

Solaire décentralisé : un outil-clé de la transition énergétique, s'il est encadré

16/06/2024

Confidential

Points-clé

Le développement sans précédent de l'énergie photovoltaïque – 345 à 375 GW installés dans le monde rien qu'en 2023 – est porté en grande partie par les installations décentralisées, placées sur les toitures des habitations ou des bâtiments commerciaux ou industriels. Ce rooftop solar, ou solaire autoproduit, représenterait, selon certaines estimations, près de la moitié de la puissance totale installée chaque année, s'imposant comme l'une des technologies-phares de la transition énergétique, pourtant encore sous-estimée par les opérateurs comme par les Etats, habitués à une gestion centralisée de leur réseau électrique. Et ce mouvement est appelé à s'accroître, entraîné par la chute continue du prix des panneaux solaires et des batteries de stockage, mais aussi par des politiques incitatives. Qu'ils cherchent à endiguer des crises énergétiques, à atteindre leurs objectifs environnementaux ou simplement à diminuer leurs importations d'énergie, nombre d'Etats ont encouragé son adoption, simplifiant la réglementation encadrant ces installations, voire mis en place des incitations financières : tarifs de rachat d'électricité, crédits d'impôts pour l'achat d'équipements, subventions à l'achat, etc.

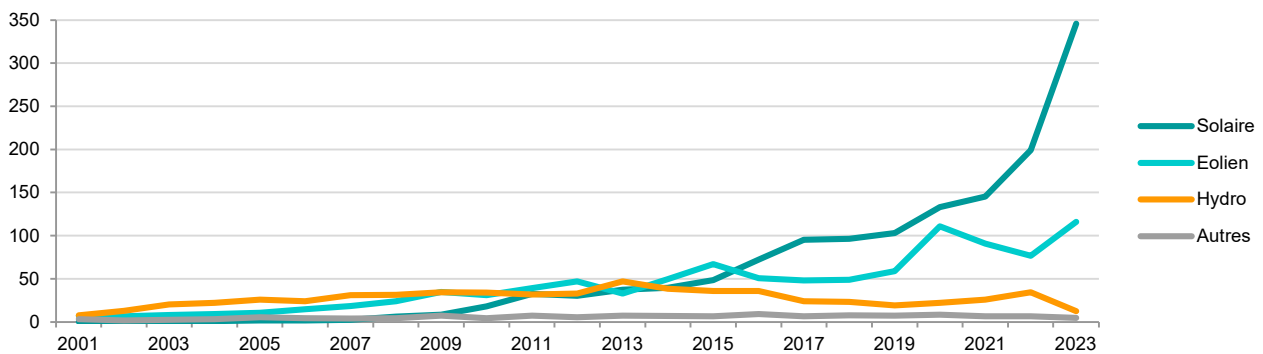
Le déploiement du solaire décentralisé a permis certains pays de répondre à des crises majeures, comme au Porto Rico après les ouragans Irma et Maria. Il n'est toutefois pas une panacée universelle. En Afrique du sud, les installations individuelles ont aidé l'opérateur national Eskom à dépasser la crise dans laquelle il était empêtré, lui offrant les marges de manœuvre nécessaires pour stabiliser son réseau et réparer ses centrales thermiques. Il n'en a pas été de même au Liban, où l'adoption du solaire a au contraire accentué la crise d'Electricité du Liban, la privant de revenus sans lui permettre de bénéficier de l'excédent de production de ses clients. La différence entre ces deux exemples, étudiés ici en détail, tient surtout à l'accompagnement réglementaire technique et financier du déploiement du rooftop solar. Là où l'Afrique du sud et ses municipalités ont facilité le raccordement et offert aux auto-producteurs la possibilité de revendre leur excédent, le Liban, paralysé par la crise politique, ne parvient pas à adopter le cadre législatif adéquat, tandis qu'EDL cherche à protéger son monopole sur la production d'électricité.

Les Etats cherchant à développer l'autoproduction solaire sans mettre en péril leur réseau ni l'opérateur historique, doivent ainsi prendre en compte de nombreux paramètres réglementaires et financiers. Au-delà de la mise en place d'un système de facturation nette, condition pratiquement indispensable à l'adoption du rooftop solar, ils doivent aussi s'assurer que les tarifs de rachat d'électricité et l'imputation des coûts fixes de raccordement prennent en compte l'intérêt des consommateurs comme celui de l'opérateur historique. Et même s'il n'existe pas d'exemple de panne d'électricité de grande ampleur causée par le déploiement à large échelle du solaire décentralisé, celui-ci peut aussi constituer un défi technique.

1. Solaire décentralisé : un poids croissant dans le mix électrique mondial

Les installations de nouvelles capacités de production d'électricité solaire n'ont jamais été aussi massives qu'en 2023 : elles ont atteint, au total, entre **345,8 GW¹** selon les chiffres du cabinet spécialisé Ember, et **374,9 GW** selon l'Agence internationale de l'énergie (IEA). La construction de capacités solaires a connu une accélération sans précédent, tant du point de vue historique que par rapport aux autres sources d'énergies, renouvelables ou non.

Graphique 1 : Installations de capacités additionnelles d'énergies renouvelables, par an, en GW



Source : Ember Climate

1.1. Près de la moitié des installations totales ?

Au sein de ce volume sans précédent, une **part significative est constituée d'installations solaires décentralisées**, installées sur les toitures des particuliers, des résidences collectives, mais aussi sur des bâtiments industriels et commerciaux : usines, hangars, centres commerciaux, ombrières de parkings, etc.

Il n'existe aucun chiffre faisant autorité sur le nombre ou la puissance totale de ces installations – également dites *rooftop solar* - dans le monde, ni de leur proportion des nouvelles capacités installées en 2023. De petite taille – de quelques kW à plusieurs dizaines de MW – ces installations échappent à tout recensement global, voire, dans de nombreux pays, national.

Tout porte cependant à croire qu'elles **représentent une proportion importante des installations totales d'énergie solaire**, compris **entre plus du tiers et près de la moitié du total**. L'association des entreprises européennes du secteur, GlobalPower Europe, estime ainsi que **47% des installations dans le monde étaient décentralisées** sur la période 2020-2022². Selon cet organisme, **la capacité totale du solaire décentralisé installé en 2022, 118 GW, était pratiquement identique à celle des nouvelles centrales solaires construites cette année-là (121 GW)**. L'IEA, plus conservatrice, évaluait cette part à 37% en moyenne sur la période 2013-2019³.

La situation est très variable selon les pays ; comme on le verra plus loin, la capacité installée en *rooftop solar* en Afrique du Sud est plus de deux fois supérieure à celles des centrales solaires existant dans le pays. Aux États-Unis au contraire, ces dernières représentent la grande majorité des installations⁴. Mais certains indices laissent à penser que **le phénomène est structurellement sous-estimé, y compris dans des Etats où le solaire est très développé**. Ainsi, en Chine, le boom des installations privées par des particuliers et des

¹ 2023's record solar surge explained in six charts, Ember Climate, 30 mai 2024

² Global Market Outlook For Solar Power 2023 – 2027, SolarPower Europe, 2023

³ Renewables 2020 – Solar PV, Agence internationale de l'énergie

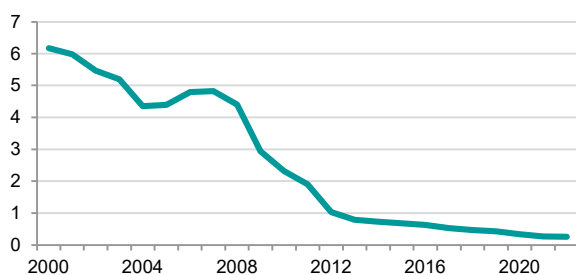
⁴ Why China's GDP Leaves Out Rooftop Solar Power Production, Bloomberg, 19 janvier 2024

entreprises, à partir de 2021, expliquerait le différentiel constaté entre les chiffres de production d'électricité et ceux de consommation – un **écart qui équivalait, en 2023, à 3,5% de la production électrique nationale**⁵.

