la capacité au Cap pour 32% du nombre total d'installations PV).

Depuis 2008, durement affectées par la 'crise électrique'<sup>3</sup>, les entreprises sont à la recherche de solutions répondant aux défaillances du réseau et à l'augmentation des prix du kWh acheté à Eskom ou aux municipalités selon leur localisation dans les espaces urbanisés. L'essor de la demande est combiné à une dynamique de l'offre portée par des installateurs d'équipements jouant sur la spectaculaire baisse des coûts de production du kWh, qui caractérise toute la gamme des énergies renouvelables. Cependant, malgré cette baisse, le coût d'acquisition des équipements demeure encore onéreux, souvent dissuasif surtout pour les PME. Pour contourner cet obstacle, des innovations de tous types sont mises en œuvre, dont la finance solaire qui permet de substituer la location, sous diverses formes, à l'achat d'un équipement.

Cet double élan de la demande par, et de l'offre pour, les entreprises est souvent associé, en Afrique du Sud, à une 'révolution silencieuse du PV'<sup>4</sup> accélérant la transition énergétique - plus précisément un changement de la composition des sources d'énergie primaire permettant de modifier graduellement le système national de production électrique - amorcée avec le premier plan national intégré des ressources (IRP), rendu public en 2010. Cette note de travail a pour seul objectif de montrer que les faits de terrain révèlent une

---

<sup>1</sup> Je remercie Eric Verdeil pour la relecture attentive de la première version.

<sup>2</sup> Pour la province du Western Cape, voir Votteler R., Hough J., Venter C., 2014, « An analysis of the solar provider industry in the Western Cape, South Africa », *Journal of Energy in Southern Africa*, vol. 25, n°2, pp. 70-80.

<sup>3</sup> Sur cette 'crise', voir Jaglin S., Dubresson A., 2016, *Eskom. Electricity and Technopolitics in South Africa*, Cape Town, Juta/UCT Press.

<sup>4</sup> WWF, Greentrust, Nedbank, 2017, *Industrial Scale Solar Heat in South Africa. Opportunities in agri processing and textiles*. <https://www.greencape.co.za/assets/Uploads/Industrial-Scale-Solar-Heat-in-South-Africa-opportunities-in-agri-processing-and-textiles.pdf>

situation beaucoup plus complexe. Des entreprises investissent certes dans un équipement 'vert' destiné à autoproduire de l'énergie électrique, mais au stade actuel et au-delà des discours, la généralisation ample et rapide de ce type d'investissement est loin d'être évidente. La diversification des dispositifs sociotechniques (DST) d'entreprises est très inégalement avancée et le recours, aujourd'hui, à des énergies 'vertes', particulièrement le PV, n'apparaît pas comme un projet alternatif d'autonomisation totale par rapport au réseau alors que le devenir énergétique national reste très incertain<sup>5</sup>.

Cependant, les changements observés semblent préfigurer une hétérogénéisation croissante des DST avec le développement, outre du PV, de solutions concurrentes ou complémentaires (groupes électrogènes, pompes à chaleur, chauffe eau solaires), voire avec l'émergence de symbioses industrielles locales façonnées autour de sources d'énergie, dont la biomasse, ce que montre le cas de l'usine MTO localisée à George, deuxième ville de la province. Après avoir rappelé le contexte dans lequel progresse la production d'électricité 'verte' dans les entreprises elles-mêmes, les nouvelles caractéristiques d'une offre de plus en plus sophistiquée sont exposées. Puis est soulignée l'extrême diversité des situations selon les types d'activité économique ainsi que l'hétérogénéité de la demande des entreprises en énergie électrique. Il est suggéré en conclusion de confronter les données empiriques à un croisement de deux corpus conceptuels. Les exemples choisis sont des extraits de monographies réalisées à partir d'enquêtes de terrain conduites au second semestre 2018 avec Sylvie Jaglin (responsable du volet Afrique du Sud du programme) dans quatre villes de la province du Western Cape, Le Cap, George, Mossel Bay et Swellendam.

## **I. Deux éléments de contexte très favorables aux énergies renouvelables**

Deux éléments contextuels poussent, *a priori*, les entreprises commerciales et industrielles opérant en Afrique du Sud à acquérir un équipement générant de l'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, en particulier solaire.

Le premier renvoie aux conséquences de la crise électrique nationale survenue en 2008 et qui perdure en 2019. Au premier trimestre 2019, les coupures tournantes ont repris, Eskom, l'opérateur national, est en faillite financière et survit avec des interventions massives de l'État alors que son modèle d'entreprise intégrée en monopole public est en passe d'être déintégré par le gouvernement central. La hausse considérable des tarifs pratiquée depuis dix ans et la répétition des coupures tournantes handicapent les activités économiques, nourrissent l'incertitude sur la fiabilité du service électrique et entretiennent la défiance.

Le second élément résulte des progrès technologiques rapides et de la vive concurrence sur le marché sud-africain, qui entraînent une baisse rapide des coûts moyens d'installation du kW et de production du kWh 'verts', en particulier ceux des dispositifs PV.

### **1. La hausse des prix du kWh vendu par Eskom**

De l'exercice financier 2006-2007 (d'avant crise) à l'exercice 2016-2017, la moyenne des tarifs d'Eskom a augmenté d'environ 400%. Au-delà de cette moyenne, le prix du kWh vendu

---

<sup>5</sup> Pour une mise au point récente sur la transition énergétique, voir Lawrence A., 2019, *South Africa's Energy Transition*, London, Palgrave Macmillan.

aux municipalités (qui revendent ensuite de l'électricité aux entreprises installées dans leur territoire) est passé de 16,88 cents de rand à 81,38 cents (+ 382%), celui du kWh vendu aux entreprises commerciales est passé de 23,50 cents à 109,09, soit 1,09 rand (+ 364%), celui du kWh vendu aux industries manufacturières est passé de 14,76 cents à 76,87 cents (+ 420%). Exprimées en rands courants (1 rand en 2007 = 0,10 euro ; en 2017 = 0,06 euro), ces valeurs sont très supérieures au taux d'inflation, ce qui constitue un renversement historique considérable, les politiques pratiquées jusqu'alors ayant toujours consisté à fournir de l'électricité au plus bas prix possible, quel que soit le type de consommateur, autorités locales, entreprises commerciales ou firmes industrielles.

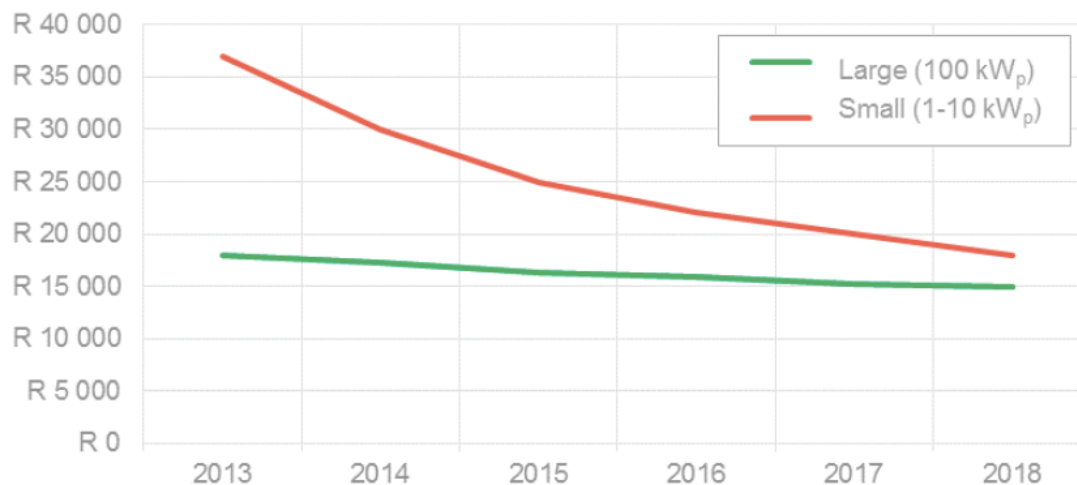
Alors que le prix de l'électricité calculé en rand constant avait baissé du milieu des années 1970 à la crise de 2008, depuis lors, les achats d'énergie électrique pèsent de plus en plus lourd dans la valeur totale des intrants et, en conséquence, sur les coûts de production des entreprises. On peut toujours arguer que le prix moyen du kWh vendu en Afrique du Sud par Eskom reste l'un des plus bas du monde en 2019 et que la dépréciation du rand sur le marché monétaire international peut permettre de compenser, en partie, la hausse du coût de l'électricité pour certaines entreprises exportatrices, il reste que les fortes augmentations conjuguées à la faible fiabilité de la desserte par l'opérateur public sont considérées comme un sérieux problème par les chefs d'entreprise.

## **I.2. La baisse du coût d'installation du PV et du coût de production du kWh solaire**

En raison des progrès technologiques (amélioration du rendement des modules PV, passage à des nouvelles générations de modules, développement du marché international et forte demande permettant des économies d'échelle avec des importations en gros, concurrence accrue entre firmes chinoises et allemande très présentes sur le marché sud-africain du PV), le coût d'installation du PV de toiture (hors batteries de stockage) est en diminution constante et rapide, en particulier pour les puissances installées < 100 kWc selon GreenCape, agence du gouvernement provincial créée en 2010 (*special purpose vehicle ; non profit organisation*) et chargée de promouvoir des solutions alternatives 'vertes' pour assurer une transition vers un développement économique durable et résilient<sup>6</sup> (tous les documents publiés par l'agence sont disponibles sur le site [www.green-cape.co.za](http://www.green-cape.co.za)).

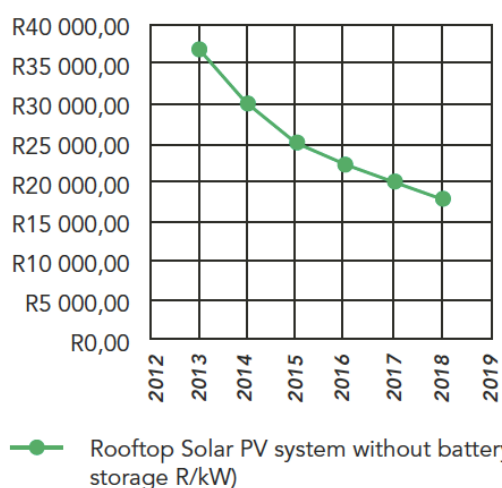
---

<sup>6</sup> GreenCape., 2016, *Small Scale Embedded Generation in the Western Cape*.  
<http://greencape.co.za/munic-pv>

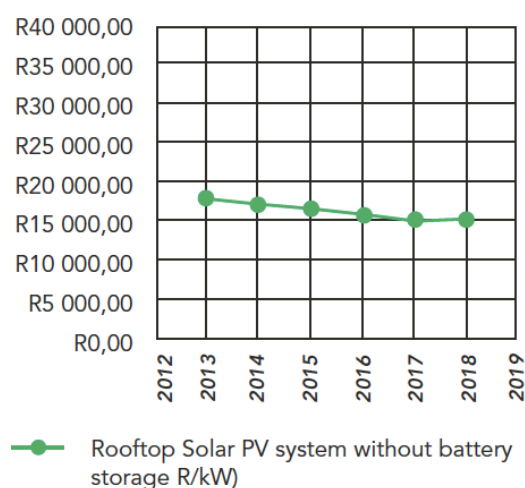


**Figure 4: Cost of solar PV installations over time (R/kW<sub>p</sub>)<sup>16</sup>**

Source : GreenCape, 2017, *Solar photovoltaic (PV) systems on packhouses : the business case for an apple packhouse*, Cape Town, Western Cape Government, GreenCape.



