

Chapitre 3

L'énergie solaire au cœur de la transition énergétique « bas carbone » et son mode de déploiement.

La construction et la mutation des systèmes techniques énergétiques répondent à des logiques spatiales et organisationnelles spécifiques. Le rapprochement entre lieu de production et lieu de consommation d'énergie, avec le développement de l'énergie solaire, interroge les modalités de leur insertion dans les systèmes et les paysages énergétiques. L'approche géographique mobilisée nous amène tout particulièrement à analyser le déploiement des technologies solaires dédiées à la production d'électricité à partir de l'échelle géographique de leur déploiement ainsi que de leur localisation et de leur inscription dans l'espace. Des concepts relevant de la géographie humaine peuvent ainsi être mis à contribution : localisation, paysage, mise à l'échelle, spatialité, contiguïté/dispersion.

Le **chapitre 3** pose l'énergie solaire comme une composante majeure à la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone ». Il interroge la (re)configuration des systèmes techniques maghrébins conséquemment au déploiement des technologies solaires et hybrides. La première partie est un éclairage technique sur les différentes technologies solaires et hybrides en présence au Maghreb, leurs caractéristiques et les limites spatiales, économiques et techniques de leur déploiement (I). La deuxième partie met en lumière le débat que suscite le déploiement de l'énergie solaire, qui se cristallise autour d'une possible reconfiguration des systèmes techniques dominants tant d'un point de vue spatial qu'organisationnel, compte tenu des potentialités décentralisatrices associées à l'énergie solaire (II). La troisième partie construit une grille de lecture de la spatialité de la transition énergétique « bas carbone » (III).

I- L'énergie solaire : technologies et caractéristiques.

La mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone » peut reposer sur plusieurs composantes, parmi lesquelles l'exploitation de l'énergie solaire. Cette dernière est associée à différentes ressources et convertisseurs énergétiques (A). Dans notre travail, nous nous intéressons aux deux procédés de conversion électrique à partir de l'énergie solaire : les procédés thermodynamique et photovoltaïque, structurés en filières. La distinction entre les différents types d'infrastructures de production nous conduit à proposer un apport

terminologique (B). L'énergie solaire, et plus généralement les énergies renouvelables, présentent des limites spatiales et techniques à leur déploiement (C).

A- Les opportunités de mise en œuvre de la transition énergétique.

Parmi les solutions à l'élévation des émissions de gaz à effet de serre (GES) et à la raréfaction des énergies de stock, plusieurs voies sont possibles. Le développement des technologies dites de décarbonisation peut concourir à la baisse des émissions de GES, à l'exemple de la technologie de récupération et de séquestration du carbone. L'utilisation de ces technologies multiplie toutefois le prix du kilowattheure par un facteur de deux ou trois. Ainsi, il est fort probable qu'elles ne se développent que si les contraintes environnementales les rendent obligatoires (Chevalier *et alii*, 2012). L'action peut également se porter sur la demande, grâce à la promotion des économies d'énergie, en particulier de l'efficacité énergétique. Cette dernière désigne les pratiques et solutions technologiques qui permettent de diminuer la consommation d'énergie tout en maintenant un niveau de performance final équivalent. Enfin, il est possible de modifier la répartition des mix-énergétique, en privilégiant les énergies primaires faiblement émettrices de GES. Les politiques énergétiques doivent tenir compte des avantages et des inconvénients de chacune des sources d'énergie, et reposer sur l'association de plusieurs d'entre elles (Merlin, 2008). Le gaz naturel, dont l'utilisation est multiple et relativement peu polluante, est appelé à jouer un rôle croissant pendant la transition énergétique (Chevalier *et alii*, 2012). Le recours à l'énergie nucléaire, énergie décarbonée, est par ailleurs proposé, mais ce choix comporte des risques en termes de sûreté. De nombreux travaux montrent, par ailleurs, que le renforcement des normes de sûreté, le démantèlement des centrales ainsi que le traitement des déchets contribuent à augmenter sensiblement les coûts de son exploitation (Naudet, Reuss, 2008 ; Grübler, 2010 ; Poinot, 2012). Le déploiement des énergies renouvelables, pérennes et peu polluantes (Bauquis, Bauquis, 2007), représente une des alternatives majeures pour la concrétisation de la transition énergétique « bas carbone ».

Les énergies renouvelables existent depuis quasiment l'origine de la Terre et leur utilisation par l'homme remonte à plusieurs milliers d'années (Barnet, 1983 ; Mérenne-Schoumaker, 2007a). L'énergie disponible sur la surface de la terre provient du rayonnement du soleil (en grande partie), de la Terre elle-même (en faible partie) et de l'interaction simultanée qu'exercent le Soleil et la Lune sur les océans terrestres à travers le mécanisme des marées (pour une infime partie) (Bonnal, Rossetti, 2007). Le contexte énergétique et climatique actuel est propice au développement de convertisseurs capables de capter et d'exploiter le potentiel de ce type de sources, notamment pour la production d'électricité.

Les énergies renouvelables exigent lors du processus de production électrique, des étapes de conversion qui diffèrent de celles des centrales classiques. L'énergie éolienne, disponible sous forme cinétique, extrait l'énergie du vent en le ralentissant grâce à une éolienne

et la convertit sous forme mécanique pour entraîner un générateur électrique. Pour améliorer le rendement de conversion, le générateur est parfois relié au secteur *via* un convertisseur électronique. L'énergie hydraulique récupère l'énergie des cours d'eau, des chutes, et des marées, pour transformer la force motrice en électricité, soit en optimisant la hauteur de la chute d'eau (centrales de haute ou moyenne chute), ou le débit des fleuves et des rivières (centrales au fil de l'eau), soit, pour le cas de l'énergie marémotrice, en utilisant le mouvement de flux et de reflux grâce au recours d'hydroliennes. L'énergie solaire, enfin, peut être transformée en électricité à partir de deux procédés : (i) l'effet photovoltaïque (PV) qui permet de convertir la lumière du soleil en énergie électrique et (ii) le procédé thermodynamique (CSP), qui consiste à transformer le flux d'irradiation solaire en chaleur, sous forme de vapeur, utilisée pour produire à son tour de l'électricité.

B- L'énergie solaire pour la production d'électricité : technologies et potentialités.

1- L'énergie PV.

La lumière est composée de photons et lorsque ces photons pénètrent un matériau semi-conducteur, comme le silicium, l'énergie libère des électrons, c'est ce qu'on appelle l'effet photovoltaïque. Les cellules PV constituées de semi-conducteurs permettent en effet d'obtenir directement de l'électricité en courant continu à partir de la lumière du soleil (Labouret, Viloz, 2009).

Quatre générations technologiques coexistent, à des stades différents de maturité [cf. tableau 3] : (i) cellules en silicium ; (ii) cellules en couches minces ; (iii) CPV ou photovoltaïque à concentration (*Concentrated Photovoltaics*) ; et (vi) cellules organiques. Dans le cas du CPV, les rayons lumineux sont concentrés à l'aide de lentilles optiques sur une petite surface PV à haut rendement. Pour fonctionner, le suivi du soleil tout au long de la journée grâce à un système mécanique pivotant est nécessaire. Cette technologie n'est aujourd'hui économiquement viable que dans les zones où l'ensoleillement est très important. Le CPV, à la différence des autres technologies photovoltaïques, est une technologie solaire à concentration.

| | Silicium | Couche mince | Concentration | Organique |
|--|-----------------|---------------------|----------------------|------------------|
| Stade de maturité | Industriel | Industriel | Démonstration | R&D |
| Durée de vie | 30 ans | 25 ans | - | - |
| © Nadia Benalouache – 2016 / DGEC (2011) / Mosseri, Jeandel (2013) | | | | |

Tableau 3 – Le stade de maturité des filières PV

Les systèmes PV sont composés de cellules, assemblées sous forme de modules qui sont implantés sur des supports de fixation permettant d'assurer la résistance mécanique et l'étanchéité du système. Lorsque le système est connecté, le courant alternatif est injecté sur le réseau de distribution d'électricité. Les applications raccordées au réseau sont soit des systèmes intégrés ou surimposés au bâti, que nous nommerons « Installations photovoltaïques » (IPV),

pouvant être à usage résidentiel (maisons individuelles, habitats collectifs, etc), industriel (industries agroalimentaires, industries de matériaux de construction, industries mécaniques, chimiques, textiles, etc), agricole ou tertiaire (banques, établissements publics et administratifs, hôtels, piscines couvertes, bains maures, etc), soit des centrales photovoltaïques au sol (CPVS), composées de quantités importantes de modules et posées au sol sur des structures porteuses [cf. photos 1-2].



