



CONSEIL ET INGÉNIERIE EN DÉVELOPPEMENT DURABLE



MISSION D'AMO POUR L'ACCOMPAGNEMENT À LA MISE EN PLACE D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE EN AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE SUR LE QUARTIER DE FRAIS-VALLON



RAPPORT D'ETUDE

METROPOLE AIX MARSEILLE PROVENCE

Mise à jour - Mars 2023

SIÈGE SOCIAL - 367, avenue du Grand Ariétaz
73024 CHAMBÉRY CEDEX
INDDIGO SAS au capital de 1 500 000 €
RCS CHAMBÉRY - APE 7112B
SIRET 402 250 427 00026

Inddigo
11, rue Montgrand
13006 MARSEILLE

Tél. : 04 95 09 31 00
Fax : 04 95 09 31 09
E-mail :
marseille@inddigo.com

www.inddigo.com





CONSEIL ET INGÉNIERIE EN DÉVELOPPEMENT DURABLE

SIÈGE SOCIAL - 367, avenue du Grand
Ariétaz
73024 CHAMBÉRY CEDEX
INDDIGO SAS au capital de 1 500 000 €
RCS CHAMBÉRY - APE 7112B
SIRET 402 250 427 00026

Inddigo
11, rue Montgrand
13006 MARSEILLE

Tél. : 04 95 09 31 00
Fax : 04 95 09 31 09
E-mail :
marseille@inddigo.com

www.inddigo.com



RÉDACTEURS



Sophie PICARD (Enercoop PACA)

Cécile CESSAC (Brun-Cessac)

Olivier LAURENT (Inddigo)

SOMMAIRE

1. PRÉAMBULE.....	7
2. ACRONYMES.....	8
3. ÉTAT DES LIEUX - RÉGLEMENTATION.....	9
3.1 Réglementation relative a l'autoconsommation collective.....	9
3.2 analyse des règles d'urbanisme.....	12
4. SCÉNARIOS DE PORTAGE JURIDICO-FINANCIERS.....	13
4.1 Les acteurs de l'opération d'autoconsommation collective.....	13
4.2 Les entités juridiques associées.....	14
4.2.1 Structure juridique de la Personne Morale Organisatrice	14
4.2.2 Structure juridique du Producteur ou société productrice	18
4.3 Les scénarios de portage.....	18
4.3.1 Scénario N°1 : une P.M.O sous forme coopérative	19
4.3.2 Scénario N°2 : une P.M.O sous forme associative.....	19
4.3.3 Scénario N°3 : Une société productrice multi-actionnaires	20
4.3.4 Scénario N°4 : Une société productrice multi-actionnaires et PMO	21
4.4 Le scénario de portage retenu en 2022.....	22
5. PRESTATIONS DE LA PMO	23
5.1 Rôle en amont du lancement de l'opération	23
5.2 Rôle en phase exploitation	23
5.3 Prise en charge du coût de gestion de la PMO	24

6. VISITE DE SITES.....	25
6.1 Collège Jacques Prévert (CD13).....	25
6.2 - Groupe Scolaire Nord (Ville de Marseille).....	26
6.3 - Ecole Primaire Sud (Ville de Marseille).....	26
6.4 - Ecole Maternelle Centre (Ville de Marseille).....	27
6.5 - Logements sociaux (HMP).....	28
7. ETUDE ENERGÉTIQUE.....	31
7.1 Consommations.....	31
7.2 Productions photovoltaïques.....	33
7.3 Hypothèses de phasage technique.....	34
7.4 Raccordements et CONVENTION enedis.....	35
7.5 Résultats.....	37
7.5.1 Scénario A : Puissance maximale avec recours à la vente de surplus en OA.....	37
7.5.2 Scénario B : puissance bridée avec recours à la subvention régionale.....	38
8. CONCLUSION DE L'ÉTUDE ÉNERGÉTIQUE.....	39
9. VOLET FINANCIER - TAXES.....	41
9.1 Turpe spécifique.....	41
9.2 Les autres taxes : CSPE et TCFE.....	42
10. FINANCEMENTS ET SUBVENTIONS.....	42
10.1 Subvention régionale SMART PV 3.0.....	42
10.1.1 Conditions d'attribution.....	42
10.1.2 Montants attendus de la subvention.....	43