**Figure 4: PV price curve for systems smaller than 10kWp (R/Wp)**



**Figure 5: PV price curve for systems larger than 100kWp (R/Wp)**

Source : GreenCape, 2017, *Energy Services. 2016 Market Intelligence Report*, Cape Town, Western Cape Government, GreenCape

On peut affiner le constat général en détaillant la réduction du coût selon ses différentes composantes et par secteur de clientèle<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> Fu, R., Feldman, D. J., Margolis, R. M., Woodhouse, M. A., Ardani, K., 2017, *US solar photovoltaic system cost benchmark: Q1 2017*, (September) <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68925.pdf>

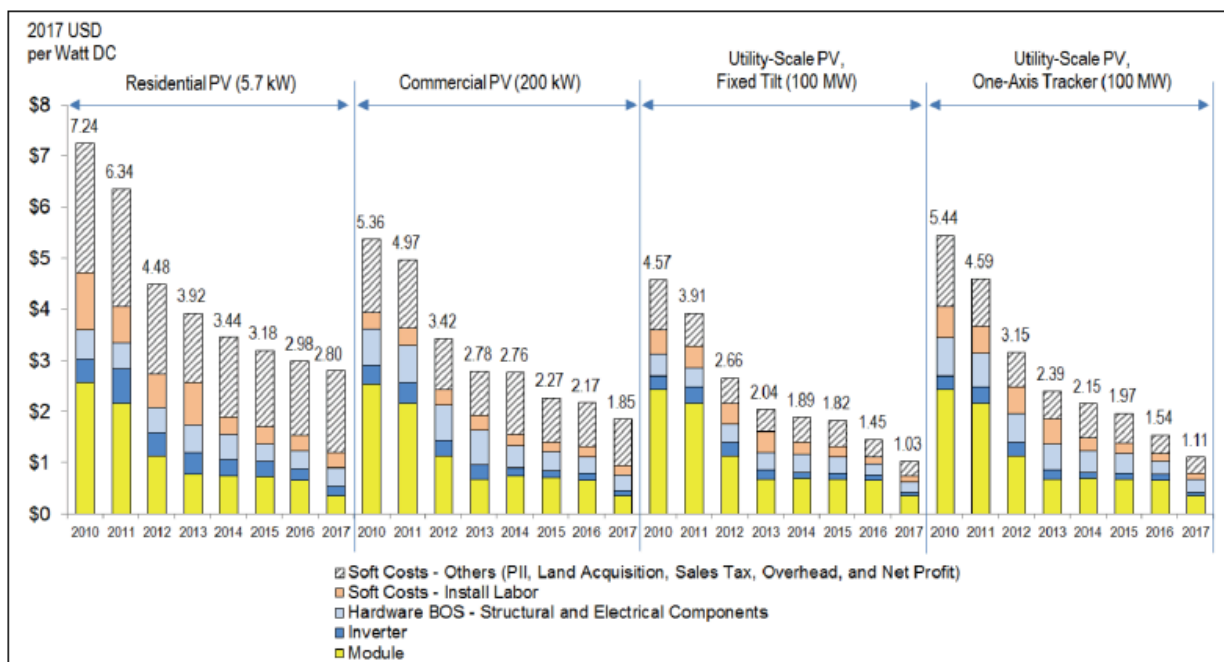


Figure 6: PV system cost benchmark summary, inflation adjusted, 2010 – 2017

(Fu, Feldman, Margolis, Woodhouse, & Ardani, 2017)

À la baisse du coût d'installation des équipements PV se conjugue celle du coût du kWh produit par toutes les énergies renouvelables, ce que montrent des tableaux élaborés par GreenCape récapitulant les moyennes de prix de vente proposées par les producteurs privés lors des appels d'offre successifs du programme national de développement d'énergies renouvelables (REI4P: *Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme*). Le kWh éolien ou solaire atteint désormais une valeur inférieure au prix moyen d'Eskom (mais ce dernier est une donnée purement statistique, les tarifs d'Eskom variant selon les types de clientèles). La baisse est particulièrement spectaculaire pour le kWh solaire, 75% entre le premier et la quatrième appel d'offre avec une valeur moyenne passant de 3,52 rands à 89 cents, ce qui est moins que le prix de vente d'Eskom aux entreprises commerciales et de plus en plus proche du prix de vente aux industries, hors contrats négociés spécifiques.

**Table 1: Actual procured generation capacities per REIPPPP bid window**

Technology	Actual capacity procured per round (MW)					
	Round 1	Round 2	Round 3	Round 4	Round 4B	Small IPP
Wind	648	558	787	676	687	10
Solar PV	626	417	435	415	398	30
Concentrated solar power	150	50	400	0	0	0
Landfill gas	0	0	18	0	0	0
Small hydro	0	14	0	5	0	0
Biomass	0	0	16	25	0	10
Biogas	0	0	0	0	0	0
<b>Total (MW)</b>	<b>1425</b>	<b>1040</b>	<b>1656</b>	<b>1121</b>	<b>1085</b>	<b>50</b>
<b>Total generation capacity procured (MWp)</b>					<b>6 378</b>	

**Table 2: Tariffs offered by solar PV, wind and CSP projects over bid windows<sup>7</sup>**

Technology	Average bid prices (R c/kWh)				
	Round 1	Round 2	Round 3	Round 4	Round 4B
Wind(R c/kWh)	145	112	77	65	75
Total reduction from round 1 (%)	<b>-49%</b>				
Solar PV (R c/kWh)	352	206	104	82	89
Total reduction from round 1 (%)	<b>-75%</b>				
Concentrated solar power (R c/kWh)	343	314	173		n/a
Overall price reduction from Round 1 1	<b>-50%</b>				n/a

Source : GreenCape, 2018, *Utility-scale renewable energy. 2017 Market Intelligence Report*, Cape Town, Western Cape Government, GreenCape.

Pour les chefs d'entreprise, le coût d'installation du kW n'est cependant qu'un des éléments du coût final de l'investissement. Les calculs précédents n'incluent pas l'achat d'éventuelles batteries de stockage et il faut ajouter les coûts de diagnostic technique préalable, de mise en conformité aux multiples normes nationales, de raccordement au réseau, d'installation de compteurs bidirectionnels, les coûts fixes pratiqués par les municipalités en cas de rachat du surplus (*feed-in tariff*), voire de transfert via les réseaux municipaux ou d'Eskom (*wheeling*). Le PV devient néanmoins de plus en plus compétitif et intéressant pour les entreprises. Les installateurs l'ont bien compris et sont passés à l'offensive sur le marché sud-africain.



## II. Les installateurs d'équipements, vecteurs du changement

### 1. Des offres commerciales de plus en plus ouvertes et adaptées

Les fréquentes études de marché sont mises à jour en permanence et largement diffusées dans la province par GreenCape comme sur les sites web des installateurs de systèmes d'énergies renouvelables, surtout de PV. Ces derniers multiplient les offres dans un contexte de concurrence de plus en plus exacerbée entre les 27 principaux fournisseurs de modules PV. Appuyés sur un démarchage très actif, ils proposent le plus souvent des solutions clé en main, allant de l'étude de faisabilité à la maintenance en effectuant toutes les démarches réglementaires nécessaires pour leurs clients. Des modèles de calcul d'économies réalisables selon le type d'équipement sont disponibles en ligne et toutes les données réglementaires, techniques et financières, dont la connaissance est indispensable à tout investisseur, sont accessibles en format pdf.

#### Un exemple d'offre intégrée : Sola Future Energy, Cape Town SOLA's Edge

SOLA applies the latest engineering and industry practice to optimise your solar system for maximum cost savings.

SOLA has access to all available subsidies to make your system more affordable and has relationships with the best suppliers to ensure value-for-money.

SOLA offers a turn-key service, ensuring one point of contact throughout the approvals, design, construction, operation and maintenance of your system.

If contracted as the operator, SOLA can offer system performance and Energy Output guarantees to give you peace of mind in your investment.

Through our statistical analysis of the solar data we are able to forecast the solar energy potential of your rooftop and hence guarantee the system's energy yield.

(extrait du site <https://www.solafuture.co.za/solar-pv-solutions/#solutions-two>)

Ces solutions clé en main sont accompagnées d'une adaptation *ad hoc* des systèmes PV proposés ; en fonction des caractéristiques de l'entreprise, les modèles de base sont profilés et ajustés à la puissance maximale souhaitable et aux courbes de charge spécifiques aux bâtiments à équiper. Toutes les zones grises, les non-dits et parfois les contradictions ou les errements des textes réglementaires sont analysés, décortiqués et utilisés, en particulier pour la puissance maximale installable sans solliciter l'obtention d'un permis d'exploitation obligatoire. C'est également le cas pour le courant continu, auquel aucun texte officiel ne fait allusion, ce qu'exploite fort habilement, par exemple, l'entreprise Solar Specialized System, un fournisseur-installateur de PV localisé à George, deuxième ville de la province. Enfin, les solutions innovantes sont multipliées, dont la plus importante est l'offre locative et la prise en charge du risque financier par l'installateur.

### 2. Acheter ou louer un système PV ?

Acheter son propre système assure généralement le meilleur retour sur investissement tout en bénéficiant des avantages fiscaux liés, mais il faut être en mesure de financer l'achat, sur fonds propres, en empruntant auprès des banques ou en combinant les deux ressources. De nombreuses entreprises choisissent cette option : après avoir récupéré le coût initial d'investissement, elles disposent d'énergie électrique quasi gratuite entre l'année de fin de

récupération de ce coût (dont la durée est variable selon la puissance installée et les types de financement, environ 5-7 ans en moyenne pour les installations < 1 MW) et celle de fin de durée de vie d'un système PV (20 à 25 années selon les actuels types de modules PV et d'onduleurs). Il faut souligner que la productivité des modules PV décroît avec le temps, comme celle des batteries classiques ou ion-lithium (si le système installé combine PV et batteries), l'adjonction de batteries augmentant la valeur de l'achat initial et la durée de récupération du coût total de l'investissement.

Être propriétaire d'un système PV signifie que l'énergie électrique produite est la propriété de l'entreprise, qui peut aussi la vendre si les textes réglementaires nationaux et locaux le permettent. L'achat d'un système PV est une bonne option si l'entreprise a les moyens d'investir en capital fixe, dispose d'un solide contrat d'exploitation et de maintenance et/ou d'un contrat de rachat (*Power Purchase Agreement, PPA*) avec une municipalité, ce qui assure un débouché à ses éventuels surplus (si la puissance installée n'a pas été ajustée en deçà du potentiel réel et/ou si le PV produit de l'électricité hors des heures de travail sans pouvoir être stockée dans des batteries). Pour choisir entre achat et location, les chefs d'entreprise doivent également prendre en compte les mesures fiscales incitatives nationales, en particulier la possibilité de déduire tout ou partie du montant total de l'achat d'un système PV de la taxe sur le chiffre d'affaires durant l'année suivant l'installation (depuis 2016, la déduction est de 100% pour les installations < 1MW).

Cependant, toutes les entreprises n'ont pas les capacités financières d'acquérir un système PV et, par ailleurs, elles peuvent recourir aux diverses subventions mises en place par Eskom pour encourager la sobriété énergétique<sup>8</sup>. En outre, certains chefs d'entreprises, surtout de PME, ne veulent pas s'impliquer directement dans la production électrique, qui est aussi une prise de risque dans un secteur d'activité qu'ils ne connaissent pas et dans lequel ils ne se souhaitent pas s'aventurer. Ils peuvent alors opter pour une solution locative sécurisante, en concluant un contrat d'achat avec un installateur spécialisé dans le PV, qui garantit la conception, l'exploitation et la maintenance du système pendant toute sa durée de vie, les gains financiers étant obtenus en achetant les kWh produits par le système loué à un prix inférieur à ceux pratiqués par Eskom ou par les municipalités (voir ci-dessous).

### ***La finance solaire, nouvel outil de lutte commerciale des installateurs***

Le recours à la finance solaire permet de profiter des avantages du PV sans en supporter les coûts d'investissement initiaux. En louant un système PV personnalisé, les entreprises peuvent diversifier leur dispositif sociotechnique et réduire leurs coûts énergétiques sans acquérir elles-mêmes le système. L'option est particulièrement attrayante si :

- une entreprise n'a pas la capacité financière suffisante pour acheter une installation PV
- une entreprise souhaite réaliser des économies sur ses coûts de consommation électrique sans aucune conséquence pour son bilan comptable. Acheter un système PV oblige, en effet,

---

<sup>8</sup> Le *Standard Product* est destiné aux entreprises capables d'économiser de 1 à 250 kW ; le *Standard Offer* s'adresse à celles pouvant économiser de 50 kW à 5 MW ; l'*ESCO funding process* concerne les entreprises de services énergétiques permettant d'économiser 100 kW ou plus ; le *Performance Contract* vise les entreprises présentant des projets de réduction supérieurs à 30 MW durant 3 années ; le *Customer Model* est adapté aux initiatives propres aux entreprises, dont les projets font l'objet d'une évaluation *ad hoc*.

à porter une inscription au passif dans le bilan comptable, de même qu'il faut prendre en compte l'amortissement du PV durant toute sa durée de fonctionnement. Louer un système PV n'implique pas une telle inscription : en conséquence, l'effet sur le passif comptable du nouvel actif net immobilisé étant nul, toute location valorise certains ratios de rendement du capital

- une entreprise veut planifier avec précision les coûts de l'électricité consommée et assurer une plus grande stabilité, au moins une meilleure visibilité, en matière d'augmentation tarifaire à court et moyen termes.