1.2. Une massification appelée à s'accroître

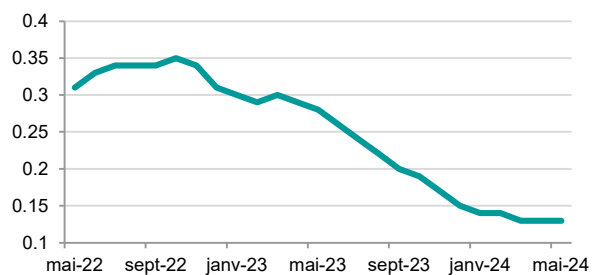
Le solaire décentralisé devrait poursuivre sa forte croissance dans la plupart des régions du monde, portée en particulier par la **diminution continue des prix des modules solaires**, principal composant des panneaux solaires. Après avoir été divisés par 25 entre 2000 et 2022 (graphique 1), les prix continuent de chuter : les prix spots ont diminué de 50% en 2023 selon l'IEA⁶, une tendance confirmée par d'autres sources, et qui s'est poursuivie dans la première moitié de 2024 (Graphique 3). L'IEA note également une **hausse historique des capacités de production** de modules photovoltaïques, qui ont triplé par rapport à 2021 ; la conduisant à estimer que l'offre mondiale (à plus de 80% chinoise) atteindra 1100 GW/an à la fin 2024.

Graphique 2 : Indice global du prix des panneaux photovoltaïques, USD/Watt



Source : IRENA via Our World In Data

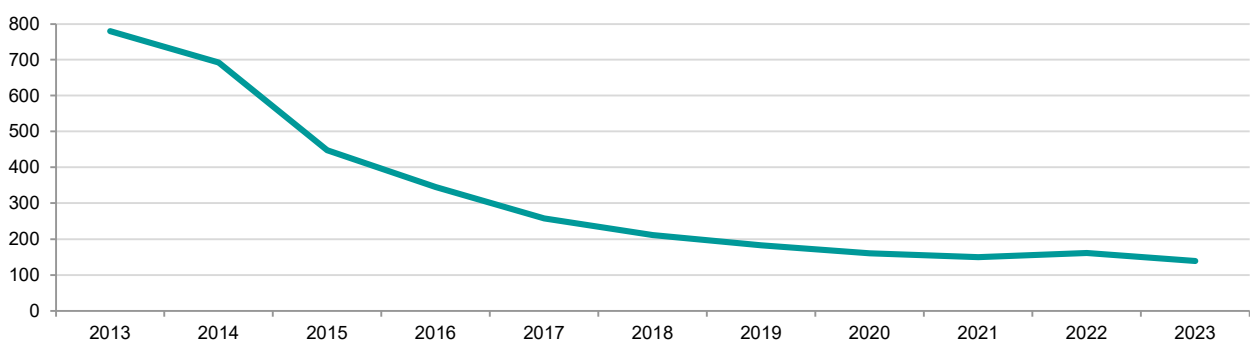
Graphique 3 : Prix spot européen, modules solaires standard monocristallin, €/W



Source : PVXchange Price Index

La **chute du coût des batteries** est aussi de nature à accélérer l'installation de panneaux solaires : celles-ci améliorent considérablement l'utilité et la rentabilité du système, en permettant de **consommer l'électricité le soir ou la nuit, de pallier aux coupures de courant, voire de générer des revenus complémentaires**⁷. Leurs prix ont été divisés par près de 6 entre 2013 et 2023 et, après une légère hausse en 2022, la tendance est à nouveau à la baisse (Graphique 4).

Graphique 4 : coût moyen des batteries lithium-ion, USD/kWh



Source : BloombergNEF

⁵ [Why China's GDP Leaves Out Rooftop Solar Power Production](#), Bloomberg, 19 janvier 2024

⁶ [Renewables 2023 - Analysis and forecast to 2028](#), Agence internationale de l'énergie, Janvier 2024

⁷ [Stockage d'électricité : à l'aube d'une révolution énergétique](#), Global Sovereign Advisory, Septembre 2023

Enfin de nombreux pays mènent des **politiques favorables à l'adoption du solaire décentralisé**, y compris parmi les émergents très dépendants du charbon ou du gaz. **L'Indonésie a supprimé début 2024 la limitation sur la capacité maximale des installations** et les frais s'appliquant jusque-là aux usages industriels⁸. En octobre 2023, le **Bangladesh a rendu obligatoire l'installation de panneaux solaires** sur les constructions neuves de plus de 92m². La puissance requise est symbolique mais oblige à installer un système de comptage net dès la construction, facilitant l'installation ultérieure de panneaux. **L'Inde a annoncé en février simplifier les règles de raccordement et de facturation⁹. Dans la foulée, le Premier ministre Narendra Modi a octroyé 9 milliards USD de subventions pour pousser les particuliers à s'équiper.** Les aides vont de 360 USD à plus de 900 USD pour chaque installation, selon sa puissance.¹⁰

La tendance est similaire dans les pays développés. Voulant réduire sa dépendance au gaz russe après le début de la guerre en Ukraine, en février 2022, **l'Union européenne a adopté, dans le cadre de son paquet réglementaire Repower EU, une « Initiative européenne pour les toits solaires » qui prévoit notamment d'équiper toutes les constructions neuves non-résidentielles de plus de 250 m² à partir de 2026, et de limiter la durée d'instruction des permis de construire.** Le solaire distribué contribuera ainsi massivement à son objectif d'atteindre 600 GW de capacité solaire installée en 2030 (260 GW en 2023). La transposition dépendra toutefois des Etats-membres. De son côté, l'Ecosse a également simplifié sa réglementation et, surtout, éliminé en avril la limite de capacité (jusque-là de 50 kW), s'alignant ainsi sur l'Angleterre, qui avait elle-même supprimé, six mois plus tôt, sa propre limite, pourtant bien supérieure (1 MW)¹¹.

2. En Afrique du Sud, le solaire distribué a aidé Eskom à redresser son réseau

2.1. Un contexte de crise énergétique durable

Après avoir fortement étendu le raccordement à l'électricité – de moins de 60% de la population en 1996 à plus de 80% en 2006 – et généré un volume record d'électricité en 2007 (263,49 TWh)¹², **l'électricien public sud-africain Eskom est confronté depuis 2007 à une crise majeure.** Celle-ci a été provoquée par de multiples facteurs techniques - sécheresse pesant sur les barrages hydroélectriques, pannes des centrales à charbon, etc. – mais aussi politiques et financiers. Sous pression, le groupe a tout fait pour maximiser sa production, notamment en **repoussant les opérations de maintenance** de ses centrales, engendrant un **cercle vicieux de pannes de plus en plus graves.**

Conséquence : Eskom s'est retrouvé dans l'obligation de recourir à des **délestages tournants (loadshedding)** allant de 1000 à 8000 MW pour diminuer la demande et protéger son réseau électrique, auxquels se sont ajoutés de nombreuses pannes de courant non-programmées. Et le **facteur de disponibilité électrique de ses centrales (Electricity Availability Factor, EAF)¹³ s'est effondré, passant de 71% en 2017 à seulement 56% en 2023, selon les données publiées par le groupe.**

⁸ [Developments in Indonesia's rooftop solar power regulatory regime](#), Herbert Smith Freehills, 14 mars 2024

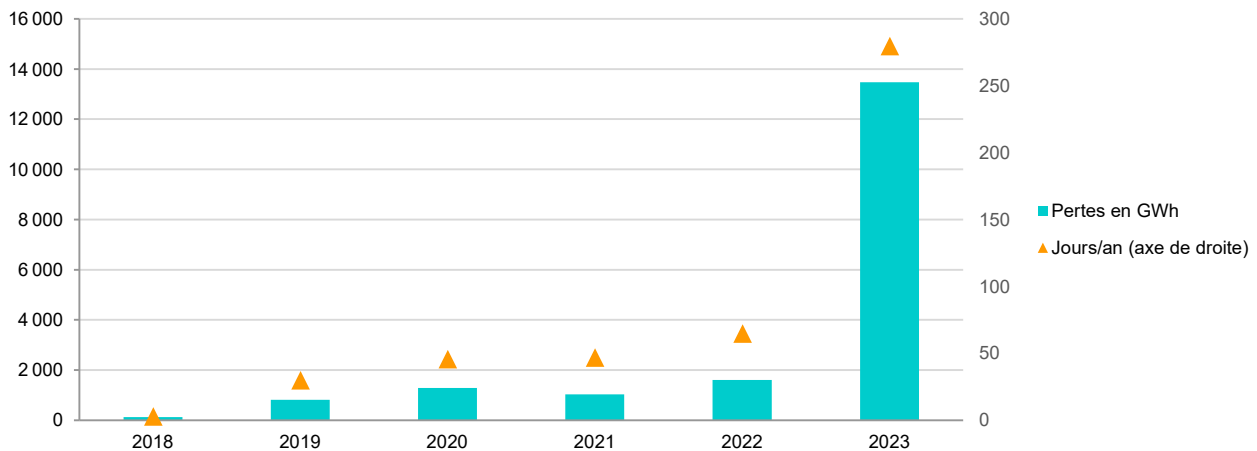
⁹ [Govt amends electricity consumers rules to fast track rooftop solar installations](#), *The Hindu Business Line*, 23 février 2024