10.2 Investisseurs potentiels.....	43
10.2.1 Energie Partagée.....	43
10.2.2 La Caisse des Dépôts (CDC).....	44
10.3 L'obligation d'achat pour la vente du surplus.....	44
11. CLÉS DE RÉPARTITION.....	44
11.1 Élaboration de 3 scénarios.....	44
11.1.1 Une clé de répartition fixe qui privilégie les locataires - scénario 1.....	45
11.1.2 La clé de répartition dynamique par défaut - scénario 2.....	45
11.1.3 Une clé de répartition dynamique à développer répondant à des objectifs explicites - scénario 3.....	46
11.1.4 Analyse comparative des scénarios de clé de répartition.....	46
11.2 Conclusions sur la clé de répartition.....	47
12. ETUDE DE RENTABILITÉ DU PROJET.....	48
12.1 Scenario A : Puissance maximale avec vente de surplus en oa.....	48
12.1.1 Les hypothèses de financement.....	48
12.1.2 Les hypothèses de CAPEX.....	48
12.1.3 Les hypothèses d'OPEX et autres.....	49
12.2 Scenario B : Puissance bridée avec subvention régionale.....	50
12.2.1 Les hypothèses de financement.....	50
12.2.2 Les hypothèses de CAPEX.....	50
12.2.3 Les hypothèses d'OPEX et autres.....	50
12.3 Résultats de l'analyse économique.....	50
12.3.1 Scénario A : puissance maximale avec vente de surplus en oa.....	51
12.3.2 Scénario B : Puissance bridée avec subvention régionale.....	51
13. PLANNING.....	53

1. PRÉAMBULE

La Métropole Aix Marseille Provence, dans le cadre du programme SIRIUS, souhaite lancer un Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) à destination d'un opérateur photovoltaïque pour développer un projet d'autoconsommation collective dans le quartier de Frais Vallon.

La Métropole a souhaité être accompagnée dans la rédaction de cet AMI et monter en compétences pour comprendre tous les tenants et aboutissants de cette opération.

Les discussions sur les éléments techniques, financiers et juridiques à déterminer en amont de la mise en place de cet AMI, se feront en concertation avec les parties prenantes et propriétaires des bâtiments concernés qui seront invités à prendre part aux comités techniques et stratégiques tout au long de l'accompagnement.

L'étude du projet, ci-après le « **Projet** » vise à :

sous l'angle technique :

- ✓ Réaliser un état des lieux de la réglementation en cours en termes d'autoconsommation, et une visite de sites pour déterminer le potentiel photovoltaïque en toiture ;
- ✓ Consolider les données de consommations énergétiques des futurs consommateurs de l'opération, définir le périmètre du projet et actualiser le chiffrage de l'opération ;
- ✓ Appuyer la Métropole dans la rédaction de l'ensemble des pièces techniques relatives à l'« Appel à Manifestation d'Intérêt » (AMI) qui permettra de sélectionner l'opérateur PV en parallèle du présent marché.

sous l'angle financier :

- ✓ Mettre en place un modèle économique viable pour l'opérateur photovoltaïque et maximisant les économies d'énergie pour les locataires. Ceci, en faisant varier les hypothèses techniques, financières et fiscales qui s'appliquent au projet, et notamment : la clé de répartition de la production, les subventions, le financement de l'opération ... etc.

sous l'angle juridique :

- ✓ Analyser le contexte juridique pour vérifier l'absence de contraintes ou de dispositions qui viendraient remettre en cause la faisabilité juridique générale du Projet ;
- ✓ Effectuer toutes recommandations en vue de consolider la robustesse juridique d'un appel à projets AAP et de le confronter aux règles de la commande publique ;
- ✓ Présenter les différents scénarios possibles ouverts au Projet et effectuer les recommandations en faveur de l'un ou de l'autre de ces montages ;
- ✓ Préciser le rôle et les missions dévolues à la personne morale organisatrice dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective.

2. ACRONYMES

AC Autoconsommation

ACC Autoconsommation Collective

ACI Autoconsommation Individuelle

AMI Appel A Manifestation d'Intérêt

CAPEX (de l'anglais « Capital Expenditure ») Investissement initial

CCA Compte Courant d'Associé

CG3P Code Général de la Propriété des Personnes Publiques

CRE Commission de Régulation de l'Énergie

CSPE Contribution au Service Public de l'Electricité (autrement appelée TICFE)

EBE Excédent Brut d'Exploitation

EPI Énergie Partagée Investissement

FP Fonds Propres

GRD Gestionnaire du Réseau Public de Distribution d'électricité

HTA/BT Poste de transformation de l'électricité de moyenne en basse tension

OA Obligation d'Achat

OPEX (de l'anglais « Operation Expenditure ») Charges d'exploitation

PMO Personne Morale Organisatrice d'une opération d'autoconsommation collective

P+Q = somme en kWc de la puissance de l'installation (puissance P) et de la puissance des installations à proximité (100 m) appartenant à la même personne (puissance Q). C'est la somme des puissances P+Q qui conditionne le tarif