### ***Les 3 options de finance solaire en Afrique du Sud***

Quelle qu'elle soit, une option de finance solaire est élaborée « sur mesure » pour un système intégré installé sur le(s) bâtiment(s) d'une entreprise, mais cette dernière n'est pas propriétaire du système PV. Ce dernier appartient à l'entreprise installatrice, laquelle finance l'investissement, l'installateur n'étant pas nécessairement, ni souvent en Afrique du Sud, le fabricant des modules solaires, des onduleurs ou des batteries, nombre de produits étant importés.

*La première option de financement solaire*, la plus courante, est le contrat d'achat d'électricité. Une entreprise qui conclut un accord (PPA) avec un installateur de système PV paye uniquement les kWh consommés sur une base mensuelle. Le prix du kWh solaire, fixe tout au long de l'année, augmente progressivement au fil des ans, mais contrairement aux tarifs d'Eskom et des municipalités, les augmentations respectent un rythme négocié et programmé sur la durée du contrat (en moyenne 6%, proche du taux d'inflation), ce qui protège les entreprises locataires contre la volatilité des prix publics et garantit aussi un retour minima sur investissement pour l'installateur. Une option d'achat anticipé est souvent incluse dans un PPA : à l'issue d'une durée à déterminer, l'entreprise locataire peut acheter le système PV à tout moment, un élément intéressant de flexibilité gestionnaire. Au terme d'un PPA, l'entreprise locataire se voit généralement offrir la possibilité d'acheter le système à sa valeur résiduelle ou bien la propriété du système est automatiquement transférée sans contrepartie monétaire. C'est une question importante, qui affecte les prix de vente du kWh négociés pour la durée d'un PPA, les entreprises locataires devant savoir à qui appartiendra le système à la fin du PPA avant de conclure ce dernier.

Les travaux de terrain menés au Cap en 2018 montrent cependant qu'il y a encore beaucoup d'hésitations de la part de nombreux chefs d'entreprise, même si ceux qui se sont lancés dans un PPA industriel (Dynachem, zone industrielle d'Epping) ou commercial (Atlantic Coast Guest House, Camps Bay) se déclarent plutôt satisfaits. On voit bien, en effet, quelle est la somme qu'une entreprise ayant acheté un équipement PV peut économiser sur la base d'une consommation diurne qu'elle ne paye plus, le calcul du gain étant simple et lisible. Le calcul est un peu plus compliqué pour le 'prix locatif', car toute comparaison avec les tarifs publics dépend de la puissance installée (or, les tarifs publics varient en fonction de cette puissance) et, dans les zones d'activité desservies par Eskom au Cap, de tarifs spécifiques consentis aux entreprises au cas par cas, d'où les hésitations à se lancer dans le locatif pour les petites et moyennes entreprises. Celles-ci sont toutefois durement touchées par les coupures tournantes et la crise structurelle d'Eskom peut contribuer à les faire basculer vers ce premier type d'offre locative

***Un exemple industriel de location : Dynachem (produits chimiques, détergents et dérivés), Cape Town, zone industrielle d'Epping***

The Dynachem industrial solar system uses 180 Canadian Solar 330 watt poly crystalline modules and 1 50kW Inverter to deliver 59.4 kW of direct current (DC) electricity – around 36% of the plant's energy needs. Reducing the plant's entire load on the grid will mean that the it will experience demand savings as well as reductions in its costs for energy per month. With the system lasting 20 years, the chemical manufacturer is likely to benefit substantially from the reduced energy costs.

The system belongs to SOLA Future Energy, with a power purchase agreement (PPA) in place, which will enable the Dynachem, manufacturing plant to buy clean energy back at a fixed-rate tariff. The arrangement will provide the plant with clean energy over the next 20 years, shielding the industrial plant of the variability of Eskom tariff increases.

***Un exemple commercial de location : Atlantic Coast Guest House, Cape Town, Camps Bay***

Clemens Brandt, CEO of RED Engineering PTY Ltd., has already installed solar power systems in Camps Bay. Among RED's clients, Atlantic Gold Guest House owners Alice and Gerald Zidek are committed to offering their guests not only a luxurious but also an ecofriendly service. The first step towards green tourism was the installation of solar thermal collectors and two heat pumps for solar water heating. The use of solar power as the guest house's main electricity source was planned as a second step. The maxx group, the financing partner Centrafin and RED Engineering jointly developed a package (PV system and financing) for the Atlantic Gold Guest House and thus allowed the installation of a 14 kWp pilot project in April 2016. The PV system will substitute expensive grid electricity, which costs the guest house 1.87 ZAR per kWh excl. VAT. The guest house will substitute approximately 23,400 kWh/year with solar power.

(<http://www.sapvia.co.za/pv-renting-an-innovative-financing-tool-for-solar-power/>)

*La deuxième option de financement solaire* est le contrat de location de toiture. Dans ce type d'accord, une entreprise loue le toit d'un bâtiment à un fournisseur d'énergie solaire qui installe le système PV et conclut un contrat d'achat (PPA) pour vendre l'électricité produite par le système dont il est propriétaire. L'acteur qui négocie le contrat d'achat d'électricité n'est pas nécessairement le même que celui qui loue le toit, ce qui permet plusieurs arrangements possibles.

Par exemple, un groupe immobilier propriétaire de bâtiments loués à des professionnels (des entreprises) peut :

- (i) faire installer un système solaire sur le toit loué au fournisseur d'électricité et demander ensuite à ses locataires, ou à une association de locataires, de conclure un contrat d'achat d'électricité avec l'installateur pour bénéficier des économies induites par le PV
- (ii) cumuler les deux fonctions, être à la fois bailleur du contrat de location de son immeuble et signataire du PPA et choisir de répercuter totalement, ou en partie, les économies réalisées sur ses locataires
- (iii) confier à une entreprise gestionnaire de son immeuble (qui est souvent une filiale) le soin de signer le contrat d'achat d'électricité avec le fournisseur

Cette option offre aux propriétaires de bâtiments commerciaux une possibilité d'amélioration du rendement financier de leur propriété en transformant la surface de toit inutilisée et désormais louée en un actif générant des revenus dans les cas de figure (ii) et (iii).

*La troisième option de financement solaire* est le contrat de location de matériel, un bail solaire : le locataire du matériel paie une redevance mensuelle pour l'utilisation d'un système PV installé par un fournisseur et non pas la consommation d'électricité mesurée. Cette redevance négociée correspond à un montant mensuel fixe et augmenté tous les ans. Pour les propriétaires d'entreprises, la hausse progressive de la redevance peut sembler risquée, le meilleur moyen d'atténuer ce risque étant de faire en sorte que la hausse du montant de la redevance fixée au départ soit sensiblement inférieure, en moyenne, à celle des tarifs des services publics. De plus, les rabais offerts par les propriétaires de matériel au cours de la première année d'utilisation offrent une garantie supplémentaire.

Dans les trois cas de figure, c'est le propriétaire du système PV, installateur et fournisseur d'énergie électrique solaire, qui assume les risques financiers, beaucoup plus que l'acheteur d'électricité ou le locataire du système. Il y a une minimisation du risque pour les entreprises qui ne peuvent pas, ou ne veulent pas, acheter leur propre système solaire en fonction de leurs ressources mobilisables et/ou de leurs stratégies de calcul de la valeur de leurs actifs. Il sera intéressant, lors des prochaines enquêtes de terrain, de tester l'hypothèse d'une forte augmentation de la demande en financement solaire en 2019-2020. Si tel est le cas, cette demande ne peut qu'accélérer la diversification des DST locaux.

### **III. L'hétérogénéité de la demande des entreprises : une sphère complexe**

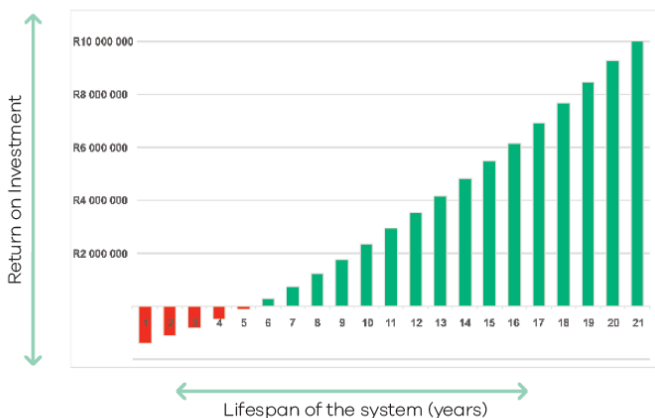
*A priori*, et dans le contexte électrique sud-africain actuel, l'essor d'une offre de mieux en mieux adaptée aux besoins des entreprises et modulable au cas par cas devrait provoquer une hausse généralisée de la demande en PV. Or, s'il y a bien une augmentation de la demande d'équipement, l'engouement est très inégal dans la sphère entrepreneuriale.

Dans l'idéal, le modèle élaboré par GreenCape tend à montrer qu'au-delà de 5 ou 6 années de récupération de l'investissement initial grâce aux gains réalisés sur la facture d'électricité, une entreprise peut disposer d'énergie électrique fournie quasi gratuitement et réduire ainsi son coût d'approvisionnement.

In a modelling exercise performed by GreenCape based on actual industry costs, an approximate payback period of five years is achieved for a 100kWp system (see figure 1).

**As solar PV systems have an average lifespan of 20-25 years, this can mean 15-20 years of free energy.**

*The Western Cape government aims to increase the contribution of rooftop PV to the Western Cape electricity supply to 135MW by 2020.*



#### kWp vs kWh

KiloWatt Peak (kWp) measures the most power the system can produce, i.e. the size of the system.

Kilo Watt Hour (kWh) measures the energy the system produces.

These systems can be paid for in two ways – either by buying the system yourself, or by signing a power purchase agreement (PPA) with a PPA provider. The PPAs generally have no capital costs, just a per kWh energy cost (see next section for more on financing options).

Figure 1: Illustration of payback period for one scenario

Source : GreenCape, 2017, *Solar PV for businesses in the Western Cape. Industry Brief 02/17*, Cape Town, Western Cape Government, GreenCape.

Ce modèle demeure toutefois très théorique et masque l'extrême diversité des situations. Jouent d'abord le matériel PV (type, taille, rendement, etc.), les relations avec les installateurs (dont les contrats de maintenance), le mode de financement initial tous coûts d'investissement (et d'assurance) inclus, le rapport à l'opérateur de réseau en cas de revente d'un surplus (dont le prix de rachat et le mode de calcul du solde net<sup>9</sup> par *net metering* ou *net billing*). Les profils électriques des investisseurs ne doivent pas être ignorés : les besoins des entreprises varient en effet selon leur type d'activité et, partant, selon leur niveau de consommation et leur courbe de charge.

## 1. Taille de l'installation PV et capacité de financement de l'entreprise, deux facteurs essentiels

Même en décroissance rapide, les coûts d'investissement dans le PV demeurent encore assez élevés. Par kW installé en 2018 (en moyenne, la décomposition du coût d'installation est : 55% pour le module PV, 15% pour l'onduleur, 5% pour le cadre et 25% pour les travaux de pose), le coût des installations PV varie, pour P < 100 kWc de 13 000 à 16 000 rands, pour

<sup>9</sup> *Net metering* : les volumes d'entrée et de sortie d'énergie électrique sont mesurés, la valeur monétaire de l'unité entrante (1 unité = 1 kWh) étant la même que celle de l'unité sortante. Exemple : si 250 kWh sont importés du réseau et 30 kWh exportés vers le réseau, le 'net metering' affiché est de 220 kWh et le consommateur paye pour ces 220 kWh un montant correspondant à sa position dans la grille tarifaire d'une municipalité ou d'Eskom.

*Net billing* : dans ce cas, la valeur monétaire de l'unité exportée est inférieure à celle de l'unité importée. Si 250 kWh sont importés (à 1,50 rand le kWh) et 30 kWh sont exportés (à 1,00 rand le kWh), le consommateur paye 345 rands soit 375 rands (250 x 1,50) – 30 rands (30 x 1,00 rand). La différence de valeur correspond au coût du transfert via le réseau et de la maintenance de ce dernier. Source : GIZ, SALGA, 2018, *Solar rooftop PV generation in municipalities. Frequently asked questions for municipalities, installers and customers*, ([www.sseg.org.za](http://www.sseg.org.za) > uploads > 2019/03 > SSEG-FAQ-Handbook-1)

P > 100 kWc et < 500 kWc de 11 500 à 14 000 rands et pour P > 500 kWc de 10 500 à 13 000 rands. Mais ces fourchettes n'incluent pas les autres coûts, souvent 'cachés', en particulier l'expertise préalable, la vérification technique obligatoire et certifiée, souvent la mise en conformité aux normes nationales, la pose d'un compteur bidirectionnel, le raccordement au réseau, l'achat éventuel de batteries, la maintenance et l'assurance du matériel. On comprend dès lors que la surface financière (dont dépendent les prêts et garanties bancaires accordés) est un facteur discriminant entre grandes et petites entreprises.