¹⁰ [PM Surya Ghar Program to Offer ₹78,000 for 3 kW Residential Rooftop Solar Systems](#), *Mercom India*, 14 février 2024

¹¹ [Changes to the planning process for solar energy in Scotland welcomed](#), *Scottish Business News*, 5 avril 2024

¹² [South Africa: Energy Country Profile](#), Our World in Data, consulté en juin 2024

¹³ L'Electricity Availability Factor (EAF) représente la différence entre leur disponibilité maximale et les indisponibilités (coupures volontaires ou non),

Graphique 5 : délestages d'Eskom, par année fiscale, en jours/an et en GWh non-distribués


Source : rapports annuels d'Eskom

2.2. La croissance du solaire distribué, encouragée et planifiée par l'Etat

Face à l'incapacité d'Eskom à relancer sa production, devenue un handicap économique majeur et un sujet de mécontentement populaire, le président sud-africain **Cyril Ramaphosa a présenté en juillet en 2022 un programme d'urgence, l'Energy Action Plan (EAP)¹⁴**. Constatant des retards dans la construction de nouvelles centrales thermiques, le vieillissement préoccupant du parc à charbon - plus de 40 ans d'âge en moyenne - et un déficit structurel de 6000 MW – soit l'équivalent d'environ 10% de la capacité installée totale du pays - ce plan d'action proposait **cinq axes d'intervention, parmi lesquels le développement du solaire décentralisé – et raccordé au réseau national – chez les particuliers et les entreprises.**

La principale mesure a été présentée en février 2023 lorsque le Trésor public a annoncé que les particuliers pourraient **recupérer jusqu'à 25% du prix d'achat de leurs panneaux solaires** (dans la limite de 15000 rands, soit 790 USD). Parallèlement, plusieurs municipalités – dont les réseaux assurent l'essentiel de la distribution électrique nationale - annonçaient la mise en place de **programmes de rachat de l'électricité excédentaire produite par leurs clients**. Après la ville du Cap en janvier 2023, Johannesburg et Durban, notamment, ont annoncé leurs intentions dans les mois suivants.

Ces mesures de soutien à l'autoproduction solaire par les particuliers s'est ajoutée à des mesures déjà en place destinées à favoriser celle des industriels et des entreprises, notamment l'exemption des frais de licence sur les projets liés à contrats d'achat d'électricité (*power purchase agreements*, PPA) de moins de 1 MW en 2017 (limite portée à 100 MW par l'*Electricity Regulation Act* de 2021) ou la facilitation **de contrats de transfert entre producteurs et consommateurs privés, via les réseaux électriques publics** (pratique dite « wheeling » en Afrique du sud). Le ministère de l'énergie a également levé, en janvier 2023, l'obligation pour les producteurs privés indépendants (IPP), quelle que soit leur puissance, d'obtenir une licence de production¹⁵.

2.3. Une adoption accélérée

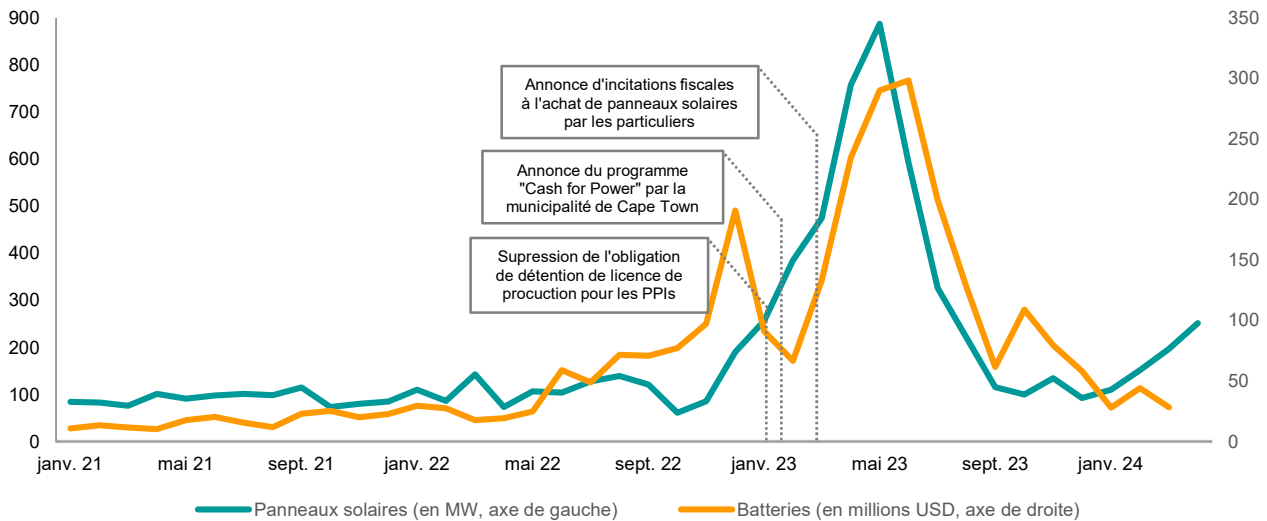
La batterie de mesures adoptée par les autorités sud-africaines s'est traduite par une **hausse rapide des installations de systèmes photovoltaïques en Afrique du sud** par les particuliers et les entreprises. Les **importations de panneaux solaires** (depuis la Chine) qui stagnaient jusque-là (représentant une puissance d'environ 100 MW par mois), ont rapidement augmenté pour atteindre 887 MW pour le seul mois de mai 2023

¹⁴ [Confronting the energy crisis: an action plan to end load shedding](#), Présidence de la république d'Afrique du Sud, juillet 2022

¹⁵ [South Africa exempts private generators from Generation Licence requirements](#), White & Case, Janvier 2023

(graphique 6). Sur la seule année 2023, l'équivalent de plus de 4300 MW de panneaux solaires ont été importés depuis la Chine, presque autant que le total des quatre années précédentes (4718 MW).

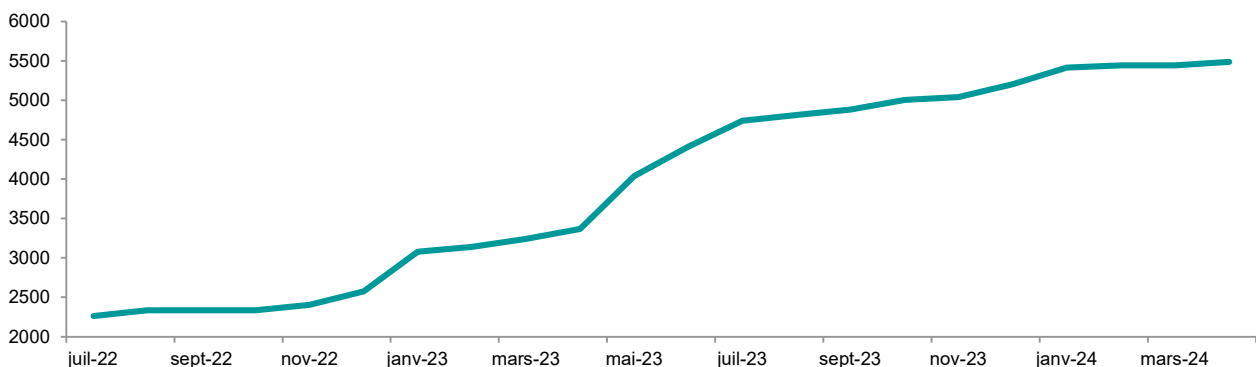
Graphique 6: importations de panneaux solaires et de batteries par l'Afrique du Sud



Sources : Ember Climate, Trademap

Si une partie de ces importations était destinée aux grandes centrales solaires construites par des producteurs privés indépendants, elles ont surtout alimenté l'installation de capacités d'autoproduction par les particuliers. Selon les chiffres d'Eskom, la capacité totale du *rooftop solar* dans le pays est passée de **2264 MW en juillet 2022 à 5439 MW en avril 2024** (graphique 7), cette croissance s'étant accélérée à partir de janvier 2023, date correspondant au début du pic d'importations illustré ci-dessus.

Graphique 7 : estimation de la capacité totale du solaire décentralisé, en MW



Source : Eskom

Eskom n'ayant aucun moyen de mesurer directement la capacité solaire de ses clients (qui n'ont pas à déclarer leur installation), l'opérateur procède par **estimation**, mesurant le différentiel entre sa propre production et ses projections de la demande. D'autres estimations menées par des experts indépendants parviennent à des ordres de grandeur similaires¹⁶.