© Nadia Benalouache - 2013

Photo 1 - IPV surimposée au bâti à Bizerte (Tunisie)



© CDER- 2016

Photo 2 - CPVS de Ghardaïa (Algérie)

Si le dispositif n'est pas connecté au réseau (systèmes *off-grid* ou « isolés »), l'électricité est destinée à être consommée sur le lieu de production. Les systèmes autonomes sont le plus souvent associés aux satellites artificiels, aux applications professionnelles (relais de télécommunication, balises maritimes ou aéroportuaires, etc), et à l'électrification rurale. Dans les deux cas, un système de stockage, généralement des batteries, peut être couplé au système.

2- L'énergie solaire thermodynamique (CSP).

Le principe consiste à concentrer le rayonnement solaire sur un récepteur (absorbeur) qui permet de chauffer à haute température un fluide caloporteur. La concentration optique du rayonnement solaire sur un seul foyer permet en effet d'atteindre des températures élevées. Le fluide caloporteur circulant dans ces tuyaux est ensuite pompé à travers des échangeurs afin de produire de la vapeur surchauffée. Cette chaleur actionnera à son tour une turbine afin de faire tourner un générateur d'électricité, ou sera récupérée pour un procédé industriel comme par exemple dans le cas d'un système solaire intégré à un cycle combiné ou *Integrated Solar Combined Cycle* (ISCC), le plus souvent des centrales hybrides combinant le gaz naturel et le solaire (centrales hybrides solaire-gaz ou thermosolaires). Il s'agit d'une technologie solaire à concentration, disposée pour le moment sur des structures au sol uniquement.

Quatre technologies thermodynamiques existent, qui présentent différentes caractéristiques [cf. tableau 4] : (i) Cylindro-parabolique. Ce système se compose de plusieurs rangées parallèles de miroirs cylindro-paraboliques qui tournent autour d'un axe horizontal permettant aux miroirs de suivre le soleil. Les miroirs peuvent dépasser les 100 m de long, avec

une surface de 5 à 6 m de diamètre [cf. photo 3] ; (ii) Fresnel. Cette technologie est une variante du principe cylindro-parabolique. Au lieu d'un grand miroir cylindrique, ce sont des ensembles de petits miroirs plans, positionnés côte à côte, qui s'inclinent en fonction de la position du soleil ; (iii) À tour. Dans cette technologie, les rayons du soleil sont renvoyés sur la tour grâce à des miroirs plans et viennent chauffer un fluide qui circule dans la tour. Le fluide est ensuite dirigé vers un système de stockage, ou vers un échangeur où la chaleur chauffe de l'air ou de l'eau, à une température pouvant varier de 600 à 1000°C. Le passage de cet air ou de cette vapeur à haute température dans le groupe turbogénérateur produit de l'électricité [cf. photo 4] ; et (iv) Disques paraboliques (*dish-stirling*). Dans cette technologie, le système est constitué d'un concentrateur solaire en forme de parabole équipé d'un ensemble de miroirs incurvés. La parabole est placée sur des « *trackers* » et suit le soleil tout au long de la journée. Elle concentre la radiation sur l'unité d'absorption de chaleur du moteur Stirling, placée au point focal de la parabole. Le moteur Stirling utilise un fluide interne (généralement de l'hydrogène ou de l'hélium) en circuit fermé. Le fluide est chauffé et pressurisé par le récepteur solaire, qui provoque la rotation du moteur, produisant ainsi de l'électricité.

| | Rendement optique | Emprise foncière | Besoin en eau (L/MWh) | Stockage | Possibilité d'hydridation | Perspective de progrès |
|----------------------|-------------------|------------------|-----------------------|-------------------------------|---------------------------|------------------------|
| Cylindro-parabolique | ++ | Forte | 3000 | Oui | Oui | Limitée |
| Fresnel | + | Moyenne | 3000 | Oui | Oui | Significative |
| Tour | ++ | Moyenne | 2000 | Dépend du site d'implantation | Oui | Très significative |
| Dish stirling | +++ | Faible | Aucun | Dépend du site d'implantation | Oui, à certaine condition | Si production de masse |

© Nadia Benalouache – 2016 / CSP Roadmap AIE – 2010

Tableau 4 – Les caractéristiques des sous-technologies CSP



© Nadia Benalouache - 2014

Photo n°3 - Technologie CSP cylindro-parabolique à Ouarzazate (Maroc)



© MASEN - 2016

Photo n°4 - Technologie CSP à Tour à Ouarzazate (Maroc)

Pour des raisons technico-historiques, les centrales solaires à concentration actuellement en fonctionnement utilisent en grande majorité la technologie des concentrateurs cylindro-paraboliques. Cette tendance évolue rapidement en faveur des centrales à tour, qui présentent de meilleurs rendements de conversion et un stockage (thermique) plus efficace. Le développement de la technologie Fresnel se poursuit parallèlement, grâce à aux acteurs

industriels du secteur. Le marché du solaire à concentration (CSP et CPV) se développe activement, par ailleurs, dans le domaine des centrales hybrides solaires dont le principe de fonctionnement revient à utiliser des combustibles fossiles, en particulier le gaz naturel pour ce qui concerne le Maghreb, afin d'injecter une fraction, minoritaire mais significative, d'énergie solaire dans une centrale électrique (Flamant, Dollet, 2013). Les technologies à concentration sont relativement moins matures et moins développées que la technologie PV. Fin 2013, la puissance électrique installée dans le monde dans le domaine du CSP équivaut à 2 GW contre 100 GW pour celui du PV.

Les prévisions de développement industriel des technologies à concentration sont très importantes. Les coûts d'investissement et d'exploitation sont très élevés pour des quantités produites qui, elles, ne le sont guère car de faible densité de puissance (Smil, 2010). Selon les ressources fossiles d'un pays, ses moyens de production, le différentiel de coûts des énergies renouvelables avec les autres types d'énergie varie significativement [cf. Chapitre 6]. Les recherches en cours sur les technologies solaires à concentration visent à réduire les coûts et à accroître la flexibilité des centrales grâce au stockage et à l'hybridation. Elles portent surtout sur les composants « critiques » tels que le système de concentration, le récepteur solaire et le dispositif de stockage. La marge de progression se situe notamment dans l'accroissement des rendements de conversion, à condition que le coût des composants n'augmente pas de manière trop importante. Cet objectif peut être atteint par l'augmentation de la puissance des turbines et de la température des cycles thermodynamiques (Flamant, Dollet, 2013). Les coûts associés aux technologies à concentration ne diminueront que si un déploiement industriel à grande échelle s'opère.