Durée de récupération de l'investissement selon la taille de l'installation  
et le mode de financement d'après GreenCape

**Table 3: Simple payback period of different scenarios for solar PV installation**

Tariff increase over time	Payback in years for George Municipality embedded generation		Payback in years for Eskom Ruraflex Gen	
	500 kW <sub>p</sub>	≤10 kW <sub>p</sub> <sup>24</sup>	500 kW <sub>p</sub>	≤10 kW <sub>p</sub> <sup>24</sup>
	<b>Cash purchase (no finance costs)</b>			
13% increase to 2019 then 8% thereafter	6.6	9.4	7.4	9.8
10% increase	6.9	9.8	7.8	10.3
	<b>80% financed by a 10 year loan at 10% interest rate</b>			
13% increase to 2019 then 8% thereafter	7.0	11.8	9.0	12.4
10% increase	8.0	12.3	10.0	12.7
	<b>80% financed by a 10 year loan at 18% interest rate</b>			
13% increase to 2019 then 8% thereafter	10.3	13.8	11.4	14.4
10% increase	10.7	14.0	11.7	14.5

Source : GreenCape, 2016, Solar photovoltaic systems (PV) on packhouses : the business case for an apple packhouse

Les grandes entreprises ont les moyens d'investir et, si nécessaire, d'équiper leurs locaux en batteries, et leur structure en holding facilite les transferts financiers et les régulations entre filiales et composantes. Nombre de sièges sociaux des grandes firmes et surtout les grands centres commerciaux sont ainsi équipés, ou en cours d'équipement, par les sociétés propriétaires des bâtiments. Un bon exemple est celui de Redefine Properties, firme cotée à la bourse des valeurs de Johannesburg (Johannesburg Stock Exchange, JSE), qui a adopté une stratégie nationale d'équipement de tous les grands centres commerciaux et parcs d'affaires qu'elle possède et gère en Afrique du Sud (dont Langeberg Mall à Mossel Bay et Black River

Office Park au Cap, voir *infra*) : l'objectif est d'atteindre une capacité totale installée de 22 MWc à la fin 2020<sup>10</sup>.

Inversement, les PME éprouvent beaucoup plus de difficultés à investir et à gérer le risque financier, sauf si ce sont des filiales de groupes nationaux ou internationaux (c'est le cas de l'entreprise textile Impahla Clothing, localisée au Cap, voir *infra*) ou bien si elles peuvent bénéficier de dispositifs nationaux spécifiques d'aide sectorielle, par exemple celui en faveur du tourisme (voir Atlantic Guest House, *supra*). Avec le Green Tourism Incentive Programme, les micro et petites entreprises de tourisme sont ainsi éligibles à une aide d'1 million de rands si elles recourent à des sources d'énergie renouvelable par reconversion partielle ou totale de leur système d'alimentation électrique ou lors de la création d'activité.

De plus, et c'est une donnée essentielle, dans le monde des petits et moyens entrepreneurs, qui sont les plus nombreux, la perception de la relation entre, d'une part, les bénéfices attendus mais décalés dans le temps de tout investissement énergétique 'vert' (pour le PV, la durée de récupération varie de 6,6 ans à 14,5 ans selon GreenCape) et, d'autre part, le taux de profit immédiat, ne favorise pas toujours, ni même souvent, l'investissement dans les énergies renouvelables. C'est ce que montre pour la province du Gauteng une étude réalisée auprès d'un échantillon de PME par le Gordon Institute of Business Science<sup>11</sup>, et nos enquêtes vont dans le même sens dans celle du Western Cape.

## **2. Type d'activité et courbe de charge de l'entreprise, deux déterminants**

La demande potentielle des entreprises est hétérogène et diffère selon le secteur d'activité et/ou les branches d'un même secteur. Le volume total de consommation, la fonction de l'électricité dans l'activité et le poids relatif des achats d'électricité dans la valeur totale des intrants sont en effet très variables. En outre, les horaires de travail déterminent la courbe de charge et pèsent sur la perception de l'utilité réelle (ou non) d'un équipement en énergies renouvelables par rapport à cette courbe et aux tarifs pratiqués par Eskom ou par les municipalités, qui distinguent toujours moyen et bas voltages et peuvent être négociés.

### ***Type d'activité, usage et intensité électriques : pluralité des besoins***

Pour illustrer la complexité à laquelle sont confrontés les chefs d'entreprise comme les installateurs, on peut s'appuyer sur les données concernant les entreprises localisées au Cap et figurant dans le dernier scénario énergétique de la capitale provinciale.

Premièrement, compte tenu de la composition de la base économique métropolitaine, les plus grandes consommatrices d'électricité sont les entreprises commerciales et non les

---

<sup>10</sup> 'Solar powers Redefine's sustainability efforts', Wednesday, 04 April 2018, <https://www.eprop.co.za/commercial-property-news/item/21140-solar-powers-redefine-s-sustainability-efforts.html>

<sup>11</sup> Ziadi H., 2017, « Small firms in the dark over going green », *Business Live*, 10 April 2017, <https://www.businesslive.co.za/bd/business-and-economy/2017-04-10-small-firms-in-the-dark-over-going-green/>



industries manufacturières. Dans la catégorie des plus gros consommateurs (LPU), elles concentrent 70% des ventes d'énergie électrique par la municipalité ou par Eskom.

Electricity sales by tariff data were received from the City of Cape Town and Eskom.

Table 15: Assigning City electricity sales to sectors

City of Cape Town	kWh (2012 calendar year)	LEAP sector assigned
Municipal - street	128,542,704	Local Government
Municipal - traffic	11,878,705	Local Government
Municipal - other	234,801,904	Local Government
Domestic	3,460,717,785	Residential
SPU (Small Power User)	1,690,550,090	Commercial
LPU (Large Power User)	3,859,334,288	Industrial (30%), commercial (70%)
Off-Peak	173,123	Commercial
<b>Total sold</b>	<b>9,385,998,599</b>	

LPU customers are either industrial or large commercial, such as malls. A study by Caroline Martin on all 1300 LPU customers in 2006/07 had indicated that 30% of the electricity used by these customers was used in the industrial sector, while 70% was consumed by the commercial sector. The City's electricity department had indicated that they did not expect this proportion to have changed dramatically by 2012.

Source : City of Cape Town (CoCT), SEA, 2016, *Energy Scenarios for Cape Town. Technical Report, 2015 Update*, [https://www.africancityenergy.org/uploads/resource\\_121.pdf](https://www.africancityenergy.org/uploads/resource_121.pdf)

Deuxièmement, les usages de l'électricité sont très différents selon le secteur d'activité. Dans les entreprises commerciales, en moyenne, l'éclairage concentre 40% de la consommation, puis viennent l'ensemble chauffage-ventilation-climatisation (32,82%), la réfrigération (7%), la production d'eau chaude (2,18%) et divers autres usages (15%). En termes de kWh/m<sup>2</sup>, les bâtiments dédiés à la vente sont beaucoup plus consommateurs que les bureaux (471 contre 223). Dans les entreprises manufacturières, en moyenne également, 76,71% sont consacrés au fonctionnement des moteurs, 5,25% à l'ensemble chauffage-ventilation-climatisation, 4,64% à celui de l'équipement des machines, 4,18% à la production d'air comprimé, 3,75% aux chauffages divers, 2,84% à l'éclairage, 2,25% à la climatisation, le reste étant réparti entre le fonctionnement des pompes, des valves ou la production de vapeur. Entre une petite entreprise de services, un grand centre commercial et une usine textile, les besoins et usages électriques sont donc très divers.

Troisièmement, l'intérêt pour les énergies renouvelables, surtout le PV, est d'autant plus inégal que la consommation de beaucoup d'entreprises peut être réduite par des mesures d'efficacité énergétique à effet immédiat, comme la systématisation des LED et une meilleure isolation des bâtiments. En outre, il existe des solutions concurrentes au PV (à l'échelle d'une entreprise, l'énergie éolienne est peu envisageable), comme l'utilisation de pompes à chaleur et surtout de groupes électrogènes, dont les tailles sont de plus en plus adaptées aux besoins des PME et les performances sans cesse améliorées. De même, les chauffe-eau solaires, qui ne produisent pas d'électricité mais permettent de réduire la consommation électrique, sont utilisés dans des établissements textiles (Migra Group,

teinture et finition de produits tricotés, zone industrielle d'Epping, Le Cap) et agro-industriels (Cape Brewing Company, brasserie localisée à Paarl).

De plus, les établissements manufacturiers, dont la consommation électrique est surtout destinée au fonctionnement des machines, ont besoin d'une desserte continue, stable et d'une tension régulière. Certains établissements peuvent disposer gratuitement d'une grande quantité de résidus valorisables sur place, sous forme de bioénergie par exemple, ce qui permet de se passer de PV. C'est le cas de l'usine MTO, localisée à George.

**Naissance d'une symbiose industrielle façonnée autour de l'énergie à George  
Le Biomass Value Adding Project de MTO Forestry**

L'usine de George est une scierie localisée à proximité de l'ancienne gare de chemin de fer, qui emploie 350 personnes, débite 180 000 m<sup>3</sup>/an avec environ 50% de résidus disponibles ; elle assure aussi le stockage, le séchage, le conditionnement et le chargement des camions de livraison. C'est l'un des établissements de MTO Forestry Cy, firme forestière nationale créée en 1941, connue avant 2009 sous le nom de Pine Cape. MTO Forestry Cy possède des plantations, surtout de pins (deux variétés, souvent plantées sur des terres appartenant à l'Etat et louées en leasing longue durée), les exploite (coupes), vend des grumes ou les transforme (matériel de construction, meubles), 50% de la biomasse travaillée n'étant pas utilisée, dont les copeaux de bois dans les scieries. Cette biomasse résiduelle pose de gros problèmes de stockage (volume important alimenté en permanence ; espaces nécessaires difficiles à gérer, car il faut aussi évacuer les copeaux quand les sites de dépôt sont saturés, chercher à les vendre et donc les transporter, ce qui a un coût). Or ces résidus perdus ont une valeur marchande.

Tout commence avec les difficultés des années 2010-2012 ; l'activité à George est alors soumise à de fortes tensions en raison de la fermeture de deux usines clientes réutilisant les copeaux d'usines du groupe MTO. La première, Sonae Novoboard, localisée à George, achetait la moitié des résidus pour fabriquer des tableaux, mais elle a été fermée en 2010 ; 80% de l'autre moitié étaient brûlés pour fournir de la vapeur destinée aux fours de séchage, les 20% restants étant donnés gratuitement pour entrer dans la fabrication de compost. La scierie produisait alors 60 000 t/an de copeaux. Le même problème est survenu dans une autre usine du groupe située dans l'Eastern Cape. En 2005, un feu a ravagé la plantation de MTO à Longmore, à l'ouest de Port Elisabeth, et il a fallu sauvegarder des stocks de grumes. Le groupe a alors pris la décision de construire en 2006 une scierie sur place, de taille modeste, dont une partie des produits sciés était vendue localement et l'autre partie transportée à la scierie de George pour y être séchée. En 2007, une usine de traitement de biomasse (EC Biomass) a été inaugurée dans la Zone de développement Industriel de Coega : on y fabriquait des pellets exportés vers l'Europe comme combustible énergétique, 60% des besoins en résidus étant fournis par la scierie de Longmore. Mais EC Biomass a fermé en 2012, les usines de Coega et de Port Elisabeth n'ayant pas assuré de relais en substituant en partie les pellets de résidus aux sources d'énergie classiques.

En 2012, les deux scieries de George et de Longmore se retrouvent donc une situation identique, contraignant le groupe MTO à chercher de nouvelles solutions à la question des résidus.

À Longmore, un partenariat a été conclu avec la firme Woodlands Dairy, qui brûle les copeaux de la scierie pour produire de la vapeur au lieu d'acheter de l'électricité à Eskom et d'utiliser des produits pétroliers. Aujourd'hui, 90% des besoins énergétiques de Woodlands Dairy proviennent du brûlage des copeaux de la scierie.