¹⁶ [South Africa's unprecedented rooftop solar boom](#), *Energy Monitor*, 14 août 2023

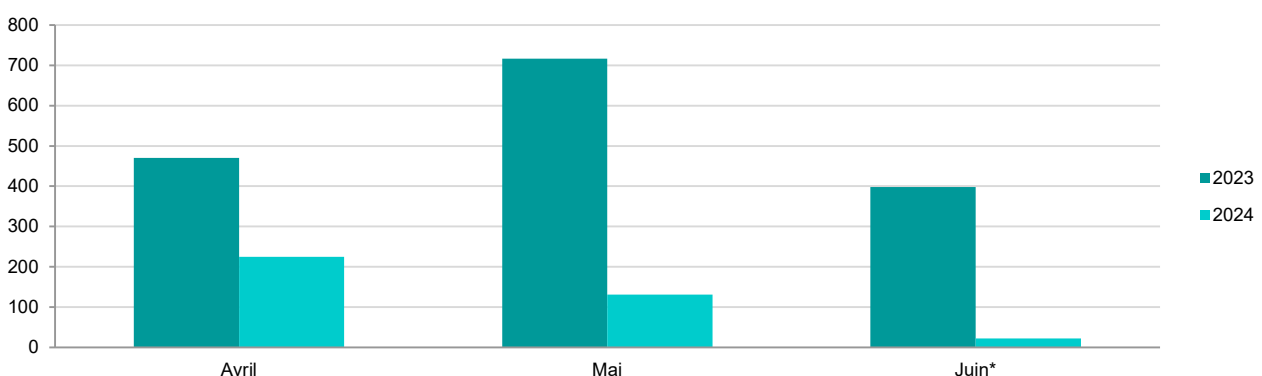
Une part des panneaux solaires importés est par ailleurs destinée à l'**autoproduction solaire non reliée au réseau électrique**, non prise en compte dans les calculs d'Eskom. Il n'existe aucune estimation de la puissance cumulée de ces systèmes, mais ils représentent un marché important : en 2022, près de 150 000 foyers pauvres et non-raccordés au réseau électrique avaient bénéficié d'un système solaire individuel dans le cadre du programme gouvernemental *Free Basic Alternative Energy (FBAE)*¹⁷. Une myriade de sociétés commercialise aussi des panneaux solaires destinés aux couches les plus modestes, via des systèmes de location ou de remboursement fractionné, dits PAYG (pay as you go).

Le développement de la capacité d'autoproduction sud-africaine a été **beaucoup plus rapide** que la construction des centrales électriques de grande taille lancées ces dernières années en Afrique du Sud, pour une puissance installée comparable. Ainsi, les quelque 3175 MW de puissance additionnelle issus du *rooftop solar* entre juillet 2022 et avril 2024 – soit 21 mois – doivent être comparés aux **2247 MW de puissance combinée de la quarantaine de centrales photovoltaïques** construites dans le cadre du *Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme (REIPPP)*, une série d'appels d'offres réservés aux PPI menée sur **plus d'une décennie**, le premier ayant eu lieu en 2011. De même, la puissance combinée du solaire distribué est comparable aux **3340 MW de capacité éolienne** (pour une trentaine de parcs) construite, là encore sur plus de dix ans dans le cadre du REIPPP.

2.4. Le solaire distribué, un outil-clé pour mettre fin à la crise électrique

Eskom est encore loin d'avoir tourné la page de la crise ; de nombreux experts du secteur énergétique sud-africain alertent sur la possibilité d'un retour des coupures d'électricité dans les prochaines semaines, à l'approche de l'hiver austral. La situation s'est toutefois considérablement améliorée : l'opérateur a fêté, **le 17 juin, 83 consécutifs sans délestages**, soit la plus longue période sans interruption depuis 2019. De même, le facteur de disponibilité énergétique (EAF) s'est amélioré, retrouvant, au mois de mai, des niveaux supérieurs à 70%, que l'opérateur n'avait plus atteint depuis 2021¹⁸. Cette embellie étant intervenue en pleine période pré-électorale, Eskom et le gouvernement ont été accusés d'avoir eu recours « coûte-que-coûte » aux centrales d'appoint à diesel, qui permettent de faire face aux pics de demande au prix d'un important surcoût lié à l'achat de carburant. En réalité, **les centrales diesel et à gaz d'Eskom et des producteurs privés ont été beaucoup moins sollicitées ces derniers mois par rapport à la même période en 2023** (graphique 7). Les achats de diesel d'Eskom ont aussi considérablement diminué par rapport à l'an dernier¹⁹, infirmant l'hypothèse d'une gestion purement électoraliste de la crise énergétique.

Graphique 7 : production des centrales d'appoint d'Eskom et des turbines à gaz d'Eskom et des PPIs, (GWh)



Source : Eskom (*Juin 2024 : jusqu'au 7 juin)

¹⁷ *Solar Energy for the Poor*, Department of statistics of South Africa, 2 avril 2024

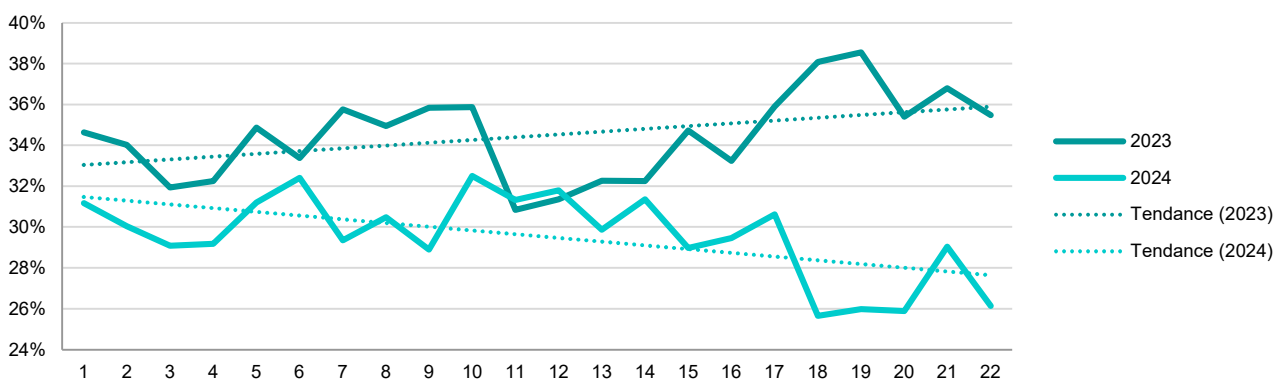
¹⁸ *Eskom breaches 'psychological mark' of 70% Energy Availability Factor*, South African Government News Agency, 13 mai 2024

¹⁹ *South Africa's blackouts crisis is 'fixed', says Eskom*, *Financial Times*, 22 mai 2024

La fin des délestages ne peut être expliquée exclusivement par la croissance du parc solaire autoproduit. Eskom estime toutefois qu'il a joué un rôle-clé dans l'amélioration de la situation, principalement en **diminuant la demande totale sur le réseau électrique**. De fait celle-ci est passée de 220 TWh en 2019 à 207 TWh en 2023, même si cette baisse s'explique aussi par d'autres facteurs, comme le ralentissement de l'économie.

Cette diminution est concentrée sur la mi-journée – période d'ensoleillement maximum –, où le solaire décentralisé couvrirait environ **20% de la demande**, et ne diminue pas substantiellement les pics de consommation de la matinée et de la soirée. Mais il a, indirectement, un effet vertueux sur ces périodes : selon la directrice chargée des systèmes d'Eskom Isabel Fick la diminution de la demande globale a permis à l'opérateur de **reconstituer plus facilement ses capacités de génération, pour mieux répondre aux pics de demande** : remplissage des barrages hydroélectriques, stocks de diesel et de gaz, etc.²⁰. Cette moindre sollicitation du réseau a aussi permis à Eskom de **réaliser les opérations de maintenance de ses centrales à charbon** (qui assurent la majeure partie de la production électrique nationale) qu'il était jusque-là contraint de repousser. Les coupures imprévues, équivalentes à 34% de la capacité de génération d'Eskom début juin 2023, étaient tombées à 26% un an plus tard, avec une tendance marquée à la baisse (graphique 8).

Graphique 8 : Coupures imprévues (en % de la capacité totale), hebdo, 6 premiers mois de l'année



Source : Eskom

L'ajout progressif de **batteries de stockage** par les autoproducteurs d'électricité devrait progressivement contribuer à **diminuer les pics de demande du matin et du soir**, puisqu'elles leur permettront de consommer, durant ces périodes, l'énergie accumulée en journée. Aucune donnée fiable n'est disponible sur la puissance cumulée des batteries installées chez les particuliers et les entreprises. Mais **les importations de batteries lithium-ion ont explosé en 2023 : plus de 1,7 milliards USD**, huit fois plus qu'en 2021 et plus du double qu'en 2022 (graphique 6).