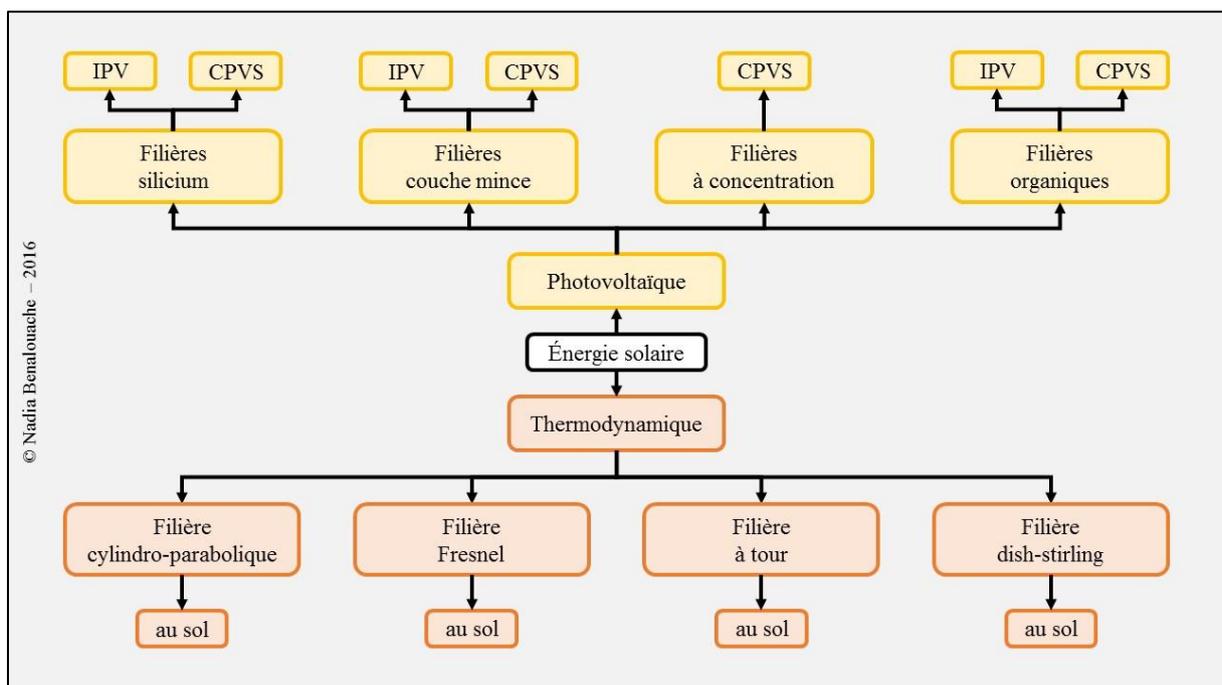


Figure 14 – Les filières PV et CSP

Le coût de production de l'électricité dépend fortement de l'ensoleillement. Ce coût est en deçà du coût de production du solaire photovoltaïque mais la technologie PV peut être utilisée à des puissances significativement inférieures et est plus facilement intégrables au bâti. Les procédés thermodynamique et PV présentent chacun des avantages et des inconvénients synthétisés dans le tableau ci-dessous [cf. tableau 5]. Le développement des énergies alternatives se heurte cependant à un certain nombre de limites, plus ou moins importantes d'un territoire à l'autre (Smil, 2003).

C- Les limites au déploiement de l'énergie solaire.

En termes de ressources, la densité énergétique (ou densité de puissance) solaire, qui représente la quantité d'énergie solaire par unité de surface, mesurée en Kilowatts-heures par mètre carré (kWh/m²), est faible. En effet, l'éclairement⁴⁷ solaire moyen au niveau de la mer, par exemple, est proche de 1 kW/m², ce qui correspond à une moyenne de 0,2 kW/m² pour toute la surface terrestre. Cet éclairement étant faible, de grandes surfaces sont par conséquent nécessaires pour produire suffisamment d'énergie. Les éoliennes installées en Angleterre ont une densité d'1 W/m², les CPVS allemandes de 5 W/m², les biocarburants 0,5 W/m². À titre comparatif, une centrale électrique conventionnelle présente une densité énergétique de 1000 W/m² (Smil, 2010). Pour Smil, il faudra, à l'instar du domaine agricole, allouer de vastes espaces en dehors des zones urbaines de forte densité, afin de produire la quantité d'énergie nécessaire pour répondre aux besoins de ces villes (Smil, 2010, 2015). L'énergie solaire, et plus généralement les énergies renouvelables, réintroduisent ainsi une proportionnalité entre rendement et surface de production (Bonnal, Rossetti, 2007 ; Brücher, 2009 ; Durand *et alii*, 2015). Cette caractéristique questionne la problématique de la disponibilité territoriale, étroitement liée à celle de la concurrence et des conflits d'usage, car le déploiement des dispositifs solaires ne se fait pas en terrain vierge. La contrainte de la densité énergétique est d'autant plus grande que la tendance mondiale majeure est au peuplement au sein de pôles de concentration urbains, notamment les métropoles, qui enregistrent les plus fortes intensités de consommation énergétique (Deshaies, Baudelle, 2013).

Les énergies renouvelables, dites de flux, ont, qui plus est, l'inconvénient d'être diffuses et intermittentes. Le soleil n'est en effet disponible que le jour, ce qui en fait par nature une énergie intermittente (Smil, 2010 ; Deshaies, 2013). La couverture nuageuse peut également réduire fortement l'éclairement et provoquer de fortes variations d'intensité lumineuse. Le rayonnement réfléchi par les obstacles tels que les nuages est appelé l'« albédo », se distinguant du rayonnement solaire direct. La latitude et la nébulosité expliquent ensuite les variations importantes de l'énergie journalière moyenne reçue par m² en fonction des saisons. Les variations saisonnières été/hiver sont de l'ordre de 20% entre les tropiques, mais d'un facteur de 2,5 dans le nord de la France par exemple (Bonnal, Rossetti, 2007).

⁴⁷ L'éclairement ou irradiance est défini comme une puissance reçue par une surface. Il s'exprime en W/m².

| | Solaire thermodynamique [CSP] | Solaire photovoltaïque [CPVS] |
|---|---|--|
| Ensoleillement/éclairage | → Au moins 2000 kWh/m ² → Uniquement par temps clair | → Capte l'éclairage solaire direct comme diffus (temps nuageux) |
| Température | → Elevée à très élevée | → Moyenne à élevée (environ 25 C°) → Rendement décroissance quand élévation trop grande de la température |
| Disposition | → Au sol | → Toiture, surimposition au bâti, au sol |
| Emprise foncière | → Moyenne | → Forte |
| Coût de production | → Coût élevé des investissements liés à la turbine et aux installations annexes → Le coût s'équilibre quand développement à grande échelle | → Coût de production des modules qui décroît rapidement |
| Installation | → Assez longue (environ 18 mois) | → Rapide (environ 3 mois) |
| Fabrication | → Fabrication locale de plusieurs composants | → Recours quasi systématique aux importations de modules → Assemblage local |
| Maturité technologique | → Certaines filières sont au stade de R&D | → Technologie éprouvée par rapport au CSP |
| Stockage | → Oui (ex : sels fondus) permettant une fourniture le jour et la nuit | → Uniquement en batteries (avec une perte conséquente dans le temps) |
| Utilisation de l'énergie/Émissions de CO₂ | - | → Plus énergivore que le CSP (bilan carbone moins avantageux) |
| Eau | → Nécessité d'un refroidissement du système de conversion de chaleur très consommateur en eau | → Consommation en eau très limitée lors de l'exploitation |
| Recyclage | → Toxicité des panneaux usagés (énergivore) | → Simple après démantèlement |
| Recours aux combustibles fossiles | → Oui pour conserver le sel fondu (stockage) à haute température afin de le maintenir liquide (solidification à 110°C) → Pour maintenir la température du fluide caloporteur au-dessus de sa température minimale de travail (8°C pour l'huile synthétique) → Pour alimenter durant la nuit les pompes permettant d'assurer la circulation du fluide caloporteur dans les circuits. | → Non |
| Hybridation | → Possible | → Possible |
| Emplois | → Besoin important de main d'œuvre en phase de construction et d'exploitation Emplois directs | → Besoin en maintenance très limité (essentiellement lors de la phase d'exploitation) Emplois indirects |

© Nadia Benalouache – 2016/Frérès, Infield, 2013 ; Mosseri, Jeandel, 2013

Tableau 5 – Caractéristiques comparées des technologies CSP et PV

Cette intermittence représente un véritable handicap d'autant qu'il y a rarement concordance entre la période de production et celle de la consommation. Aussi, l'énergie solaire doit être soit stockée, soit distribuée. Seulement, en fonction des technologies en jeu, le coût alloué au stockage reste encore élevé.