À George, les vieux fours de séchage ont été remplacés ainsi que la chaudière datant de 1935. Une première solution a été trouvée en octobre 2014, sous forme d'un partenariat avec l'usine textile voisine (Tradelinks), située dans une parcelle proche, à 200 m de celle de la scierie et de la nouvelle chaudière de MTO, plus puissante que l'ancienne et qui produit de la vapeur en brûlant des copeaux. Un pipeline reliant les deux usines en enjambant la rue séparant les deux parcelles a été installé ; il

permet à MTO de livrer à Tradelinks 9 100 tonnes de vapeur/an, obtenues à partir de 3 300 tonnes de biomasse. Dans le sens inverse et via un autre pipeline, les condensats de Tradelinks sont renvoyés vers l'usine MTO, ce qui permet des économies sur la consommation d'eau de la scierie. En 2018, la capacité de livraison de MTO a atteint 10 000 t/vapeur/an.

En 2015, deuxième étape, la vapeur est mobilisée pour produire de l'énergie électrique. Un partenariat est d'abord conclu entre MTO et Carbon Sphere, firme sud-africaine spécialisée en bioénergie, pour élaborer un projet fondé sur des technologies de pointe et conforme aux normes environnementales internationales. Puis, un autre partenariat est négocié avec une firme indienne spécialiste des turbines, Triveni Engineer, et un projet de production d'électricité à partir de la vapeur déjà produite est finalisé. En décembre 2015, TF Design Engineering, société localisée à Stellenbosch, est retenue concevoir le design et monter l'ensemble. La turbine entre en production en décembre 2016 avec une capacité installée de 1 MW (en fait, 999 kW pour éviter de solliciter une autorisation d'exploitation auprès du régulateur national, NERSA)

Enfin, un accord de rachat de surplus d'électricité (PPA) a été signé avec la municipalité de George, basé sur la réglementation locale des SSEG (Small Scale Embedded Generation) qui fixe les tarifs de rachat. Cet accord permet à MTO de vendre tout le surplus d'électricité, ce qui stabilise le système de l'usine (pas besoin d'équilibrer en permanence production et consommation) et assure sa sécurité technique, particulièrement les samedis et les dimanches, lorsque l'usine est fermée. Pour être protégé de tout dysfonctionnement éventuel du réseau municipal, un système d'isolement total (*islanding*) a également été mis en place.

Extrait de : A. Dubresson, S. Jaglin, Document de travail 'Les dispositifs sociotechniques connectés au réseau', février 2019 (visite de l'usine de George le 30 août 2018)

Par rapport à toutes les solutions alternatives au - ou complémentaires du - réseau électrique, se lancer dans le PV pour une usine implique souvent la mise en place d'un dispositif coûteux de régulation technique, de batteries fiables ou bien celle d'un système composite de type cogénération, voire d'un mini réseau, option sophistiquée qui accroît le coût de l'investissement initial. Le PV, qui est intermittent, est certes utile pour réduire la consommation électrique diurne manufacturière sur des postes fournissant environ 10% des besoins dans nombre d'usines, ce qui n'est pas négligeable mais peut être insuffisant pour justifier une installation de toiture.

Quatrièmement, la superficie de l'établissement joue grandement sur le rapport entre kWh consommés et surface, défini comme l'intensité électrique. Celle ci est ainsi 1,8 fois plus élevée dans un grand centre commercial que dans un petit, le premier ayant beaucoup plus à gagner avec un équipement PV que le second.

Table 33: Electricity intensity of commercial sector – ordinary (not efficient) offices<sup>27</sup>

m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
0-2,000	187
2,001-5,000	208
5,001-10,000	216
10,001-20,000	223
20,001-30,000	251
>30,000	255
Average	223

Table 34: Electricity intensity of commercial sector – inefficient retail<sup>28</sup>

Building type	kWh/m <sup>2</sup>
Large shopping centre	605
Small shopping centre	337
Average	471

Table 38: Electricity intensity by end-use in the commercial sector

End-use	kWh/m <sup>2</sup>				Penetration rate of efficient devices	
	Office		Retail		Office	Retail
	Inefficient	Efficient	Inefficient	Efficient		
Lighting	89.20	53.52	188.40	113.04	50%	50%
Water heating	4.86	1.51	10.27	3.18	0%	0%
HVAC	79.88	59.91	168.71	126.53	0%	0%
Refrigeration	15.61	14.83	32.97	31.32	0%	0%
Cooking	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0%
Other	33.45	33.45	70.65	70.65	0%	0%
<b>Total</b>	<b>223.00</b>	<b>163.22</b>	<b>471.00</b>	<b>344.73</b>		

Source : City of Cape Town (CoCT), SEA, 2016, *Energy Scenarios for Cape Town. Technical Report, 2015 Update*, [https://www.africancityenergy.org/uploads/resource\\_121.pdf](https://www.africancityenergy.org/uploads/resource_121.pdf)

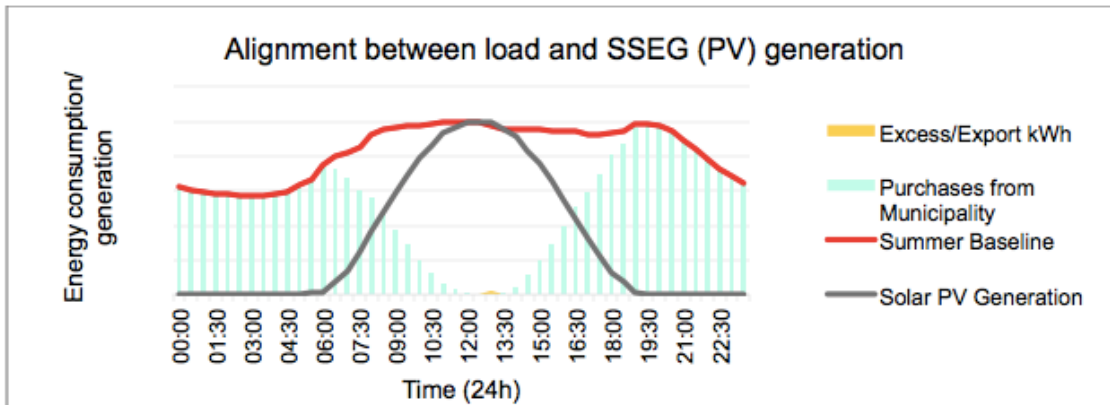
### ***La courbe de charge, un puissant déterminant***

Le PV a une production diurne et variable selon les heures de la journée, mais c'est aussi durant ces heures diurnes que les tarifs d'Eskom et des municipalités sont les plus bas. Son utilité doit donc être jaugée en fonction de la courbe de charge d'un établissement, du/des pic(s) de consommation et du rôle que le PV peut jouer pour réduire la valeur monétaire de cette consommation de manière significative, par exemple en contribuant à écrémer les pics.

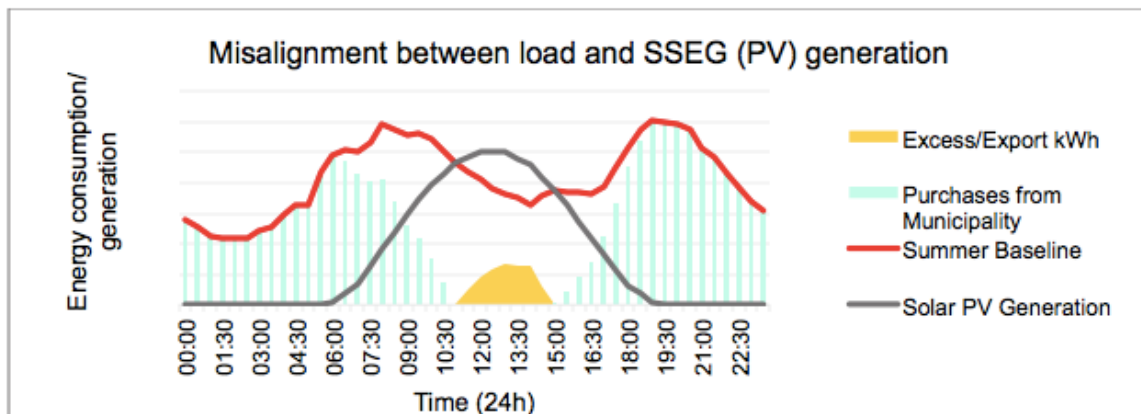
Or, tous les établissements n'ont pas le même rythme d'activité et par ailleurs, la question de l'éventuel surplus de production du PV est rapidement posée pour ceux dans lesquels le travail n'est pas continu et dont l'activité cesse durant le week-end, les périodes de vacances ou parce qu'elle est saisonnière. S'il n'est pas auto-bloqué par le système installé, le surplus peut être stocké dans des batteries, revendu avec un contrat et réinjecté dans un réseau

municipal (Eskom ne pratique pas le rachat et la réinjection dans son réseau pour les bas voltages), revendu à d'autres entreprises via le *wheeling*. Mais quelle que soit la solution, celle ci entraîne un surcoût qu'il faut intégrer dans les calculs de faisabilité, sans compter la mise aux normes techniques pour les établissements anciens.

Alignement et non alignement théoriques du PV et des courbes de charge en été



**Figure 1: Load profile management - alignment between load profile and SSEG (PV) generation.**

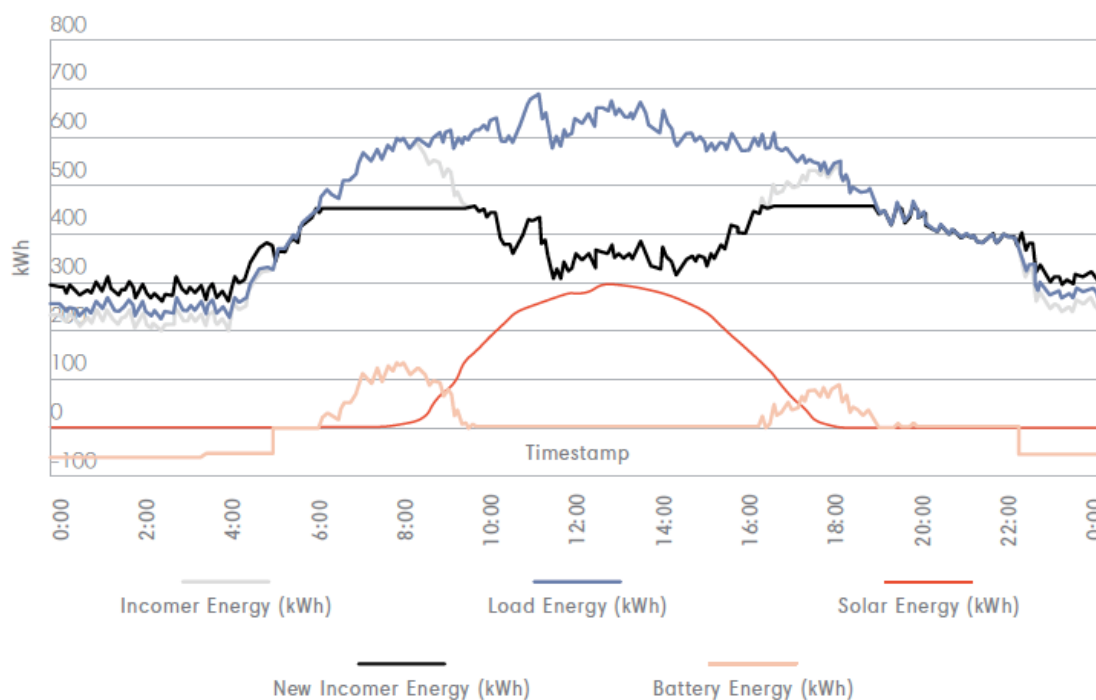


**Figure 2: Load profile management - Misalignment between load profile and SSEG (PV) generation.**

Source : GreenCape, 2018, Guidelines for small scale embedded generation in Western Cape municipalities Cape Town, Western Cape Government, GreenCape.

Situation théorique d'écramage des pics (PV + batteries) permettant une importante réduction des coûts de l'énergie électrique

### PEAK SHAVING - LOAD, INCOMER, PV AND BATTERY GRAPH



Source : Sola Future Energy, Batteries & Microgrids (Sola\_Digital\_Batteries-Microgrids\_Final.pdf)

La diversité des situations et les difficultés auxquelles sont confrontés les chefs d'entreprise lorsqu'il s'agit d'évaluer l'efficacité et l'intérêt d'un système PV ont été exposées en 2015 dans une étude très détaillée consacrée à la municipalité de Drakestein<sup>12</sup>, et elles ont été synthétisées par Karine Kritzinger<sup>13</sup>. Les mêmes faits ont été observés dans nos enquêtes de terrain, dont quelques exemples résumés figurent ci-dessous.