3. Au Liban, une décentralisation chaotique qui ne profite pas à EDL

3.1. Un contexte de crise économique, énergétique et électrique

Qualifiée par la Banque mondiale de l'un des trois plus grands effondrements économiques depuis les années 1850²¹, la crise libanaise n'a pas seulement entraîné la majorité de sa population dans la pauvreté²². Elle l'a aussi plongée dans le noir. **Electricité du Liban (EDL)** a en effet fortement pâti de la crise économique : si les premiers délestages remontent à 2006 à la suite du conflit israélo-libanais, ils sont devenus récurrents dès

²⁰ Eskom's rooftop solar numbers and peak demand decline explained, MyBroadband, 10 mai 2024

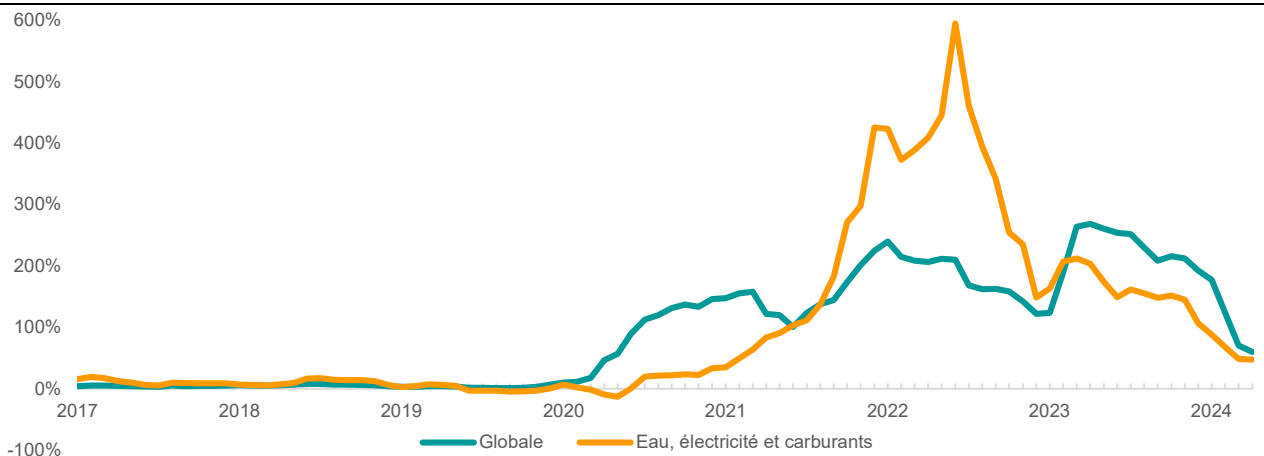
²¹ Banque mondiale, La crise libanaise : un grand déni sur fond de dépression délabrée, 25 janvier 2022

²² Selon Human Right Watch, 80% de la population vit sous le seuil de pauvreté au Liban.

2018. Et alors qu'en **2019 plus de 95% de l'électricité au Liban était produite à partir de fioul**²³, l'augmentation des prix du carburant ainsi que l'hyperinflation et la dévaluation de la monnaie libanaise ont mis l'État libanais dans l'impossibilité d'acheter du carburant. **La production d'électricité du pays a donc fortement diminué à partir de 2019, passant de 21 500GWh cette année-là à 10 300GWh en 2021**. Malgré l'annonce d'un budget équilibré en 2023²⁴, en moyenne, EDL ne fournit actuellement que 3 à 4 heures d'électricité par jour.

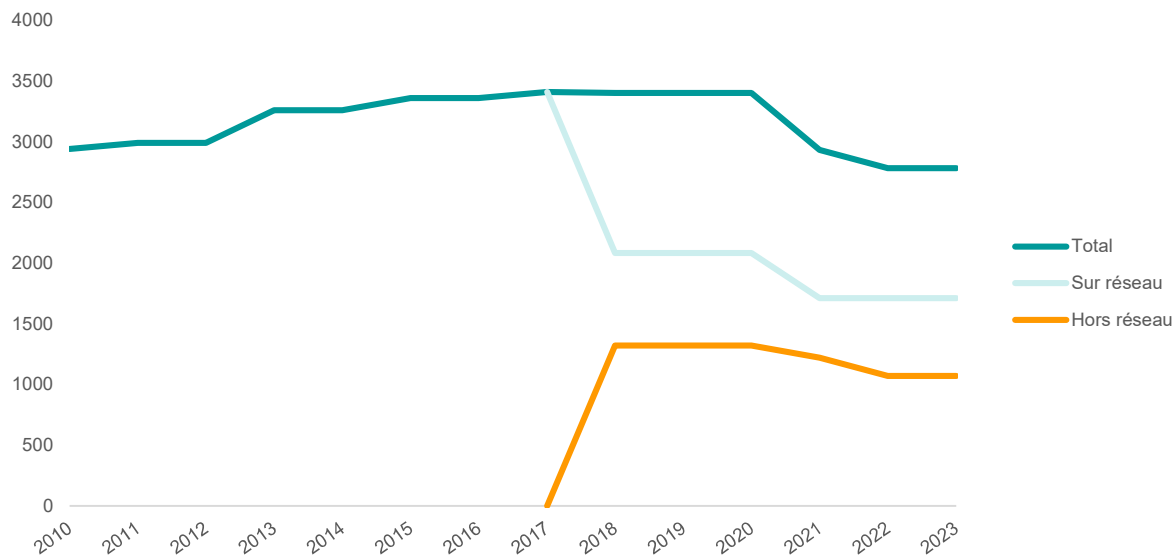
Parallèlement, les secteurs de l'eau, de l'électricité et des carburants ont connu une inflation galopante atteignant les 600% au mois de juillet 2022 (Graphique 9), tandis qu'**EDL a enregistré en 2019 des pertes nettes de 156 millions dollars**²⁵.

Graphique 9 : Taux d'inflation au Liban en glissement annuel (en pourcentage)



Source : Lebanon Central Administration of Statistics

Graphique 10 : Puissance électrique générée à partir d'hydrocarbures (en MW)



Source : IRENA

Face aux déficiences d'EDL, de nombreux Libanais ont installé des générateurs au diesel : selon la Banque mondiale, 33 000 à 37 000 groupes électrogènes couvraient 37% de la demande d'électricité du Liban en

²³ Source : Agence internationale de l'énergie

²⁴ IciBeyrouth, [EDL annonce un budget équilibré pour la première fois, 18 août 2023](#)

²⁵ Libanews, [Importantes pertes financières pour l'EDL qui publie ses résultats pour la période 2019 à 2022, 19 mars 2024](#)

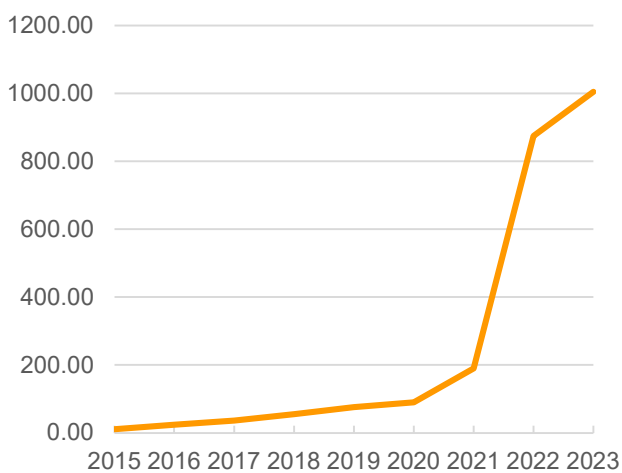
2018²⁶. L'autoproduction électrique – à partir de diesel - s'était donc développée avant même l'explosion de la crise économique de 2019 (graphique 10). Mais elle a elle-même été brutalement ralentie par la fin des subventions sur l'essence et le mazout décrétée par la Banque centrale du Liban en août 2021²⁷. En réaction, de nombreux Libanais se sont tournés vers l'autoproduction solaire.

3.2. Un développement exponentiel des installations solaires décentralisées

Dans un pays disposant de plus de 300 jours d'ensoleillement par an, l'énergie solaire a vite démontré son intérêt par rapport aux autres sources d'énergies (Graphique 2). Selon l'Agence internationale des énergies renouvelables (IRENA), la capacité installée d'énergie solaire au Liban a été multipliée par 13 entre 2019 et 2023, passant de 76 GW à plus de 1000 GW (Graphique 11). Cette augmentation est presque intégralement due aux installations de panneaux photovoltaïques sur les toits des particuliers. En effet, le Liban ne dispose que d'une seule centrale solaire, la Beirut River Solar Snake, symboliquement construite face au ministère de l'énergie, et dont la capacité ne dépasse pas les 1MW.