D'un point de vue technique, l'insertion massive de l'énergie solaire pose des problèmes, notamment pour les gestionnaires de réseaux. Le premier problème relève de la gestion des moyens de production intermittents dans le système électrique. Pour des taux de pénétration inférieurs à 30 %, l'impact de l'intermittence reste limité et peut être pris en charge par le système. En revanche, dès que le taux de pénétration augmente, des déséquilibres sont susceptibles de survenir (Naudet, Reuss, 2008). Le second problème concerne la localisation des installations de production décentralisées. L'intégration de la production électrique solaire issue de ce type d'installation, essentiellement les systèmes intégrés à un bâtiment à usage résidentiel ou professionnel, conduit à un fonctionnement bidirectionnel des réseaux, traditionnellement conçus pour n'acheminer l'énergie que dans un sens, créant ainsi des besoins de renforcement. En effet, l'inversion des flux sur le réseau de distribution remet en cause l'architecture initiale des réseaux conçue au départ pour une distribution de l'énergie à partir des réseaux de transport (ou de répartition). Le principe du « producteur-consommateur » (Debourdeau, 2011) relève de cette logique. En Tunisie, la SOCIÉTÉ TUNISIENNE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (STEG) fournit, au « producteur-consommateur » de l'électricité en cas de déficit, lorsque sa consommation excède sa production (en hiver surtout). À l'inverse, le producteur-consommateur peut, si sa production dépasse sa consommation (en été surtout), injecter son surplus électrique sur le réseau national. Ce mouvement à double sens est dit bidirectionnel.

Les limites au déploiement de l'énergie solaire évoquées constituent aussi des fenêtres d'opportunité vers une reconfiguration des systèmes techniques. Elles introduisent, en effet, un débat autour du mode de déploiement de ces unités de production électrique, et plus largement autour de l'organisation et de la gestion des systèmes techniques.

II- Développement de l'énergie solaire et alternative décentralisatrice : vers une reconfiguration des systèmes techniques ?

Du décideur au consommateur, les modalités de diffusion de l'énergie solaire suscitent un véritable débat, soulevé pourtant par des auteurs tels que Hillairet (1995) dès les années 1990. D'un point de vue géographique, ce sont, les réalités spatiales de cette diffusion qui nous intéressent. Le développement des technologies solaires est en mesure de remettre en cause l'organisation des systèmes techniques dominants « centralisés » (Dunsky, 2004 ; Coutard, Rutherford, 2009 ; Rumpala, 2010, 2013, 2014). L'analyse du déploiement des technologies solaires et hybrides nous amène, en effet, à distinguer deux grands types de systèmes

techniques, relativement opposés mais pouvant être combinés, dans lesquels elles sont susceptibles de s'insérer et de (re)façonner : le système technique centralisé (A) et le système technique décentralisé (B). Le développement de l'énergie solaire questionne par ailleurs l'entrée pour le Maghreb dans une nouvelle phase de l'histoire de son électrification (C).

Les systèmes techniques (Gille, 1979 ; Lemonnier, 1983) centralisé et décentralisé sont associés à des modes de régulation, de gestion, de production, de distribution et de consommation spécifiques. L'introduction de l'énergie solaire, qui jouerait a priori en faveur d'un système technique décentralisé (Deshaies, Baudelle, 2013 ; Evrard, 2013 ; Rumpala, 2013) questionne le bien-fondé du discours centralisateur.

A- Le système technique centralisé.

L'exploitation massive d'énergies de stock a permis d'augmenter significativement les rendements. Ce sont, en effet, des ressources énergétiques de forte densité de puissance. Elles sont également caractérisées par une inégale répartition sur les territoires, car géographiquement très localisées (Mérenne-Schoumaker, 2007a ; Debeir *et alii*, 2013 ; Deshaies, Baudelle, 2013). Le développement de ces ressources dépendait ainsi de leur aptitude à être transportées. L'opérationnalité de ce modèle énergétique « *repose [en effet] sur la capacité de la société à accéder aux gisements d'énergies fossiles locaux et éloignés* » (Deshaies et Baudelle, 2013, p. 57). Cela explique pourquoi la plupart des compagnies productrices de pétrole, de gaz et d'électricité furent dans le même temps des entreprises de transports d'énergie.

Les États modernes n'ont jamais traité les activités énergétiques comme des activités économiques ordinaires (Boiteux *et alii*, 2010). Ils se sont rapidement impliqués dans le développement et le contrôle des différentes ressources énergétiques et dans leur valorisation. Ce choix s'est matérialisé par l'apport financier et infrastructurel nécessaire, mais également par la mise en place d'une législation en la matière (Lois sur le secteur de l'énergie) dans le but de garder un contrôle ultime sur chacune des filières énergétiques. Ce fut le cas pour le charbon, le pétrole ou encore l'électricité. L'importance géostratégique de l'approvisionnement en énergie et la nécessité d'assurer une distribution la plus équitable possible sur le territoire confère à l'échelle nationale, et bien souvent à l'État, un rôle essentiel dans les choix énergétiques, ceci en collaboration plus ou moins étroite avec les entreprises du secteur. Aucun gouvernement ne se risquerait, par ailleurs, aux conséquences politiques d'une rupture d'approvisionnement. Que ce soit dans l'orientation, la régulation ou le contrôle des activités de production et de distribution, l'État se réserve le droit, plus ou moins étendu, de donner son avis. L'énergie, et en particulier l'électricité, peut même constituer un instrument de légitimation politique (Bennasr, Verdeil, 2014). La prise en main du secteur électrique par l'État, de 1945 aux débuts des années 1990 en Europe, a conduit à la mise en place de la nationalisation, donnant le plus souvent naissance à un modèle monopolistique reposant sur le

tryptique « nationalisation-monopolisation-planification » (Grand, Veyrenc, 2011).

Ce denier est mis en place au Maghreb au tournant et dans la seconde moitié du 20^{ème} siècle avec la nationalisation, et dans le même temps la monopolisation des secteurs électriques, dont la gestion déjà centraliste est héritée au Maroc et en Algérie de la période coloniale⁴⁸. Jusqu'à l'indépendance tunisienne, la production et la distribution de l'électricité est du ressort de sociétés concessionnaires. Sept sociétés privées sont propriétaires de l'équipement et du réseau électrique, et se répartissent suivant des zones régionales (régions de Tunis, de Sousse, de Beja, Bizerte, Sfax, le Sud). Elles bénéficient le plus souvent de concessions communales ou d'Etat, et sont limitées dans le temps. La société la plus importante est la COMPAGNIE TUNISIENNE DE L'ÉLECTRICITE ET DE TRANSPORTS (CTET) (Berthier, 2002). Ce dispositif ne permettait pas de connexion interrégionale (Bennasr, Verdeil, 2014). De 1958 à 1962, la République tunisienne indépendante reprend la gestion des concessions accordées aux différentes sociétés privées de production et de distribution d'électricité en vue de proposer une politique unifiée sur l'ensemble du territoire. En 1962, la nationalisation de l'électricité met un terme à l'ancien fonctionnement colonial. La STEG est fondée avec le décret du 3 avril 1962, et est une société verticalement intégrée. Au lendemain de l'indépendance, en 1958, on assiste à la mainmise de l'Etat marocain sur des secteurs stratégiques de l'économie, parmi lesquels l'énergie (Saul, 2002). Le monopole sur la production, le transport et, chose nouvelle, sur la distribution de l'électricité appartient désormais à l'ONE créé en 1963⁴⁹. Après l'indépendance de l'Algérie, ÉLECTRICITE ET GAZ D'ALGERIE (EGA), entreprise française créée en 1947, continue ses activités dans l'ex-colonie. L'ordonnance n°69-59 du 28 juillet 1969 dissout l'établissement public d'EGA, qui est absorbée par une entité algérienne, la SONELGAZ, société elle aussi verticalement intégrée (Berthonnet, 2002).