RB Résultat Brut

RCSD Ratio de Couverture du Service de la Dette

RE Résultat d'Exploitation

RE Responsable d'Equilibre

RN Résultat Net

SPV (de l'anglais « Special Purpose Vehicle ») Société de Projet

TRI Taux de Rentabilité Interne

TURPE Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité

VAN Valeur Actuelle Nette

VT Vente Totale

3. ÉTAT DES LIEUX - RÉGLEMENTATION

3.1 RÉGLEMENTATION RELATIVE A L'AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE

La définition et le périmètre de l'autoconsommation collective a évolué grâce à la loi Energie et Climat du 8 novembre 2019 et l'arrêté du 21 novembre 2019.

Article L315-2 modifié par la loi Energie et Climat du 8 novembre 2019 :

« L'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale (PMO) et dont les points de soutirage et d'injection sont situés dans le même bâtiment, y compris des immeubles résidentiels.

Une opération d'autoconsommation collective peut être qualifiée d'étendue lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale dont les points de soutirage et d'injection sont situés sur le réseau basse tension et respectent les critères, notamment de proximité géographique, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie »

Arrêté du 21 novembre 2019 fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective étendue :

« Pour l'application de l'article L. 315-2 du code de l'énergie, l'opération d'autoconsommation collective est qualifiée d'étendue lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et qui respectent les critères suivants :

1° Ils sont raccordés au réseau basse tension d'un unique gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité et la distance séparant les deux participants les plus éloignés n'excède pas deux kilomètres. La distance entre les sites participant à l'opération d'autoconsommation collective étendue s'apprécie à partir :

- du point de livraison pour les sites de consommation ;*
- du point d'injection pour les sites de production.*

2° La puissance cumulée des installations de production est inférieure à :

- 3 MW sur le territoire métropolitain continental ;*
- 0,5 MW dans les zones non interconnectées. »*

Décret n° 2021-895 du 5 août 2021 relatif à l'autoconsommation collective dans les habitations à loyer modéré :

« Lorsque l'opération d'autoconsommation collective réunit un organisme d'habitations à loyer modéré, au sens de l'article L. 411-2 du code de la construction et de l'habitation, et ses locataires ou des personnes physiques ou morales tierces, la personne morale organisatrice mentionnée à l'article L. 315-2 du présent code peut être ledit organisme d'habitations à loyer modéré.

Le bailleur informe ses locataires du projet d'autoconsommation collective ainsi que les nouveaux locataires de l'existence d'une opération d'autoconsommation collective. A compter de la réception de cette information, chaque locataire ou nouveau locataire dispose d'un délai raisonnable pour informer son bailleur de son refus de participer à l'opération d'autoconsommation collective. A défaut d'opposition de la part du locataire ou du nouveau locataire, ce dernier est considéré comme participant à l'opération d'autoconsommation collective. Chaque locataire peut informer à tout moment son bailleur de son souhait d'interrompre sa participation à l'opération d'autoconsommation collective. Un décret en Conseil d'Etat détermine les modalités d'application du présent article. »

Projet de loi relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables :

« Art. L. 315-2. – Code de l'énergie (Modif)

L'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés dans le même bâtiment, y compris des immeubles résidentiels. Une opération d'autoconsommation collective peut être qualifiée d'étendue lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale dont les points de soutirage et d'injection sont situés sur le réseau basse tension et respectent les critères, notamment de proximité géographique, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

Pour une opération d'autoconsommation collective étendue, lorsque l'électricité fournie est d'origine renouvelable, les points de soutirage et d'injection peuvent être situés sur le réseau public de distribution d'électricité.

L'activité d'autoconsommation collective ne peut constituer, pour **l'autoconsommateur ou le consommateur** qui n'est pas un ménage, son activité professionnelle ou commerciale principale.

Art. L. 331-5. – Code de l'énergie (nouvel article)

Dans les conditions prévues au code de la commande publique, les pouvoirs adjudicateurs et les entités adjudicatrices définis respectivement aux articles L. 1211-1 et L. 1212-1 du même code peuvent recourir à un contrat de la commande publique pour répondre à leur besoin en électricité renouvelable :

1° Avec un tiers mentionné à l'article L. 315-1 du présent code pour la mise en œuvre d'une opération d'autoconsommation individuelle mentionnée au même article L. 315-1. Ce contrat peut confier au titulaire l'installation, la gestion, l'entretien et la maintenance de l'installation de production pour autant qu'il demeure soumis aux instructions de l'autoproducteur ;

2° Dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective mentionnée à l'article L. 315-2 avec un ou plusieurs producteurs participant à cette opération ;

3° Dans le cadre d'un contrat de vente directe à long terme d'électricité mentionné au 2° du I de l'article L. 333-1.