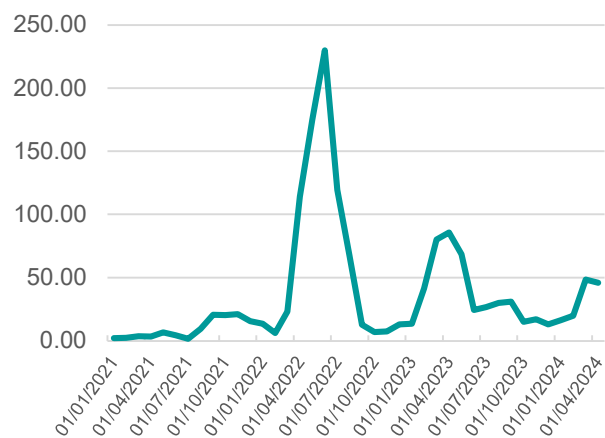
Cet engouement se reflète dans l'évolution des importations de panneaux solaires (en provenance de Chine) depuis 2021. Après une première augmentation après l'été 2021, les exportations chinoises ont connu un pic au mois de juillet 2022, où elles ont représenté l'équivalent de 229 MW de capacité de génération (Graphique 12). Au total, la Chine a exporté pour plus de 1 500 MW de de panneaux solaires au Liban entre janvier 2017 et mars 2024. Ces données corroborent les estimations de Pierre El Khoury, directeur de Lebanese Center for Energy Conservation (LCEC), selon lesquelles la capacité cumulative d'énergie solaire au Liban dépasserait les 1 500 MW en juin 2024²⁸.

Graphique 11 : Capacité installé d'énergie solaire (en MW)



Source : International Renewable Energy Agency

Graphique 12 : Exportations de panneaux solaires de Chine vers le Liban (en MW)



Source : Ember Climate

Dans les pays dotés de systèmes de facturation nette, cette électricité est revendue et injectée sur le réseau national. Cependant, ce système n'existe pas au Liban. Et la crise d'EDL et la hausse des tarifs de l'électricité de 180% en avril 2019 a incité nombre de propriétaires de panneaux solaires à se diriger totalement vers l'autoproduction et à se désolidariser du réseau national.

3.3. Des contraintes techniques, mais surtout de gouvernance

Le développement ultérieur du solaire décentralisé au Liban se heurte désormais à la **disponibilité limitée de toitures adaptées, notamment en zone urbaine, constatée par les installateurs**²⁹. De plus, le marché

²⁶ Banque Mondiale, *Distributed Power Generation for Lebanon : Market Assessment and Policy Pathways*, mai 2022

²⁷ Courrier international, *Déliquescence. Avec la levée des subventions sur les carburants, "les Libanais touchent le fond"*, 13 août 2021

²⁸ L'Orient-Le Jour, *Vers la fin du boom des panneaux solaires au Liban ?*, 18 mai 2024

²⁹ L'Orient-Le Jour, *Vers la fin du boom des panneaux solaires au Liban ?*, 18 mai 2024

approcherait la saturation : la majorité des ménages pouvant s'équiper l'ont fait entre 2020 et 2023, et le solaire reste un luxe dans un pays où près de 80% de la population vit sous le seuil de pauvreté.

C'est en ce sens que la loi sur l'énergie renouvelable décentralisée (Decentralized Renewable Energy Law, DRE), adoptée en décembre 2023 par le Parlement libanais, doit permettre une libéralisation du marché du solaire au Liban. La DRE autoriserait le commerce en *peer-to-peer*, c'est-à-dire l'établissement de « mini-réseaux » entre acheteur et vendeur situés sur un même terrain ou des terrains adjacents sans passer par le réseau national³⁰. Elle ne s'appliquerait toutefois qu'aux projets ayant une capacité maximale de 10MW et donc raccordables en basse tension. Les projets de plus grande envergure dépassant les 10MW, doivent quant à eux se faire par « *wheeling* », c'est-à-dire via le réseau EDL.

Cette disposition de la DRE – inapplicable dans la situation actuelle – témoigne de la crainte d'EDL de voir son monopole sur le marché de l'électricité lui échapper. De plus, aucun décret d'application n'a encore été adopté. Par ailleurs, la mise en œuvre de la DRE demeure conditionnée à la mise en place d'une Autorité de régulation de l'électricité. Faisant partie d'une des conditions en vue du déblocage du financement des importations de gaz par la Banque mondiale, cet organisme-clé attend d'être mis en place depuis plus de deux décennies, faute d'accord politique..

Enfin, les difficultés d'EDL et de l'État libanais contraignent le financement de projets de plus grande ampleur. Lancé en 2010 par la Banque centrale du Liban, le mécanisme de financement National Energy Efficiency & Renewable Energy Action (NEEREA), permettait d'obtenir jusqu'à 20 millions de dollars à un taux de 2,5% pour le financement de projets verts³¹. En 2015, plus de 200 projets avaient été approuvés dans ce cadre, pour un montant total de plus de 250 millions USD. Mais l'État libanais n'a plus été en mesure de le financer. De même, le projet de l'Agence de développement américaine USAID, Innovation for Affordable and Renewable Energy for All (INARA), d'une valeur de 30 millions de dollars ne peut plus être mené à bien du fait de la défaillance du réseau libanais.

À l'inverse de l'exemple sud-africain (voir chapitre précédent), la décentralisation de l'énergie solaire au Liban se fait donc sans accompagnement de l'État ni d'EDL. La volonté de l'opérateur public de conserver son monopole sur la production d'électricité semble au contraire conduire, *in fine*, à son affaiblissement : le recours accru à l'autoproduction le prive de clients, sans pour autant lui permettre de bénéficier de leur excédent de production, qui pourrait être réinjecté et ainsi améliorer la disponibilité globale d'électricité. Or les Libanais qui ont les moyens de s'offrir des panneaux solaires sur leur toits sont aussi les plus gros consommateurs d'énergies et ceux qui payaient auparavant les plus lourdes factures d'énergie³². En 2023, au moins 17 communes libanaises avaient déjà adopté des systèmes interconnectés hors-réseaux de plus grande ampleur, combinant énergie solaire et diesel, pour compenser les faiblesses de réseau national³³. Comme en témoigne la multiplication de ces projets (municipalités, hôpitaux, universités, commerces, industries), ce phénomène est appelé à s'accroître en dépit des velléités d'EDL de préserver son monopole, entraînant l'opérateur dans un cercle vicieux.

En parallèle, onze projets de centrales photovoltaïques sont en cours de finalisation. Ils devraient permettre de déployer un total de 165 MW d'énergie solaire dans le pays. Ces contrats engagent les sociétés à construire les centrales et à vendre l'énergie produite à EDL. Après un processus démarré il y a 6 ans, le ministre sortant de l'Énergie et de l'Eau, Walid Fayad, a signé ces contrats en mai 2023. Les onze consortiums engagés doivent cependant encore trouver les financements nécessaires. D'après le directeur général de LCEC, le cout total serait de 99 millions de dollars³⁴.

³⁰ PV Magazine, [Lebanon introduces peer-to-peer renewable energy trading](#), 2 janvier 2024

³¹ Middle East Eye, [Avec l'énergie solaire, le Liban a enfin l'occasion de se détourner du tout pétrole](#), 1^{er} novembre 2021

³² On estime qu'avant la crise, environ 25% de la population libanaise ne payait pas leur facture énergétique. Cette estimation prend en compte les différents camps de réfugiés syriens, palestiniens, les administrations et les régions libanaises qui payent moins que d'autres.