### 3. La combinaison type d'activité, besoins et courbes de charge : des cas de figure très divers

Dans les établissements de commerce surtout fréquentés dans la journée, le pic de consommation électrique et la production diurne PV sont dans l'ensemble concordants. Les grands centres commerciaux, en particulier, tirent doublement parti d'un équipement PV : d'une part, ce dernier réduit leur facture d'électricité, et, d'autre part, leurs locataires paient

<sup>12</sup> Kritzinger, K., Meyer, I., van Niekerk, W., Scholtz, L., 2015, *Potential for integration of distributed solar photovoltaic systems in Drakenstein municipality Energy*.

[http://awsassets.worldwildlife.org/downloads/re\\_drakenstein\\_report\\_thursday\\_28\\_sep.pdf](http://awsassets.worldwildlife.org/downloads/re_drakenstein_report_thursday_28_sep.pdf)

<sup>13</sup> Kritzinger K., 2017, *Policy Brief: Solar Photovoltaic Technologies*, Stellenbosch, Centre for Renewable and Sustainable Energy Studies, 13 December 2017

toujours le même prix du kWh, inclus dans les baux, alors que dans la journée la production PV joue à plein et réduit le volume et la valeur des achats d'électricité par le gestionnaire du centre commercial. La récupération de l'investissement, en partie financé par les locataires, est donc possible sur un temps assez court.

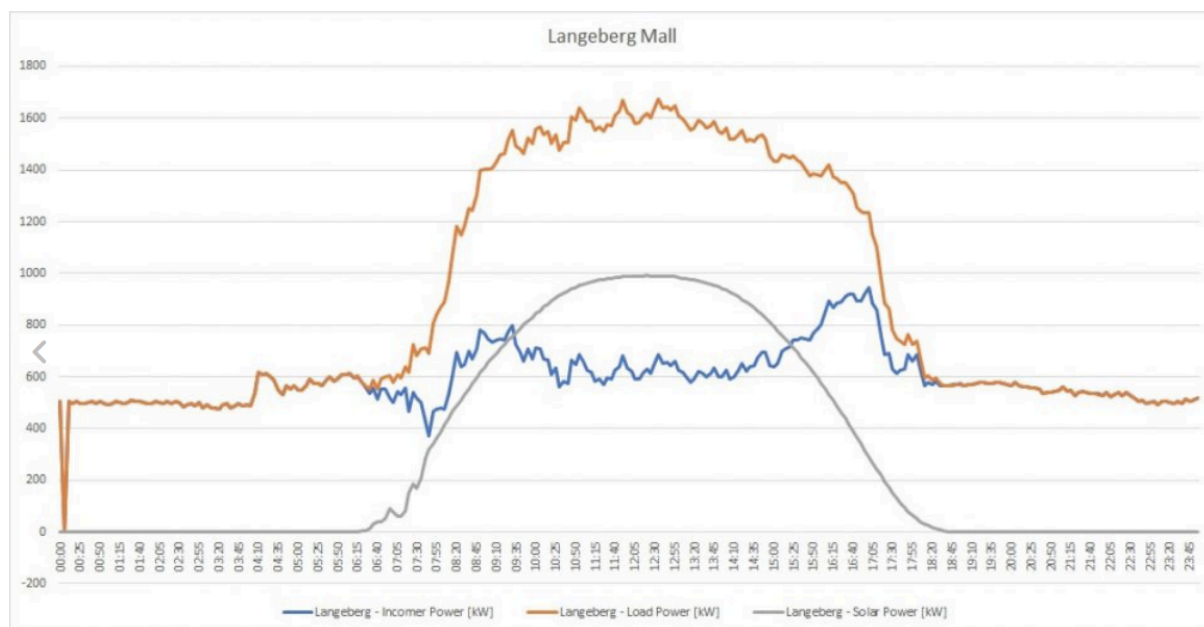
#### Un exemple d'équipement PV d'un centre commercial : Langeberg Mall, Mossel Bay

Langeberg Mall (29 800 m<sup>2</sup> de surface locative, 94 commerçants-locataires en août 2018) est l'un de centres commerciaux classés '*small régional*' dans la nomenclature sud-africaine. Il appartient au groupe immobilier Redefine Properties dont nombre de propriétés commerciales sont équipées en installations PV de toiture selon une stratégie conduite à l'échelle nationale.

Installé fin 2017 par SOLA Future Energy, entreprise basée au Cap, le système E-Power Technology équipe les toits de trois bâtiments de l'ensemble commercial et comprend 4 106 panneaux solaires (modules polycristallins) et 20 onduleurs (ABB Trio de 50 kVA chacun) convertissant le courant continu en courant alternatif. L'électricité produite est injectée dans le réseau interne du centre commercial, lui même alimenté par le réseau municipal. La puissance installée, 1 354,98 kWc, permet une production potentielle de 1 980 445 kWh/an, soit environ 20% de la consommation totale du Langeberg Mall.

Les courbes de charge montrent une très bonne adéquation du PV avec les horaires d'ouverture et le rythme de consommation électrique du mall, la complémentarité entre réseau municipal et système PV étant bien assurée sans avoir recours à des batteries .

Courbe de charge du centre commercial de Langeberg (Mossel Bay)



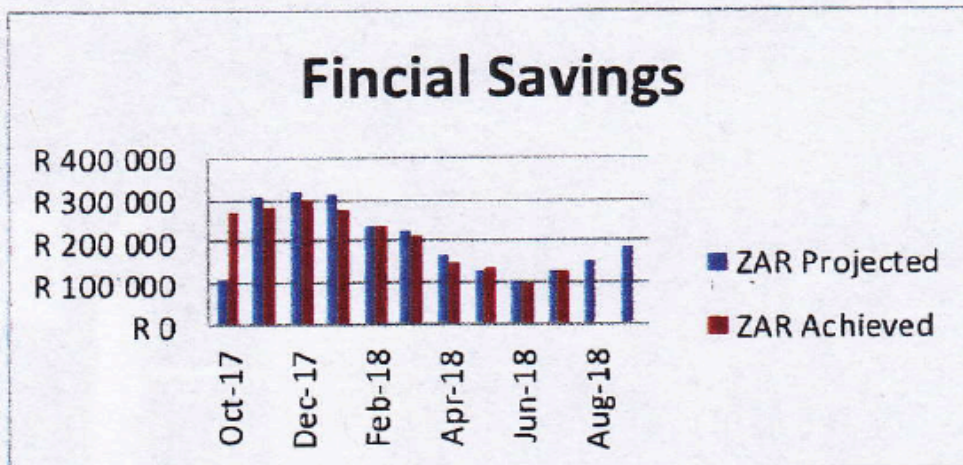
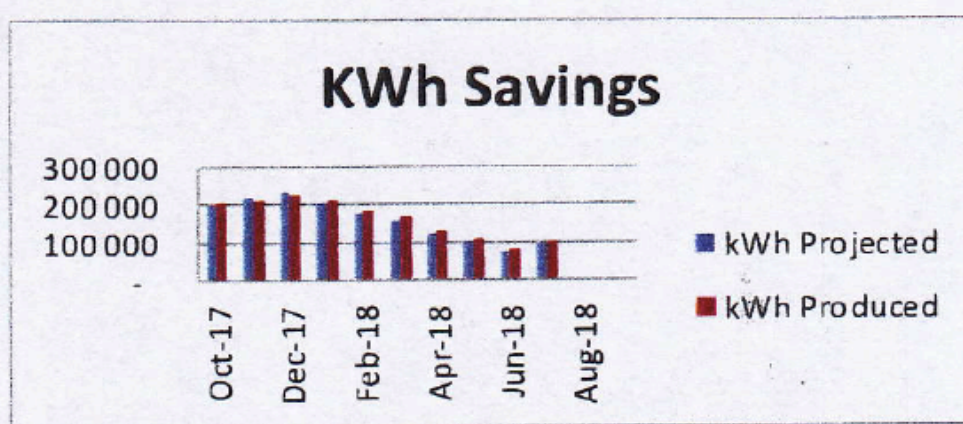
Source : SOLA Future Energy

A partir de 6h15, le PV entre en production et la croissance rapide de celle-ci permet de réduire le flux provenant du réseau municipal. Puis, les premières activités (livraisons, arrivée du personnel, ouverture des coffee-shops et des établissements de restauration) provoquent une hausse de la consommation, assurée par les deux flux, extérieur et intérieur. À partir de 9h10-30 jusqu'à 15h25-30, la production PV l'emporte sur le flux municipal au moment du pic de consommation (les heures d'ouverture sont : du lundi au vendredi 9h-18h ; samedi : 9h-17h et dimanches et jours fériés 9h-14h

ou 15h selon la saison, avec quelques exceptions comme les pharmacies qui ouvrent à 8h30). Entre 18h30 et 18h45, le PV cesse de produire et la courbe de charge, générale, alors basse, est alimentée par le seul réseau municipal jusqu'à 6h15.

L'efficacité du système PV n'est cependant pas uniforme durant l'année ; elle atteint un maximum lors des mois d'été (novembre, décembre, janvier), quand le rendement des modules PV est au plus haut, mais elle décline ensuite et devient faible durant l'hiver (avec un creux marqué en juin).

Le système PV fonctionnant bien (1 624 950 kWh produits en 10 mois, d'octobre 2017 à juillet 2018), les économies réalisées sont substantielles (2 442 934 rands). Pour un investissement initial de 15 290 000 rands, le gain net obtenu atteint 2 334 681 rands, soit 15,27% du montant investi. A ce rythme, et en calculant hors coûts de maintenance et taux d'inflation, la récupération du coût d'investissement pourrait être réalisée en 6,5-7 ans. Compte tenu de la durée de vie des panneaux installés et en supposant que le système maintienne durablement une productivité correcte, le centre commercial pourrait être alimenté quasi gratuitement, à hauteur de 20% de sa consommation totale, durant une quinzaine d'années.





Period	kWh Produced	kVA Savings*	ZAR Savings	Act. / Proj.
Oct-17	206 585	0	R 268 713	Actual
Nov-17	213 103	0	R 283 169	Actual
Dec-17	224 637	0	R 301 959	Actual
Jan-18	209 947	0	R 275 060	Actual
Feb-18	185 277	0	R 236 495	Actual
Mar-18	171 299	0	R 211 143	Actual
Apr-18	125 739	0	R 151 818	Actual
May-18	108 730	0	R 138 744	Actual
Jun-18	80 740	0	R 100 980	Actual
Jul-18	98 802	0	R 130 029	Actual
Aug-18	0	0	R 157 577	Projected
Sep-18	0	0	R 187 246	Projected
<b>Total</b>	<b>1 624 859</b>	<b>0</b>	<b>R 2 442 934</b>	
<b>Last 12 months</b>	<b>1 624 859</b>	<b>0</b>	<b>R 2 442 934</b>	

\*Council tariff: no kVA components on bulk tariff, only billed for kWh

Capex	R 15 290 000
Savings Last 12 Months	R 2 442 934
O&M	R 108 252
Net Savings	R 2 334 681
Yield	15.27%

Source : documents fournis par le gestionnaire de Langeberg Mall le 29 août 2018

Au Cap, on retrouve une situation comparable dans les grands centres commerciaux (V&A Waterfront) ou dans des centres plus modestes (Cape Quarter à Greenpoint, De Ville Shopping à Durbanville). Dans certaines petites villes ou dans des bourgs desservis par Eskom et où toute capacité d'extension de réseau est limitée, faute de moyens ou en raison de contraintes techniques, une combinaison PV-batteries peut compenser les insuffisances de l'opérateur public. Ainsi, à Clanwilliam (municipalité de Cederberg), le centre commercial Cedar Mill Mall, inauguré en juin 2018, est alimenté par le réseau Eskom pour moitié seulement de ses besoins en électricité ; pour assurer le complément nécessaire, l'entreprise propriétaire, Noble Property Group, a investi dans un PV de toiture (850 kWc), relié à des batteries lithium-ion (696 kWc), le système PV n'étant pas connecté au réseau Eskom.

Dans les parcs d'affaire concentrant immeubles de bureau et services et qui, contrairement aux centres commerciaux, ne sont pas fréquentés les samedis et dimanches, à moins de bloquer le surplus généré par le PV ou de le stocker dans des batteries, la meilleure solution consiste à revendre l'excédent avec un PPA, ce qui suppose un engagement résolu de la municipalité concernée, comme à George (voir *supra* pour MTO). Au Cap, un exemple emblématique est celui de Black River Park.