La mise en place de puissants monopoles dans les industries de réseau est notamment liée aux exigences de service public, dans un idéal de justice sociale (Bouttes, Leban, 1995 ; Salies *et alii*, 2007). Ces monopoles publics doivent supporter le coût très élevé des infrastructures, dont la rentabilité immédiate n'est qu'hypothétique. Cette gestion très centraliste et technocratique, par ailleurs, permet notamment de surveiller et de contrôler le réseau à tout moment, et d'ajuster l'offre à la demande afin d'assurer un service continu. Les

⁴⁸ Création en 1924 d'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU MAROC (EEM) et en 1947 d'ÉLECTRICITE ET GAZ D'ALGERIE (EGA) par la métropole. Dans son processus d'électrification, une des particularités du Maroc tient à la centralisation précoce de la production et de la construction des interconnexions. La distribution, en revanche, dans les centres urbains et ruraux revenait à des sociétés privées, en simple gestion ou bien en concession municipale ou étatique comme la SOCIETE MAROCAINE DE DISTRIBUTION (SMD) et ses filiales pour les grandes villes du Royaume, la SOCIETE CHERIFIENNE D'ÉNERGIE (SCE) pour les petites municipalités, l'ENTREPRISE ELECTRIQUE DE ZENATA-MOHAMMEDIA (EEZM) pour les zones périphériques de Casablanca et l'ENTREPRISE ÉLECTRIQUE DE LA BANLIEUE DE MARRAKECH (EEBM) pour la ville de Marrakech (Saul, 2002). Pour les zones du Nord et les provinces du Sahara occidental, sous administration espagnole, la fourniture électrique est assurée par plusieurs sociétés privées dont la plus importante, ÉLECTRAS MARROQUIES (EM), a été créée en 1913 et bénéficie de plusieurs concessions à perpétuité (Bouayad, 2001).

⁴⁹ Selon le Dahir 1-63-226 du 5 août 1963 portant création de l'OFFICE NATIONAL DE L'ÉLECTRICITE.

stratégies énergétiques sont donc développées par des centres de décision de plus en plus éloignés du citoyen, devenu un consommateur passif (Laponche, 2002 ; Labrousse, 2006). Dans un système technique centralisé, la démarcation entre l'offre et la demande est faible (Grand, Veyrenc, 2011).

Les pays du Maghreb se sont progressivement dotés de réseaux électriques, construits pour assurer un approvisionnement électrique sur des distances de plus en plus importantes. Cela a contribué à dissocier géographiquement les lieux de production des lieux de consommation et à affaiblir le rôle du territoire, devenant alors un espace-support des infrastructures électriques (Dunsky, 2004 ; Grand, Veyrenc, 2011 ; Debeir *et alii*, 2013). La planification de cette architecture centralisée est le résultat de deux facteurs principaux : la recherche de coûts plus faibles – paradigme de l'effet d'échelle – et la spécialisation des entreprises énergétiques.

De grands chantiers sont mis en œuvre pour construire des unités de production électriques massives et pour édifier l'infrastructure de réseaux. En 1977, la SONELGAZ lance le "Plan National d'Électrification" au travers duquel elle construit progressivement la capacité électrique du pays ainsi que le réseau électrique national⁵⁰. De grandes unités électriques sont construites, la plupart concentrées sur la bande littorale du pays, dans les villes d'Oran, Alger, Annaba, et sur les hauts plateaux (M'Sila 1 en 1986 et M'Sila 2 en 1990). Elles se situent également au niveau des gisements d'hydrocarbures, comme ceux de Hassi R'mel (centrale thermique de Tilghemt en 1988) et Hassi Messaoud (Hassi Massaoud Nord 1, Nord 2, Ouest et Sud, construites en 1978 et 1988). Des lignes d'interconnexion sont édifiées entre ces bassins de production et le Nord du pays. La structure principale du réseau électrique algérien s'étend sur la partie nord du pays depuis la frontière tunisienne à l'Est jusqu'à la frontière marocaine à l'Ouest et s'enfonce jusqu'à 300 km à l'intérieur des terres. Elle est constituée d'une double artère de transport en 220 kV (par endroits en triple artère) et de pénétrantes radiales en direction des champs pétroliers et gaziers de Hassi Messaoud et Hassi R'Mel dans le sud. En Tunisie, l'État a donné à la STEG les moyens d'atteindre ses objectifs, particulièrement en ce qui concerne les programmes d'extension du réseau en milieu rural et dans les zones urbaines informelles, mais également au travers de subventions considérables concédées sur le prix du gaz et de l'électricité (Bennasr, Verdeil, 2014). Les années 1960 ont vu la mise en place du réseau de transport électrique, suivant un voltage uniformisé, ayant permis de raccorder les villes et les nouvelles industries au réseau national d'électricité. Les centres producteurs sont alors interconnectés, avec la construction d'une ligne à haute tension reliant Tunis-Djebel Djelloud à la centrale du sud. Des relais ont été installés à M'Saken et à Sfax. Du point de vue de la distribution, un réseau de lignes à basse tension est édifié pour fournir en électricité tout

⁵⁰ En 1983, les travaux pour les infrastructures de réseaux sont confiés à la filiale KAHRAKIB, une filiale travaux de la SONELGAZ.

le territoire. L'extension du réseau électrique dans les régions rurales débute à partir des années 1970. Au Maroc, le développement du parc électrique marocain connaît une accélération à partir de la fin des années 1970 et se diversifie, avec la mise en service de plusieurs centrales thermiques. En 1979 par exemple, l'ONE installe une centrale à vapeur à Kenitra, d'une capacité de 300 MW. Au milieu des années 1990, la mise en œuvre du programme PERG contribue à étendre significativement le réseau électrique national, jusqu'ici caractérisé par un clivage entre les zones urbaines et rurales.

L'architecture centralisée constituée à partir de grands systèmes électriques nationaux, formés autour d'unités de production de plus en plus massives, et de plus en plus éloignées des points de consommation, résulte au Maghreb de cette évolution historique.

La volonté de satisfaire, enfin, les besoins énergétiques sur des distances de plus en plus étendues dans le cadre d'ensembles géographiques plus vastes ont favorisé la mise en réseau régionale de réseaux électriques nationaux. Au sein de l'Union européenne (UE), par exemple, certains pays membres sont électriquement interconnectés (Genoud, 2004 ; Grand, Veyrenc, 2011). Des évolutions similaires peuvent être observées en Amérique Latine, où les échanges énergétiques deviennent un facteur important de l'intégration régionale dans le cadre du *Mercado Común del Sur* (MERCOSUR) (Schausteck Le Prioux, 2010) ou encore en Méditerranée, objet de la deuxième partie de notre travail.

Sous l'effet conjugué de la libéralisation des économies, de la montée en puissance des institutions financières internationales, et compte tenu des contraintes financières qui pèsent sur les opérateurs historiques, propriété des États (Esnault, 2005), les pays du Maghreb, et plus généralement les pays sud méditerranéens, ont cependant engagé des réformes dans le cadre d'une mutation profonde de leur système économique et parfois institutionnel. Dans le secteur électrique, les pays du Maghreb introduisent, au milieu des années 1990, le régime de production indépendante d'électricité (IPP), production concessionnelle privée. Toutefois, la réforme du secteur électrique, à l'instar du secteur des hydrocarbures, des télécommunications et du secteur bancaire, s'avère trop complexe et soulève des enjeux stratégiques (Pelkmans, 2001 ; Genoud, 2004 ; Levi-Faur, 2004). En effet, l'adoption du paradigme libéral dominant, promu par les institutions internationales à partir des années 1990, ainsi que le passage à un mode de régulation indépendant dans le secteur de l'énergie, largement inspiré du modèle européen, nécessitent de lourds investissements et un abandon par les opérateurs historiques d'une partie de leur souveraineté. Ainsi, si en pratique l'introduction de la production concessionnelle privée a permis de donner davantage de pouvoir à l'initiative privée, le système demeure toutefois fortement centralisé autour de l'État, souvent unique porteur de projet⁵¹.

⁵¹ Le porteur de projet est celui qui initie ou commandite le projet.