³³ Will Todman, Center For Strategic & International Studies, [Powering recovery, Reform, Reconstruction, and Renewables in Conflict Affected States in the Arab World](#), mars 2023

³⁴ L'Orient-Le Jour, [Les contrats pour 11 parcs solaires à travers tout le Liban enfin signés](#), 6 mai 2023

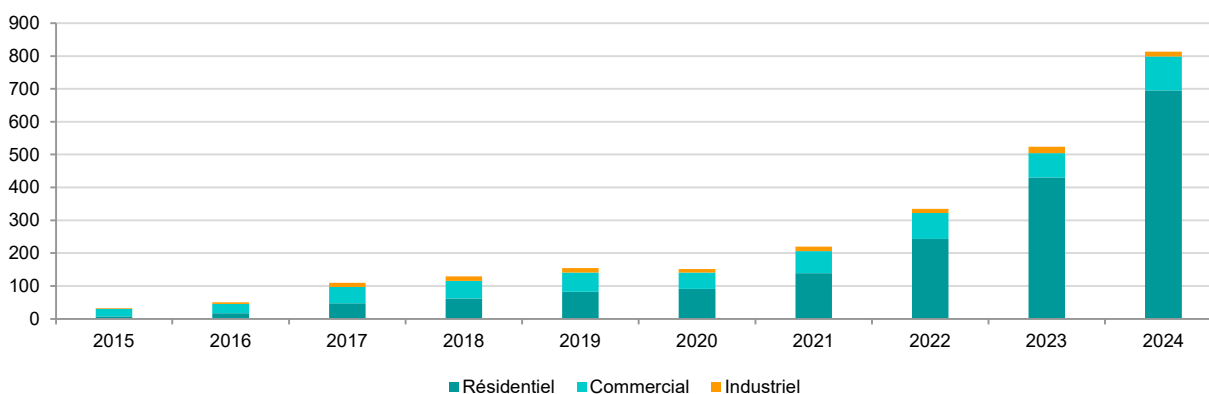
4. Au Porto-Rico, une réponse ciblée à une catastrophe naturelle

4.1. Une adoption accélérée par les conséquences d'Irma et Maria

Le territoire américain de Porto Rico, dans les Caraïbes, offre un exemple d'adoption à grande échelle du *rooftop solar* consécutif à une catastrophe naturelle. En septembre 2017, les ouragans *Irma* et *Maria*, survenus à quelques semaines d'écart, ont provoqué près de 3000 morts dans l'île et provoqué plusieurs dizaines de milliards USD de dégâts, **affectant sévèrement ses capacités de production électrique, mais aussi le réseau de transport d'électricité**, laissant dans le noir la quasi-totalité des 3,3 millions d'habitants de l'île. L'épisode est considéré comme la **panne de courant la plus grave de l'histoire des Etats-Unis**.

L'opérateur national PREPA (Puerto Rico Electric Power Authority) ployant sous quelque 9 milliards USD de dette, **le gouvernement fédéral américain a affecté plus de 12,8 milliards USD pour renforcer le réseau électrique et les capacités de production de l'île**. Mais malgré l'importance des moyens débloqués, **le rétablissement n'a été que très progressif : des centaines de milliers d'habitants sont restés sans électricité pendant plusieurs mois, certains durant presque un an**. Cinq ans après l'ouragan, seule une fraction des montants mobilisés avait été utilisé, principalement en raison de désaccords entre l'agence d'aide d'urgence fédérale, la FEMA, et les autorités de Porto Rico³⁵. Enfin, d'autres ouragans de moindre ampleur ont régulièrement provoqué de nouvelles pannes de courant plus ou moins graves.

Graphique 12 : Capacité solaire installée au Porto-Rico (MW)



NB : Situation à mars de chaque année. Source : United States Energy Information Agency

Cette situation a poussé de nombreux porto-ricains à installer des panneaux photovoltaïques sur leurs toitures pour mieux faire face aux pénuries d'électricité. **Ce mouvement, s'il avait commencé avant les ouragans, s'est considérablement accentué ensuite. La capacité photovoltaïque totale raccordée au réseau électrique national est ainsi passée d'un peu plus de 22 MW en 2014 à 813 MW en mars 2024** (Graphique 12). **Le nombre de foyers équipés s'est lui aussi envolé, passant, dans la même période, de 1178 à plus de 114 000, auxquels s'ajoutent plus de 3000 commerces et sites industriels.**

Cet engouement populaire a été **fortement accompagné par les autorités fédérales** qui, depuis 2020, ont **alloué près de 2 milliards USD pour soutenir le rooftop solar** (et désormais le stockage par batterie) via différentes lignes budgétaires. Aux aides accordées après *Irma* et *Maria* se sont ajoutés un fonds d'atténuation des catastrophes, un fonds de secours contre le Covid-19, le programme « Solar For All » de l'Environmental Protection Agency, ainsi qu'une allocation du Congrès d'un milliard USD réservé au déploiement de l'énergie solaire au bénéfice des communautés les plus vulnérables de l'île. Ces aides, dont seule une petite part a été dépensée, se sont ajoutées à d'autres incitations déjà mises en place par les autorités locales : subventions à l'achat de panneaux solaires et tarifs de rachat d'électricité incitatifs notamment. Ce déploiement s'est

³⁵ [Puerto Rico's power grid is struggling 5 years after Hurricane Maria. Here's why](#), ABC News, 2 septembre 2022

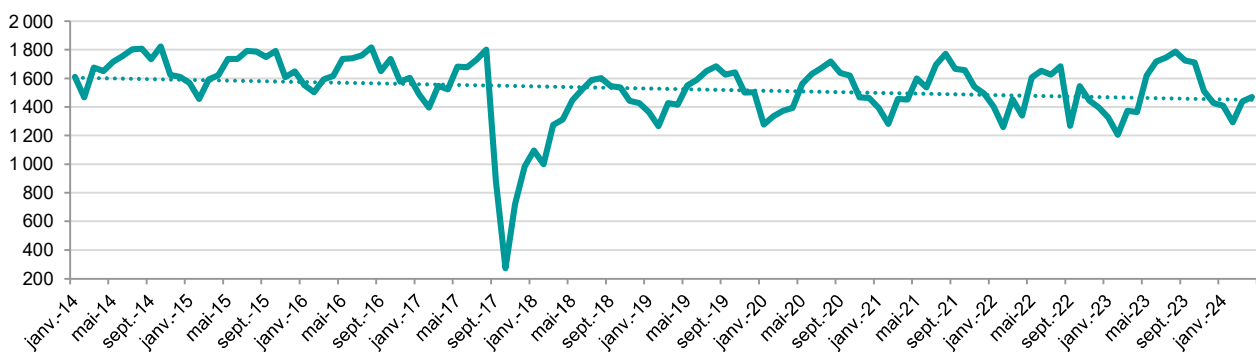
toutefois heurté à certaines résistances politiques et administratives, notamment du Financial Oversight and Management Board for Puerto Rico (FOMB, équivalent de la cour des comptes de l'île) mais aussi de l'opérateur LUMA (entité qui a remplacé en 2021 PREPA pour les activités de distribution et transmission), dont les revenus sont menacés par le développement du solaire décentralisé³⁶.

4.2. Un effet à la baisse sur la production conventionnelle

La puissance cumulée du **rooftop solar portoricain – quelque 800 MW – reste relativement faible par rapport aux modes de génération conventionnels** de Porto Rico (environ 5800 MW de puissance installée cumulée). Et l'excédent de production réinjecté sur le réseau par les autoproducteurs ne représente qu'une part infime de l'énergie distribuée au niveau national. Mais l'effet du déploiement de l'autoproduction solaire se fait sentir par d'autres biais, principalement par la **diminution, année après année, la production électrique issue des moyens conventionnels**. Celle-ci est en effet passée de 1600 GWh par mois en 2014 à un peu plus de 1400 GWh/mois aujourd'hui (Graphique 13).

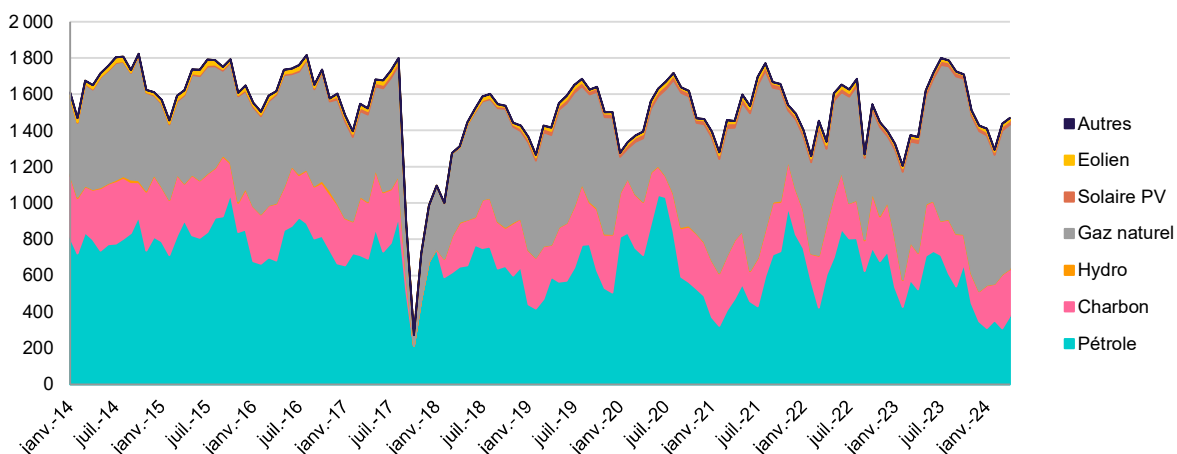
Cette **baisse est particulièrement sensible pour génération à partir de pétrole et de charbon** (Graphique 14), partiellement compensée par une hausse de la production à partir de gaz naturel. Cette évolution est un soulagement financier pour l'île, **qui importe la totalité de son fioul, charbon et gaz**.