#### **L'équipement PV d'un parc d'affaires : Black River Park, Observatory, Le Cap**

Black River Park (BRP), parc d'affaires localisé à Observatory, comprend 13 bâtiments regroupés en trois principaux ensembles (South, Central et North Park), au total 78 000 m<sup>2</sup> mis en location, 110 locataires et 5 500 personnes travaillant pendant les heures de pointe en 2018. Le parc actuel résulte

du rachat, en 1999, puis de la transformation d'anciens entrepôts et immeubles commerciaux par Black River Park Investments (Pty) Limited. D'abord détenu par les groupes Joubie Rabie et Leaf Capital, Black River Park Investments (Pty) Limited est passé sous le contrôle de Redefine Properties qui a acquis, en 2015, les parts de Leaf Capital.

L'objectif initial consistait à créer un nouveau parc industriel pour PME par reconversion d'anciens bâtiments et construction de locaux neufs. Finalement l'opération a été réorientée vers une offre immobilière de haute gamme verte surtout destinée à des activités de bureau et de services. Les terrains, deux parcelles immatriculées, ont été acquis en leasing (bail de 45 ans avec Intersite).

L'équipement de haute gamme verte est présenté comme un atout à la fois fonctionnel et attractif en termes d'image pour les sociétés locataires. L'un des éléments de cette 'distinction verte' est l'installation PV de toiture Avec la réhabilitation des bâtiments et le système PV, « *Black River Park was the first office precinct to receive a Green Star Rating for the existing building pilot tool and is home to the first building to achieve a 6-Star Green Star SA rating. All buildings in the park are Green Star SA rated* »<sup>14</sup>.

#### **L'installation PV de toiture**

L'installation du système PV de toiture par l'entreprise Besamandla a d'abord été réalisée en deux phases successives, l'une achevée en août 2013 (2 875 panneaux en cristallin silicone, 702 kWc, North Park), l'autre en juillet 2014 (2 050 panneaux, 500 kWc, South Park), l'ensemble équipé couvrant 8 000 m<sup>2</sup> ; avec 1,2 MW de puissance, la capacité de production atteint 1,9 GWh par an. En juillet 2016, une troisième tranche a porté la capacité totale installée à 1,56 MW, 6 000 panneaux couvrant au total 9 000 m<sup>2</sup>. Le système fournit désormais en moyenne 25% à 30% de l'électricité consommée. « *By adopting solar, we have been able reduce energy costs and save approximately R6 million over the past 30 months, with monthly savings between R80,000 in winter and R300,000 in summer. With the 3rd phase now online, we expect the monthly savings to increase by at least 30%* » (Ilse Badenhorst, *op.cit.*)

Il y aurait donc eu un gain de consommation de 6 millions de rands d'août 2013 (mise en production de la première tranche) à la fin juillet 2016. Le PV est en effet efficace compte tenu de la courbe de charge journalière du parc et du profil des pics, surtout en été : selon Matt Rich, gestionnaire du parc, « *...our consumption, or demand curve fits in nicely with energy production from the installation* »... « *Everyone wants to turn on their air-conditioning when the sun is out which luckily for us is when we are producing the most amount of electricity,* »<sup>15</sup>.

Toutefois, ce montant n'est pas un gain net. Il faut aussi prendre en compte, entre autres coûts, la maintenance du système PV, assurée par l'entreprise Aurora Power Solutions (dont Sola Energy Future est une composante) avec laquelle un contrat a été signé pour garantir la stabilité de la production en fonction de l'évolution des données climatiques journalières et selon les saisons (coût annuel de la maintenance : 230 000 rands).

Le financement des deux premières tranches (22 millions de rands) a bénéficié de dispositifs d'incitation, comme la subvention d'Eskom pour la phase 1 dans le cadre du Standard Offer Programme, mais cette offre d'Eskom n'était plus disponible lors de la phase 2. En 2014, BRP a cherché à vendre des crédits-carbone, mais la réglementation nationale n'était pas opérationnelle.

La durée de vie des modules PV est de 25 ans. Pour les deux premières tranches, Rabie Pty estimait en 2014, avant la prise de contrôle par Redefine Properties, que la récupération du coût d'investissement aurait lieu en 7 ans maximum : « *It makes sense to run an operation that is green and sustainable, not only because of the impact that an operation has on the environment, but also*

<sup>14</sup> Source : Ilse Badenhorst, Head of Utilities, Redefine Properties, « *Black River Park cements its position as Africa's largest integrated photovoltaic plant* », *eProperty News*, Friday, 29 July 2016 <https://www.eprop.co.za/commercial-property-news/item/20048-black-river-park-cements-its-position-as-africa-s-largest-integrated-photovoltaic-plant.html>

<sup>15</sup> *Learning from Cape Town's largest PV rooftop installation: Black River Park*, submitted by Jonathan Ramayia on Tue, 01/04/2014, 08:33, <https://twitter.com/urbanearth>.

*from a good business practice point of view. The system will operate for a minimum of 25 years, but will pay back the costs for its installation within the first seven years.* (<http://www.blackriverpark.co.za/news/black-river-office-park-installs-biggest-solar-photovoltaic-system-in-south>)

#### **Le PPA avec la municipalité : une double première, institutionnelle et technique**

Le 23 septembre 2014, la municipalité du Cap, City of Cape Town (CoCT), signe son premier contrat de rachat SSEG avec BRP. Selon ce contrat, dont les termes ont été discutés depuis 2012, l'excédent d'électricité produit par le PV pouvait alors être vendu à CoCT à 49,72 cents/kWh, soit moins que le prix de vente du kWh par CoCT à BRP. Pour obtenir l'accord du régulateur national, NERSA, sur le principe (rappelons qu'en 2013, qu'il n'y avait pas de réglementation nationale sur les SSEG<sup>16</sup>) comme sur le prix (pour CoCT, le prix de rachat doit être approuvé par NERSA), les deux protagonistes ont négocié un accord consistant à diviser l'installation de l'ensemble du système en deux tranches décalées dans le temps, ce qui permet, pour chaque tranche, de rester en deçà du seuil de 1 MW au-delà duquel une licence d'exploitation délivrée par NERSA est nécessaire pour produire de l'électricité. Sans batteries installées, les ventes de BRP à CoCT ont lieu durant les samedis et dimanches, parfois lors de périodes de faible consommation durant les jours ouvrables (après 16h par exemple en été).

Cet accord, facilité par la configuration des lieux (deux parcelles séparées et connectées distinctement au réseau), a été le premier de cette nature en Afrique du Sud et a permis de stabiliser la politique de CoCT qui n'avait pas encore statué clairement sur les SSEG lors de la mise en production de la première tranche en 2013. Il a été suivi d'autres exemples, comme celui de Vodacom à Century City (Le Cap).

Le PPA inaugure également l'usage officiel du nouveau type de compteur bidirectionnel testé antérieurement par la municipalité du Cap. Il est également synchrone de la modification technique du système municipal de facturation et de recouvrement des montants facturés.

*"The tariff will be implemented once the back end billing system of the City has been modified to accommodate the new metering requirement,"<sup>17</sup>.*

#### **Efficacité et problèmes du système PV**

Jusqu'ici le PV a été efficace en raison de la qualité du système de contrôle à distance et de la bonne maintenance. Aurora Power Solutions dispose d'un système de contrôle à distance connecté à une banque de données climatiques permettant de calculer des prévisions météo et de suivre la production des panneaux à tout instant. La maintenance pose cependant plusieurs problèmes, d'où son coût élevé. Il faut nettoyer régulièrement les panneaux dont le bon fonctionnement est menacé par les dépôts de sel (embruns marins recouvrant les modules, corrosion des cadres) et également par les nombreuses déjections d'oiseaux. La régularité de la production des chaînes de modules doit être assurée ; or, si un ou plusieurs d'entre eux sont moins ensoleillés que d'autres ou sont ombragés, ou encore si l'un des modules fonctionne mal, c'est la production totale des 24 modules par chaîne qui est perturbée. Le système de contrôle à distance permet certes de régler le problème, mais évidemment il a un coût.

Un atout du système PV, mis en avant par l'équipe de gestion du parc, tient à son caractère démonstratif et pédagogique pour les locataires. A l'entrée du North Park ont été installés des écrans géants sur lesquels sont projetés en permanence les données et graphiques hebdomadaires de consommation du parc et de production du PV ainsi que le total des quantités de CO2 sauvées. Cette mise en scène assez réussie a pour but d'une part, de solidariser les locataires avec le projet vert de BRP, et, d'autre part, de les inciter à faire des économies d'énergie dans leur propre local. Pour ce faire, un guide technique de bonnes pratiques leur est distribué (usages de l'éclairage et de l'air

<sup>16</sup> Voir <https://hybridelec.hypotheses.org/tag/afrique-du-sud>

<sup>17</sup> Brian Jones, Head of Green Energy at the City of Cape Town, <https://www.solafuture.co.za/news/black-river-park-expand-their-record-breaking-solar-pv-system/>.

conditionné pour économiser l'énergie). Le PV sert aussi d'exemple pour stimuler d'autres pratiques 'vertes' (recyclage de l'eau par exemple) et inciter à « penser vert » dans l'exercice des activités.  
Sources principales : échanges par courriels et entretien téléphonique les 6 et 7 septembre 2018 avec Matt Rich, directeur administratif de Black River Park et [www.blackriverpark.co.za](http://www.blackriverpark.co.za)

La faible fréquentation des locaux les samedis et dimanches, et souvent lors des périodes de vacances, est également une contrainte pour les sièges sociaux de grandes entreprises, qui limitent ainsi la capacité de leur installation PV pour ne pas avoir à gérer un excédent trop important ou éviter d'entrer en négociation avec une municipalité pour le rachat de surplus ; c'est le cas pour le siège social de Old Mutual à Pineland, Le Cap, où l'équipement du toit des parkings et d'une partie restreinte des bâtiments<sup>18</sup> vise à couvrir seulement 6% à 8% de la consommation totale sur 25 années, durée de vie escomptée des panneaux PV.

La complexité croît avec les industries manufacturières en fonction de leur secteur d'activité, de leur taille et de leur mode de fonctionnement. D'abord, les industriels bénéficient des plus bas tarifs d'Eskom, dont certains sont négociés de gré à gré, inférieurs à ceux des établissements de commerce, et les chefs d'entreprise sont moins enclins à rechercher des solutions dans le solaire PV, surtout s'ils possèdent déjà des groupes électrogènes. Ensuite, les efforts d'Eskom pour encadrer et aider les entreprises dans la recherche d'économies d'énergie peuvent différer ou jouer contre l'installation d'un système PV pour les entreprises consommant peu d'électricité. Le cumul de ces facteurs explique peut-être l'adoption par certains industriels de la location de matériel PV assortie d'un PPA passé avec l'installateur (Dynachem au Cap, voir *supra*), qui réduit le risque financier en le reportant sur le fournisseur. Enfin, si l'installation d'un système PV peut permettre d'alimenter au moins l'éclairage ainsi que divers chauffages durant la journée, voire en soirée avec l'adjonction de batteries, ces postes de consommation ne sont pas les plus importants.

Il est cependant des cas où un virage 'vert' peut assurer non seulement le quart ou le tiers de la consommation totale mais également être un excellent argument de marketing et de distinction sur des segments de marché spécifiques, à condition de pouvoir accéder à un financement particulièrement avantageux. C'est ce que montre l'exemple d'Impahla Clothing, au Cap, fabriquant d'articles de sport de la marque Puma et fournisseur de nombreuses équipes sud-africaines, tous sports confondus, entre autres clients nationaux.

**IMPHALA Clothing, (PUMA licenced), Maitland Business Park, Le Cap**

Impahla Clothing, fondée en 2004, est une PME textile qui fabrique des articles de sport et de loisirs et bénéficie d'un accord de fournisseur exclusif en Afrique du Sud pour la marque PUMA. L'une de ses divisions fabrique des tissus tricotés de qualité avec des filés de coton et de polyester locaux et importés, une autre est spécialisée dans les broderies, les sérigraphies et les impressions numériques. En 2018, les productions de plus en plus diversifiées proviennent de trois sites au Cap, Maitland, Elsies River et Epping.

En 2011 a été mis en service à Maitland un équipement PV de toiture (131 modules solaires sur 230 m<sup>2</sup> de surface, puissance installée 30 kWc) qui fournit 57 Gwh par an, soit environ 25% de la consommation totale de l'usine, l'objectif final étant de parvenir à fournir entre 30% et 40% des

<sup>18</sup> Voir en vidéo : <https://www.solafuture.co.za/news/solar-project-item/old-mutual-head-office-a-two-phase-1-mw-project-to-save-millions-per-year/>

besoins en électricité. Le système PV est connecté au réseau, aucune batterie n'a été installée, et sa production est entièrement consommée sur place.