La logique centralisatrice s'est imposée à une période où la problématique d'approvisionnement électrique le nécessitait. Les défis climatiques introduisent désormais le débat autour du développement d'un système technique décentralisé qui viendrait se combiner, voire se substituer selon certains auteurs (Rifkin, 2012 ; Evrard, 2013), au système technique centralisé, dominant dans de nombreux pays du monde notamment au Maghreb (Hugues, 1993 ; Nye, 1998 ; Laponche, 2002 ; Bouneau, 2004, Bouneau *et alii*, 2007 ; Grand, Veyrenc, 2011 ; Debeir *et alii*, 2013).

B- Le système technique décentralisé.

L'énergie solaire n'a pas forcément et de manière intrinsèque des potentialités décentralisatrices, mais elle en offre l'opportunité car elle est largement répartie sur le territoire. En effet, les gisements d'énergies de flux (ou renouvelables) ont la particularité d'être diffus dans l'espace. L'énergie solaire doit être exploitée là où elle se trouve (Dubois, 2009 ; Smil, 2010 ; Dehaies, 2012 ; Klagge, Brocke, 2015). Elle est caractérisée par une faible densité énergétique (Fouquet, 2010 ; Smil, 2015) et réintroduit donc une proportionnalité entre rendement et surface de production. Pour Brücher (2009), on assisterait avec le développement des énergies renouvelables à un retour des *energy from space*⁵², c'est-à-dire d'une énergie résultant de la captation de sources diffuses, issues de l'ensoleillement sur la surface terrestre (Bonnal Rossetti, 2007 ; Debeir *et alii*, 2013). Ces énergies de flux viennent de « la surface », de l'espace, « *from space* ». Au Maghreb, le système énergétique était ainsi dominé, avant la découverte des hydrocarbures à la fin des années 1950, par la biomasse et l'hydroélectricité, des *energy from space*. Dans le prolongement de cette conception, Raineau écrit que « [les énergies renouvelables] *perpétuent en effet des techniques ancestrales qui ont traversé différentes cultures et civilisations et que l'on croyait dépassées par le progrès technique du [20^{ème}] siècle* » (Raineau, 2011, p. 137).

Les gisements d'énergie de flux ainsi que la nature des convertisseurs énergétiques qui leur sont associés permettent un déploiement « *à une échelle plus réduite que les grands systèmes existant actuellement, [permettant] par la même de rapprocher l'espace de production de l'espace d'utilisation* ». (Rumpala, 2015, p.46). Cependant, « *pour avoir des effets transformateurs, les nouvelles possibilités technologiques doivent trouver des ancrages dans des systèmes plus larges que les réseaux dans lesquels elles ont été conçues* » (Rumpala, 2015, p. 44). Ces équipements peuvent prendre la forme de panneaux photovoltaïques intégrés ou surimposés au bâti, connectés ou non au réseau, d'unités de micro-hydraulique, d'aérogénérateurs, d'unités PV ou CSP au sol de faible capacité (Watson, 2004). L'utilisation

⁵² Les énergies de stock se caractérisent, à l'inverse, par un haut degré de concentration, car elles sont très localisées sur les territoires et relativement rares. Ces énergies primaires sont distribuables partout sur la planète, au travers de navires pétroliers, d'oléoducs, de méthanières, de gazoducs, de réseaux électriques (interconnectés). Ainsi, cette énergie est générée pour une consommation « dans l'espace », ce que Brücher appelle « *energy for space* ».

de l'énergie solaire permet non seulement le passage de la centralisation à la décentralisation, de l'éloignement à la proximité, mais aussi à l'autosuffisance énergétique (Rumpala, 2013) ou à l'autonomie énergétique (Debourdeau, 2011). Ces équipements ont généralement un faible coût environnemental, permettent une baisse du coût des transports, et réduisent les pertes électriques. Les zones géographiques d'implantation de ce type de générateurs, de faible dimension généralement, sont plus nombreuses et plus faciles à trouver. Ces nouvelles technologies sont en mesure d'alimenter des réseaux locaux, non reliés au macro-système électrique national. Au Maghreb, le système technique centralisé est dominant, mais ne s'est pas partout imposé sur les territoires nationaux. Ainsi, les réseaux inachevés et peu maillés dans la région constituent un avantage pour façonner des systèmes techniques décentralisés. La miniaturisation des unités de production électriques a pour conséquence une multiplication des sites d'implantation (Bridge, 2010). Pour Rumpala *« privilégier l'énergie des sources directement accessibles [...] peut apparaître comme un moyen de limiter a priori le recours à des grosses unités de production »* (Rumpala, 2015, p. 46). Avec la mise en place d'un système technique décentralisé, on assisterait ainsi à l'affaiblissement puis à la marginalisation des macro-systèmes techniques, et à leur miniaturisation (Dunsky, 2004). Le développement de l'énergie solaire soulève également un questionnement autour de la marge de manœuvre possible pour réinventer des systèmes techniques qui soient davantage « gouvernables ». Le système technique décentralisé est en effet caractérisé par la possibilité pour un point du réseau d'être à la fois producteur et consommateur. Ce type de logique ouvrirait des perspectives pour contourner les structures monopolistiques ou quasi monopolistiques opérant dans le secteur électrique (Rumpala, 2013). Un secteur décentralisé permettrait à plusieurs acteurs, autres que l'État, d'intervenir sur le projet, soulageant ainsi la dette publique. Ce modèle encourage par exemple une multiplication des « producteurs-consommateurs », de nature privée, favorisant ainsi une diversification des acteurs électriciens (Dunsky, 2004). Le choix d'un modèle décentralisé induit des mutations importantes dans la gestion et l'organisation des systèmes techniques les plus répandus.

Les principales caractéristiques associées aux deux systèmes techniques ainsi que les solutions technologiques solaires et hybrides adaptées pour chacun d'eux ont été schématisées [cf. figure 15].

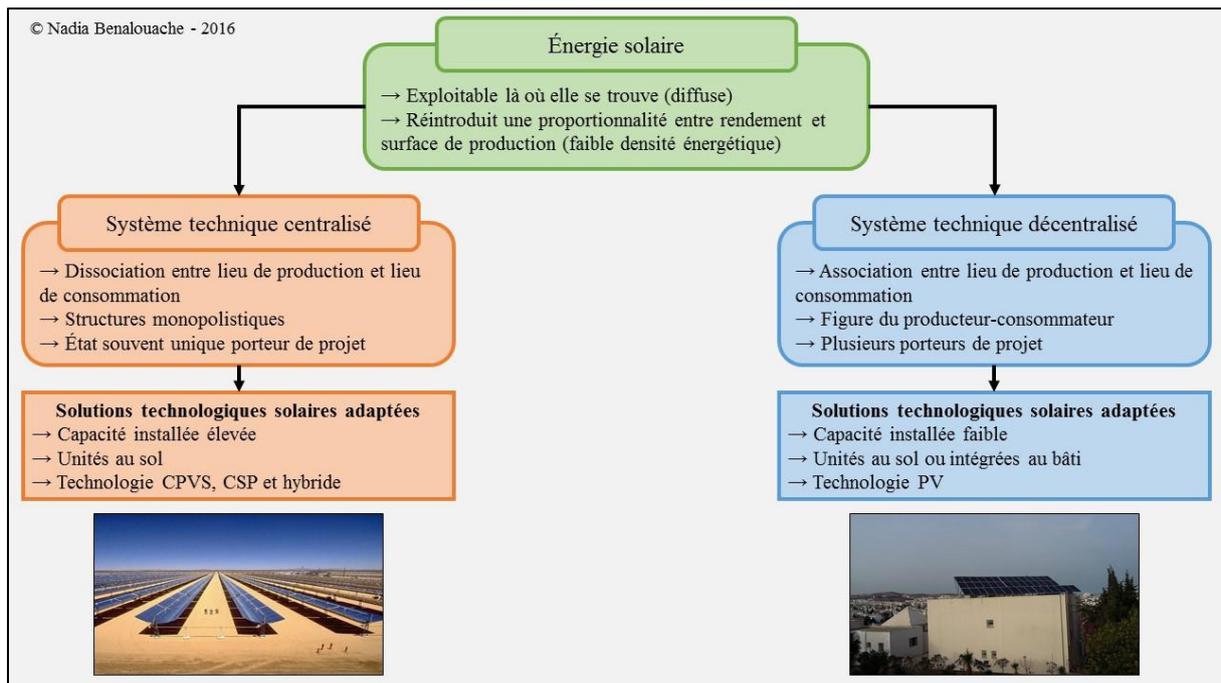


Figure 15 – Les systèmes techniques centralisé et décentralisé et les solutions technologiques solaires associées

C - Une nouvelle phase de l'histoire de l'électrification au Maghreb ?