Graphique 13: génération mensuelle nette d'électricité, GWh/mois



Source : Sistema de Indicadores de Puerto Rico

Graphique 14 : Génération électrique mensuelle nette d'électricité, par source, en GWh



Source : Sistema de Indicadores de Puerto Rico

³⁶ [Solar at a crossroads in Puerto Rico](#), Institute for Energy Economics and Financial Analysis, juin 2024

5. Un défi technique et financier pour les opérateurs et les pouvoirs publics

5.1. La facturation nette, condition *sine qua non*

Pour les autorités politiques comme pour les opérateurs de réseau, l'un des premiers défis techniques et réglementaires est la mise en place d'un **système de facturation nette**, permettant aux auto-producteurs de revendre l'excédent de leur production électrique au réseau électrique national. Cette mesure constitue un **puissant levier pour l'adoption du solaire décentralisé**, puisqu'elle offre aux consommateurs une source de revenu supplémentaire. Elle peut aussi être, dans certains cas, **bénéfique pour le réseau national, en compensant les carences des capacités de génération conventionnelles**, comme on l'a vu dans l'exemple sud-africain.

Selon le décompte réalisé par l'organisation internationale *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (REN21), **83 Etats avaient adopté, fin 2022, des réglementations de facturation nette au niveau national ou régional**³⁷. L'adoption de la facturation nette est pratiquement généralisée dans les pays à revenus élevés ou intermédiaires ; mais seuls quelques pays à revenu faible l'ont mise en place. Et l'adoption d'une législation adaptée ne suffit pas. La mise en place de tels systèmes nécessite en effet des investissements tels que le changement des compteurs (qui peut toutefois être à la charge du client) ou d'autres mesures d'adaptation du réseau. Elle suppose aussi que l'opérateur du réseau électrique ait les capacités techniques et organisationnelles pour déployer ces changements.

5.2. Des adaptations techniques indispensables, et parfois coûteuses

Le raccordement d'un grand nombre de panneaux solaires - produisant par intermittence - a aussi des conséquences techniques sur le réseau électrique : fluctuation du voltage, **variations incontrôlées de la fréquence électrique, risques de surtension**, etc.³⁸. Or, si les opérateurs savent gérer en temps réel leur « cœur de réseau » à haute ou moyenne tension, ce n'est pas toujours le cas pour les terminaisons en basse tension³⁹. Le déploiement de solaire autoproduit peut donc nécessiter des **investissements dans les outils de gestion en temps réel du réseau**, voire le **renforcement de lignes à haute tension** pour évacuer l'excédent d'électricité des régions les plus ensoleillées vers le reste du réseau national. En Australie, plusieurs régions ont imposé un **mécanisme de déconnexion automatique des installations solaires des particuliers dans tout le sud du pays**, pour éviter des surtensions lors de pics de production⁴⁰. Le régulateur du réseau électrique national, AEMO, souhaite désormais généraliser le système à tout le pays⁴¹. Ces risques techniques, réels, sont toutefois bien identifiés ; et il n'existe pas d'exemple de panne d'électricité à grande échelle causée par le solaire distribué.

L'adoption progressive de batteries par les clients auto-producteurs permet toutefois de limiter ces problèmes, en « lissant » la production et donc en diminuant la puissance totale délivrée durant les périodes d'ensoleillement maximum. Installées en nombre suffisant, leur puissance de stockage agrégée peut même permettre de créer une « **centrale électrique virtuelle** » (Virtual Power Plant, VPP), à laquelle l'opérateur du système électrique peut faire appel pour répondre aux pics de demande. Ces systèmes sont gérés par les entreprises assurant l'installation de panneaux solaires et de batteries chez les particuliers, comme Tesla aux Etats-Unis. Des VPP sont déjà opérationnels dans une vingtaine d'Etats américains⁴² (notamment en Californie où ils peuvent participer au marché de gros de l'électricité), mais aussi en Europe, en Grande-Bretagne, en Afrique du sud, etc.

³⁷ *Renewables 2023 Global Status Report – Renewables in Energy Supply*, REN21, juin 2023

³⁸ *Rooftop Solar PV Penetration Impacts on Distribution Network and Further Growth Factors—A Comprehensive Review*, Uzum et al., *Electronics*, 2021,

³⁹ *How grid operators can integrate the coming wave of renewable energy*, McKinsey, 8 février 2024

⁴⁰ *Remote disconnect and reconnection of electricity generating plants*, Ministère de l'énergie et des mines du gouvernement d'Australie-Méridionale, consulté en juin 2024

⁴¹ *Rooftop solar switch-off: Why and where it's being used – and where it's headed*, *Renew Economy*, octobre 2023

⁴² *Pathways to Commercial Liftoff: Virtual Power Plants*, US Department of Energy, septembre 2023

5.3. Un risque financier pour les opérateurs et des collectivités

Au-delà des risques techniques qu'il fait peser sur les infrastructures électriques, le développement à grande échelle du solaire distribué constitue aussi **un défi financier pour les acteurs historiques du marché de l'électricité**, qu'il s'agisse des entreprises de génération, de celles assurant la gestion du réseau (lorsque ces services sont scindés) et la distribution aux clients finaux (qui peuvent appartenir aux collectivités locales).

En Afrique du sud, certains opérateurs municipaux, chargés d'assurer la distribution sur le « dernier kilomètre » constatent ainsi une **diminution de la quantité d'électricité vendue à leurs administrés**. L'impact financier est encore plus important pour ceux ayant mis en place des systèmes de rachat de l'électricité autoproduite excédentaire. Ainsi, la seule ville de Buffalo City (730 000 habitants) estimait en 2023 son manque à gagner annuel à environ 18 millions USD⁴³. Or, la vente d'électricité est l'une des principales sources de revenu des municipalités sud-africaines. Cette diminution des revenus est répercutée sur Eskom, qui a vu ses ventes aux opérateurs municipaux reculer de 2,3% entre 2022 et 2023 - même si cette baisse est aussi imputable à ses propres difficultés de production. Or les besoins en maintenance du réseau ne diminuent pas, voire tendent à augmenter (lire ci-dessus). Eskom a réagi en multipliant par plus de trois les frais fixes mensuels appliqués à ses abonnés⁴⁴.

Ces potentielles pertes de revenus conduit aussi certains opérateurs historiques à chercher à freiner le déploiement du solaire distribué. Ainsi, les entreprises de distribution municipales indiennes – pourtant en majorité publiques – sont restés réticentes à appliquer la législation facilitant le raccordement des auto-producteurs solaires⁴⁵. L'Inde n'a atteint, par conséquent, qu'à peine 20% de ses objectifs de déploiement de *rooftop solar*. En Californie, les opérateurs PG&E, SCE et SDG&E, cherchant à protéger leur oligopole sur la génération d'électricité, ont obtenu en avril 2023 une **diminution drastique du tarif de rachat d'électricité aux particuliers**, qui a provoqué une chute de plus de 70% des nouvelles installations de systèmes solaires⁴⁶.

La potentielle perte de revenus pour les opérateurs ou pour les pouvoirs publics est toutefois compensée par d'autres avantages : fiabilité accrue du réseau, moindre nécessité d'investir dans la génération électrique ou dans l'achat d'électricité sur les marchés de gros. Les entités concernées doivent donc **trouver un juste équilibre entre les avantages et les inconvénients du solaire distribué**.

L'association *Sustainable Energy Africa*, qui accompagne les pouvoirs publics en Afrique du sud et sur le reste du continent, conseille ainsi de fixer des **tarifs de rachat d'électricité suffisamment incitatifs pour favoriser l'adoption du solaire mais tenant compte des intérêts de l'opérateur du réseau électrique**⁴⁷. L'imputation des coûts fixes induits par les nouvelles installations (raccordement, compteur, adaptation du réseau, etc.) doit aussi faire l'objet de « règles du jeu » claires et viables à la fois pour les consommateurs et les opérateurs de réseau.

⁴³ Near Fourfold Surge in Rooftop Solar Slashes Eskom, City Revenue, *Bloomberg*, 6 octobre 2023

⁴⁴ Electricity price warning for South Africans with solar power, *Mybroadband*, 30 mai 2024

⁴⁵ Government Points to DISCOMs' Role in Tepid Rooftop Solar Installations, *Mercom India*, 27 décembre 2022

⁴⁶ Impact of NEM-3 on California's renewable energy progress and solar jobs, California Solar + Storage Association, novembre 2023

⁴⁷ Tariff Setting for Embedded Generation, *Sustainable Energy Africa*, mars 2023