Activement soutenu par le gouvernement provincial dans le cadre de sa politique de promotion d'énergies 'vertes' réduisant l'empreinte carbone, le projet initial a coûté environ 1 million de rands, financés par l'IDC's Green Energy Efficiency Fund, fonds mis en place par la société parapublique Industrial Development Corporation (IDC).

L'installation PV ne contribue pas seulement à réduire le coût de l'énergie électrique à Maitland mais elle a aussi été conçue pour valoriser l'image de l'entreprise. La neutralité carbone est rapidement devenue un argument de marketing sur un marché très concurrentiel, comme le soulignait William Hugues, fondateur et directeur, le 29 avril 2014 : *"We are very satisfied with the solar system as we have not had any problems since the installation in 2011. While being an important contributor to reducing our electricity consumption costs, the installation of the solar system also plays an important role in maintaining our status as a carbon neutral factory. At the same time, we are one of the first factories in Africa to have geared our operations to the highest international standards ».*

(<http://www.bizcommunity.com/Article/196/365/112749.html>)

Source principale : IDC, [http://www.idc.co.za/images/download-files/5157%20IDC%20Case%](http://www.idc.co.za/images/download-files/5157%20IDC%20Case%20Study%20-%20Maitland%20Solar%20System.pdf)

### **Conclusion. L'hybridation verte dans les entreprises : cheval de Troie du néolibéralisme ou vecteur de justice énergétique ?**

Encore modeste en 2019, l'hybridation incluant des énergies renouvelables et modifiant certains DST d'entreprises urbaines dans la province du Western Cape est peut-être annonciatrice d'un changement plus important, à l'instar de celui qui pourrait affecter le mix énergétique national à l'horizon 2030. Au stade actuel, quelques enseignements intéressants pour le programme Hybridelec peuvent être soulignés.

En termes empiriques, au-delà des monographies, on peut formuler deux constats. D'une part, le processus en cours est très inégal selon les secteurs d'activité (plus avancé dans la sphère commerciale que dans la sphère manufacturière) et entre les entreprises d'un même secteur ou d'une même branche en fonction de la taille, de la surface financière et du mode de fonctionnement (procès de production) des établissements. D'autre part, la spatialité du changement est particulière au sein d'une structure macro urbaine toujours fortement marquée par l'héritage ségrégatif et, s'agissant d'activités économiques, par un zonage monofonctionnel qui perdure, surtout dans les villes petites et moyennes où les établissements sont regroupés dans des périmètres spécifiques. La seule exception à cette forte concentration spatiale du changement par l'hybridation est repérable au Cap, où une relative décompression réglementaire municipale a permis le développement de corridors à usages mixtes (mais certains existaient avant les années 1990) et surtout la diffusion de PME et de micro entreprises dans l'espace urbanisé hors des périmètres classiques grâce à un zonage plus souple et pragmatique. Il reste que dans la capitale provinciale, anciennes zones d'activités, nouveaux parcs d'affaire et petites entreprises disséminées sont surtout localisés, à de rares exceptions, hors des Cape Flats et reproduisent de ce fait une fracture spatiale majeure entre les aires nanties, surtout peuplées de Blancs, et les aires de pauvreté, où résident des populations noires et 'coloured', et que les politiques publiques ne parviennent pas à réduire, voire qu'elles ont confortée<sup>19</sup>.

<sup>19</sup> Dubresson A., Jaglin S. (éds), 2008, *Le Cap après l'apartheid. Gouvernance métropolitaine et changement urbain*, Paris, Karthala.

En termes conceptuels, les résultats empiriques peuvent être confrontés à divers corpus. Croiser ceux consacrés à la notion de 'ville néo-libérale', à sa critique<sup>20</sup> ainsi qu'à la 'justice énergétique'<sup>21</sup> permet d'interroger la dimension politique du changement en évitant de réduire ce dernier à ses seuls aspects sociotechniques, par ailleurs indispensables à connaître. Deux questions centrales ont été soulevées par Sylvie Jaglin lors de la conférence annuelle 2019 RGS-IGB à Londres<sup>22</sup> : qu'est-ce que l'hybridation change à la fabrique urbaine ? Comment réagissent les autorités locales urbaines et une régulation est-elle possible ? Les progrès de l'hybridation dans les entreprises, combinés avec ceux observés au sein de ménages riches et de couches moyennes aisées, posent en effet un problème majeur, celui de la pérennisation de l'actuel modèle municipal redistributif, plus précisément du régime techno-politique municipal, question qui va bien au-delà de la seule vente d'électricité par les municipalités sud-africaines.

Première ressource fiscale propre de ces municipalités, la vente d'électricité est fondée sur un modèle de péréquation entre gros et modestes consommateurs, les divers systèmes tarifaires permettant de subventionner les seconds grâce aux tarifs appliqués aux premiers. Depuis la 'crise électrique' de 2008, l'envol des tarifs du kWh acheté en gros à Eskom et celui des coûts de maintenance et d'extension des réseaux municipaux pèsent de plus en plus lourdement sur les dépenses des services électriques, ce qui réduit la marge de manœuvre des municipalités. Un exemple : au Cap, lors de l'exercice 2018-2019, les achats d'électricité et la maintenance du réseau ont absorbé respectivement 65% et 25% des dépenses du service électrique, restreignant à 10% la part dévolue à la redistribution. Or, cette part, déjà mécaniquement en déclin, est rognée par l'essor de l'auto production urbaine, à laquelle les entreprises contribuent fortement, et également par l'émergence de riches 'prosumers' (producteurs-consommateurs) qui, en diminuant leur facture électrique, abondent de moins en moins les revenus municipaux. Selon une étude diffusée par l'Association des ingénieurs électriques municipaux (AMEU : *Association of Municipal Electricity Utilities in Southern Africa*), une installation PV d'1,5 kWc effectuée par un ménage abonné consommant en moyenne 1 000 kWh/mois entraîne un recul de 25% des gains réalisés par une municipalité sur ce ménage<sup>23</sup>.

La menace budgétaire est réelle, comme le montrent des travaux réalisés à Stellenbosch<sup>24</sup> et au Cap : dans la métropole, la perte potentielle à court terme varie de 6% à 9% des revenus de l'électricité<sup>25</sup>. Si l'on rappelle qu'avant les années sombres d'Eskom, les revenus

<sup>20</sup> Pinson G., Morel Journel C., (eds), 2017, *Debating the Neoliberal City*, London & New York, Routledge.

<sup>21</sup> Jenkins K., McCauley D., Heffron R., Stephan H., Rehner R., 2016, « Energy justice : A conceptual review », *Energy Research & Social Sciences*, vol. 11, pp. 174-182.

<sup>22</sup> Jaglin S., 2019, *Urban electric systems in a time of 'solar revolution' : hybridisation and local techno-political model(s) in the Western Cape*, Communication au panel Hybrid electrical configurations : from heterogeneity to a reconceptualization of energy transition in Southern countries, London, 28 August 2019.

<sup>23</sup> Kotzen K., Raw B., Atkins P., 2014, 'A perspective on Distributed Generation in Municipal Networks. The Revenue Impact of Solar Generation', *Conference Paper, 64th AMEU Convention*, October 2014, Midrand, [https://www.researchgate.net/publication/270573581\\_A\\_Perspective\\_on\\_Distributed\\_Generation\\_in\\_Municipal\\_Networks\\_-\\_The\\_revenue\\_impact\\_of\\_Solar\\_Generation](https://www.researchgate.net/publication/270573581_A_Perspective_on_Distributed_Generation_in_Municipal_Networks_-_The_revenue_impact_of_Solar_Generation)

<sup>24</sup> Korsten N., 2015, *An investigation into the financial impact of residential embedded generation on local governments in South Africa: A case study into Stellenbosch Municipality*, MPhil Thesis, Stellenbosch University.

<sup>25</sup> Mayr D., Schmid E., Trollip H., et al., 2015, The impact of residential photovoltaic power on electricity sales

municipaux provenant de la vente d'électricité étaient aussi utilisés, dans le Western Cape du moins, pour financer d'autres actions sociales hors électricité (*indigent policy*) avec des subventions croisées, on comprend que 'la question électrique' soit au cœur d'interrogations sur le devenir de l'actuel modèle municipal.

Tous les ingénieurs municipaux rencontrés lors de nos enquêtes ont insisté sur ce défi. Tous ont conscience que l'hybridation en cours va changer la donne et qu'il est nécessaire, dès à présent, de penser de nouvelles formes de coordination combinant hétérogénéité des DST aux échelles intra urbaines et mécanismes de solidarité à l'échelle macro urbaine. C'est un premier chemin 'de transition' possible, associant régulation publique, spatialisation et recherche de 'justice énergétique'<sup>26</sup> par l'invention d'un/de régime(s) techno-politique(s) dérivé(s) de l'actuel modèle municipal et préservant l'équité du recouvrement des coûts (*cost recovery*). Mais il est un autre chemin possible, celui de la néolibéralisation des configurations de fourniture reposant sur des mises en concurrence intra urbaines entre producteurs autonomes et une pratique de contrats localisés avec les consommateurs solvables au sein de périmètres ainsi territorialisés<sup>27</sup>, réduisant les municipalités au rôle de brancardiers de la question sociale dans les aires de pauvreté. Après tout, la transition par hybridation pourrait aboutir à l'apparition de 'communs' singuliers, réservés aux citoyens aisés (ou aux entreprises) desservis par des DST de voisinage, mini réseaux intelligents par exemple. Le débat sur les choix opérés par les pouvoirs publics locaux et, partant, sur leur nature politique, a donc toute raison d'être.

Un prochain document de travail fera un point sur les diverses réactions et positions municipales observées lors des enquêtes, quand seront connues les décisions du gouvernement central concernant la version 2019 de l'IRP, la dé-intégration d'Eskom en trois entités et la reconfiguration du marché national de l'électricité...où l'on voit que toute transition électrique est fondamentalement politique mais aussi qu'elle ne peut être pensée à la seule échelle urbaine, même s'il est nécessaire de l'urbaniser.

### **Quelques sites utiles pour les travaux de recherche techniques et socio-économiques en Afrique du Sud**

Centre for Renewable and Sustainable Energy Studies (CRSES), Stellenbosch University, <http://www.crses.sun.ac.za>

Council for Scientific and Industrial Research (CSIR), <http://www.csir.co.za>

Energy Research Centre (ERC), University of Cape Town, <http://www.erc.uct.co.za>

South African Photovoltaic Industry Association (SAPVIA), <http://www.sapvia.co.za>

GreenCape, <http://www.greencape.co.za>

### **Trois compléments bibliographiques**

Bischof-Niemz, T., & Fourie, R., 2016, *Cost of new power generators in South Africa*. Pretoria,

---

revenues in Cape Town, South Africa, *Utilities Policy*, 36, pp. 10–23.

<sup>26</sup> Bouzarovski S., Simcock N., 2017, "Spatializing energy justice", *Energy Policy*, 107, pp. 640-648.

<sup>27</sup> Dubresson A., Jaglin S., 2005, « Gouvernance, régulation et territorialisations des espaces urbanisés. Approches et méthode », in B. Antheaume, F. Giraut (éds.), *Le territoire est mort, vive les territoires !* Paris, IRD éditions, pp. 337-352.

[http://www.ee.co.za/wpcontent/uploads/2016/10/New\\_Power\\_Generators\\_RSA-CSIR-14Oct2016.pdf](http://www.ee.co.za/wpcontent/uploads/2016/10/New_Power_Generators_RSA-CSIR-14Oct2016.pdf)

[http://www.crses.sun.ac.za/files/news/PV one pager info brochure\\_final.pdf](http://www.crses.sun.ac.za/files/news/PV_one_pager_info_brochure_final.pdf)

Kritzinger K., 2017, *Policy Brief: Solar Photovoltaic Technologies*, Stellenbosch, Centre for Renewable and Sustainable Energy Studies, 13 December 2017,

<https://www.crses.sun.ac.za/files/research/publications/popular-media-and-policy-brief/PV%20Policy%20Brief%20Dec%202017.pdf>

Scholtz, L., Muluadzi, K., Kritzinger, K., Mabaso, M., Forder, S., 2017, *Renewable Energy : Facts and Futures, The energy future we want*

[http://dtnac4dfluyw8.cloudfront.net/downloads/WWF\\_Energy\\_Facts\\_and\\_Futures\\_Final\\_V  
ersion.pdf](http://dtnac4dfluyw8.cloudfront.net/downloads/WWF_Energy_Facts_and_Futures_Final_Version.pdf)