Le développement significatif de l'énergie solaire représenterait une nouvelle phase dans l'histoire de l'électrification au Maghreb [cf. figure 16]. Cette dernière accuse jusqu'ici une évolution relativement commune entre les trois pays, d'où se distinguent quatre phases majeures. La première phase, durant la période coloniale, correspond à une phase de privatisation de l'électrification, par un certain nombre de concessions, avant sa prise en main par la métropole, marquée par la création de grandes entreprises publiques en Algérie et au Maroc. La seconde phase est celle de nationalisation-monopolisation-planification, qui intervient après les indépendances. Dans la seconde moitié des années 1990, la troisième phase est une période durant laquelle les secteurs électriques du Maghreb entament un mouvement de libéralisation du secteur, qui a surtout vu l'introduction de la production indépendante d'électricité (IPP). La concurrence ne s'introduit pas au même rythme suivant les différents segments du secteur. Enfin, près d'une quinzaine d'années plus tard, la mise en œuvre de politiques de développement des énergies renouvelables, représenterait une quatrième phase de l'histoire de l'électrification au Maghreb, marquée par une ouverture plus grande des secteurs électriques. Nous ignorons, pour le moment, la tendance qui se dégagera avec le développement de l'énergie solaire.

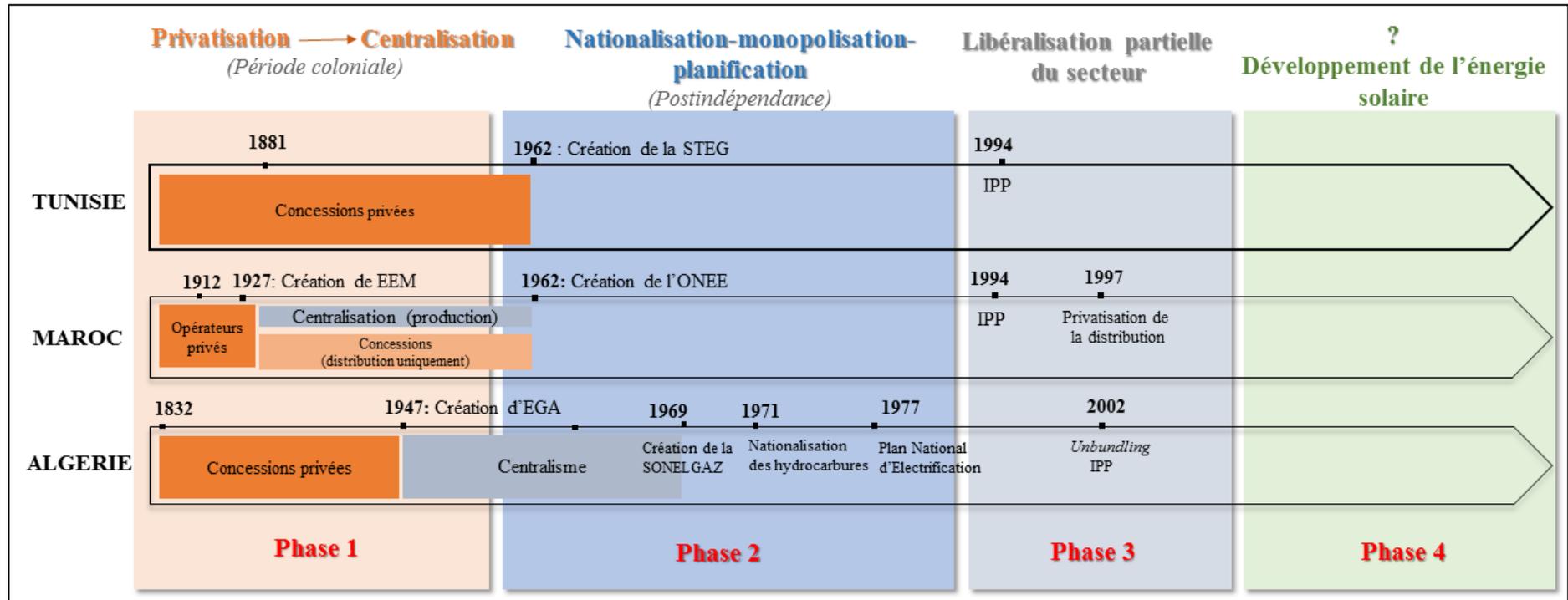


Figure 16 – Les phases de l'histoire de l'électrification au Maghreb

III- L'analyse de la spatialité de la transition énergétique au Maghreb : proposition d'une grille de lecture.

Après nous être intéressés à l'organisation des systèmes techniques centralisé et décentralisé, nous questionnons ici plus particulièrement leurs logiques spatiales. La manière dont se diffusent spatialement les technologies solaires et hybrides dépend du système sociotechnique déjà en place ainsi que d'un système de valeurs sociétales dans lesquels elles s'intègrent (Zélem, 2012). La grille de lecture que nous proposons a été élaborée à partir de notre observation du terrain maghrébin.

La (re)configuration du système technique tient d'abord à la question de sa mise à l'échelle (*scaling*), depuis l'échelle « macro » jusqu'à l'échelle « pico » [cf. tableau 6]. L'architecture et la gestion du système technique ne sont pas établies *de facto* mais résultent de décisions économiques et politiques (Bridge *et alii*, 2013). Les énergies renouvelables, très hétérogènes, peuvent être déployées sous des tailles très différentes. Ce que Walker et Cass (2007) appellent *hypersizeability*. La taille des unités de production est, dans notre travail, appréciée aussi bien en termes de dimensionnement que de puissance installée.

| Type | Macro | Meso | Micro | Pico | Energy form |
|-------------------------|-------------------------|---|------------------------------|------------------------------|-------------------------|
| Wind | Wind farm | Stand alone wind turbine(s) | Roof-mounted turbine | Canal barge, mounted turbine | Electricity |
| Biomass | Biomass-fuelled turbine | Biomass-fuelled district heating system | Wood-fuelled boiler | Wood burners and stoves | Heat and/or electricity |
| Solar PV | Solar power station | PV building cladding | Roof PV panels | Calculator, garden lights | Electricity |
| Solar heat | Solar furnace | Passive solar building design | Roof panels or swimming pool | Solar ovens | Heat |
| Hydro-electric power | Reservoir based | Small hydro | Micro hydro | Hydro in streams | Electricity |
| Ground source heat pump | – | Office block or industrial unit heating | Household heating system | – | Heat |

Walker et Cass (2007)

Tableau 6 – Exemples de différentes technologies renouvelables selon leur taille

De manière générale, plus la proximité entre le lieu de production et de consommation est privilégiée (système technique décentralisé), plus l'échelle de déploiement, le dimensionnement de ces unités et leur puissance devraient être petites. À l'inverse, plus la dissociation entre le lieu de consommation et de production est importante (système technique centralisé), plus l'échelle de déploiement, le dimensionnement des infrastructures et leur puissance devraient être grands. Cette réalité renvoie à la localisation des unités de production. L'*hypersizeability* des unités de production solaires fait qu'elles ne s'inscrivent pas de la même manière dans le paysage. Nous avons choisi de mesurer l'inscription spatiale des unités de production en termes de contiguïté/dispersion (Pumain, Saint-Julien, 1997).

Ainsi, l'inscription spatiale d'une unité de production électrique solaire est dite « concentrée » lorsque celle-ci est regroupée dans l'espace. Quand les unités de production présentent une configuration concentrée et qu'elles sont éloignées du lieu de consommation, nous les appellons « centrales », lorsqu'elles présentent une configuration concentrée mais qu'elles se trouvent à proximité du lieu de consommation, nous les nommons « stations »⁵³. L'inscription spatiale est dite « dispersée » lorsque plusieurs unités, de petites dimensions et de très faibles puissances, sont éparpillées dans l'espace, telles que les installations photovoltaïques surimposées au bâti en Tunisie, dédiées au secteur résidentiel [cf. photo 5]. Le système technique décentralisé est caractérisé par une multiplication des sites de production solaires. Enfin, l'inscription spatiale est dite « en ilot » quand plusieurs unités de petites dimensions et de très faibles puissances, sont regroupées dans un espace réduit. C'est le cas, par exemple, des installations photovoltaïques (IPV) surimposées à un bâti à usage collectif. Chacune des unités relève toutefois d'une gestion individuelle (compteur électrique non commun).



© Nadia Benalouache - 2013

Photo 5 – L'inscription spatiale des unités électriques solaires dans le quartier d'Ennasr (Tunisie), une configuration dispersée

La (re)configuration des systèmes techniques relève également, comme nous avons pu déjà le voir, de sa gestion, et notamment du système d'acteurs qui opèrent dans le secteur électrique, leur rôle et leur nature. Dans notre travail, nous nous intéressons particulièrement au segment de la production d'électricité. L'étude de la structuration des secteurs nous amène à analyser les cadres juridiques et réglementaires en vigueur, notamment dans le domaine des énergies renouvelables. Dans le système technique décentralisé, rappelons-le, une multiplication et une diversification des acteurs est généralement envisagée (Laponche, Dunsy, 2004 ; Rumpala, 2010 ; 2013) [cf. figure 17].

⁵³ Excepté lorsque cette dénomination nuit à la clarté du propos.

Les potentialités et contraintes technico-économiques associées aux filières solaires influent sur les décisions politiques. L'introduction de l'énergie solaire questionne, par ailleurs, le bien-fondé du paradigme centralisateur sur lequel la construction des systèmes techniques électriques les plus répandus s'est appuyée. L'énergie solaire présente trois caractéristiques spécifiques qui favorisent a priori une reconfiguration des systèmes techniques centralisés : (i) il s'agit d'une énergie diffuse devant être exploitée là où elle se trouve (gisements) ; (ii) elle est de faible densité énergétique, c'est-à-dire qu'elle réintroduit une proportionnalité entre rendement et surface de production et enfin, (iii) marquée par une *hypersizeability*, c'est-à-dire la possibilité d'être exploitée à partir d'infrastructures qui présentent des dimensions très différentes. Le système technique décentralisé, caractérisé par la multiplication des unités de production ainsi que la diversification des acteurs électriciens, repose ainsi sur de nouvelles logiques organisationnelles et spatiales au Maghreb. La transition énergétique « bas carbone » ne repose donc pas sur la simple substitution de ressources ou de convertisseurs énergétiques mais implique des mutations dans le système technique en place. Le choix du mode de déploiement des technologies solaires et hybrides, qui s'insèrent dans un système technique et contribuent à le (re)façonner, revient à privilégier des solutions technologiques. Or, le choix technologique n'appelle pas à la formulation des mêmes politiques, réglementations, acteurs, enjeux économiques, stratégies d'investissement, et enfin, échelles de déploiement.

Les préoccupations liées à l'impératif climatique et les besoins en électrification des pays où l'architecture matérielle et la gestion du secteur électrique centralisées sont certes dominantes mais elles ne se sont pas partout imposées. Elles sont donc a priori favorables à la structuration d'un système technique décentralisé. Parmi les régions du monde les plus exposées aux effets du réchauffement climatique, la Méditerranée est un écosystème extrêmement vulnérable. La nécessité de développer l'énergie solaire dans cet ensemble, qui inclut la sous-région du Maghreb, en fait un laboratoire d'examen de la transition énergétique « bas carbone ».

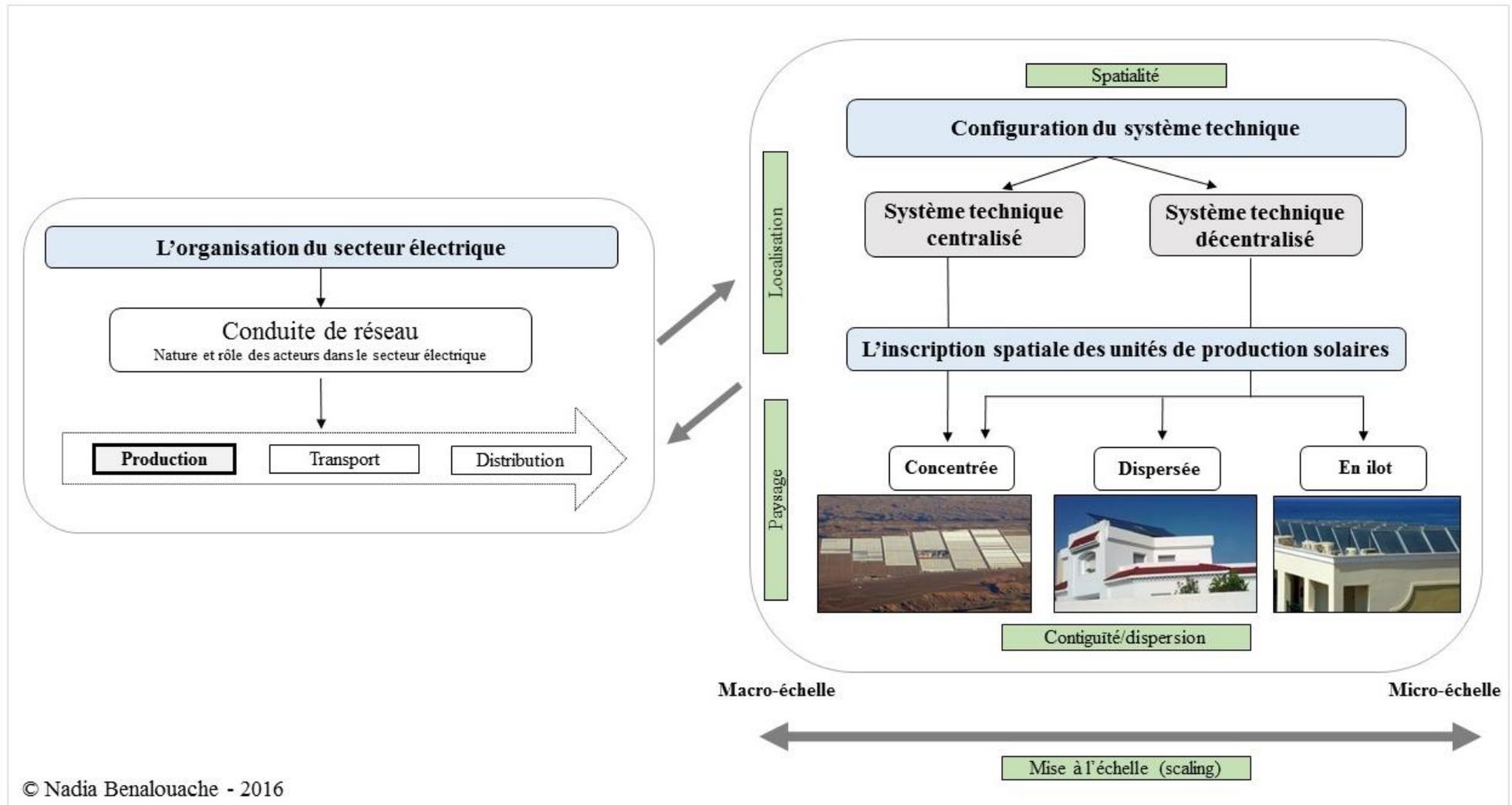


Figure 17 – Grille de lecture de la spatialité de la transition énergétique « bas carbone »