« La durée du contrat est définie en tenant compte de la nature des prestations et de la durée d'amortissement des installations nécessaires à leur exécution, y compris lorsque le pouvoir adjudicateur ou l'entité adjudicatrice n'acquiert pas ces installations. » ;

L'article L. 333-1 - Code de l'énergie (modif article)

I. – Doivent être titulaires d'une autorisation délivrée par l'autorité administrative :

- 1° Les fournisseurs d'électricité souhaitant exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente aux consommateurs finals ou aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes ;
- 2° À partir du 1er juillet 2023, les producteurs d'électricité concluant un contrat de vente directe d'électricité à des consommateurs finals ou à des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.
- À défaut pour le producteur d'en être lui-même titulaire, le contrat mentionné au 2° du présent I peut désigner un producteur ou un fournisseur tiers, déjà titulaire d'une telle autorisation, afin qu'il assume, par délégation, à l'égard des consommateurs finals, les obligations incombant aux fournisseurs d'électricité en application du présent code, notamment celles prévues au chapitre V du présent titre. Le présent alinéa n'est pas applicable aux contrats passés dans le cadre d'opérations mentionnées à l'article L. 315-1.

- Les producteurs d'électricité mentionnés au 2° du présent I adressent à la Commission de régulation de l'énergie, dans un délai de deux mois à compter de la conclusion du contrat, de sa modification ou de la survenance de tout événement l'affectant, les éléments contractuels, financiers, techniques ou opérationnels, pour l'accomplissement des missions définies à l'article L. 131-2. La Commission de régulation de l'énergie peut préciser les contrats soumis à cette obligation et les modifications et les événements mentionnés au présent alinéa et établir la liste des éléments à lui adresser. » ;

II. - L'autorisation d'exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente ne peut être délivrée qu'aux personnes physiques ou morales installées sur le territoire d'un Etat membre de l'Union européenne ou, dans le cadre d'accords internationaux, sur le territoire d'un autre Etat.

III. - Un décret en Conseil d'Etat, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, fixe les conditions d'application du présent article. Il détermine notamment le contenu du dossier de demande d'autorisation et précise les obligations en matière d'information des consommateurs d'électricité qui s'imposent tant aux fournisseurs mentionnés au présent article qu'aux services de distribution et aux producteurs.

- Ce décret prévoit des capacités et des obligations différenciées en fonction de la catégorie de titulaires prévue aux 1° et 2° du I du présent article ainsi que les éléments, les modifications ou les événements mentionnés à l'avant-dernier alinéa du même I.

Conclusions

Ces modifications simplifient la mise en place du projet sur le quartier de Frais Vallon car il répond aux critères de qualification d'autoconsommation collective étendue :

- Distance max entre 2 participants inférieure à 2km
- La puissance cumulée des installations de production inférieure à 3 MW

Le Bailleur peut être PMO d'une opération, et à ce titre, ses locataires sont intégrés par défaut ;

L'opérateur photovoltaïque peut avoir comme activité professionnelle principale l'autoconsommation collective.

Reste d'autres simplifications à attendre et notamment :

- L'exonération de la commande publique pour l'achat de l'électricité produite à proximité immédiate par les personnes publiques.
- L'exonération, pour les producteurs, de la demande d'une autorisation administrative pour la vente de leur électricité, même si le projet de loi prévoit que producteur puisse déléguer cette obligation à un fournisseur ou à un autre producteur déjà titulaire d'une telle autorisation.

3.2 ANALYSE DES RÈGLES D'URBANISME

Le groupement s'est attaché à identifier et vérifier qu'il n'existe pas d'obstacles réglementaires ou fonctionnels rendant le Projet plus complexe voire impossible au regard de la police de l'urbanisme (et dont l'opérateur pourrait ultérieurement se saisir pour renoncer à réaliser le projet).

Dans cette perspective, le Cabinet a réalisé une analyse de la réglementation d'urbanisme à l'échelon communal pour s'assurer de l'absence de conditions rendant impossible la réalisation du Projet notamment en termes d'usage, de gabarit ou autres protections paysagères.

Ces diligences ont consisté en :

- Un audit de l'état de la réglementation applicable sur le site dans les quatre dimensions : urbanisme, environnement, patrimoine et construction ;
- Une analyse du zonage / exploitation du site (actuel)
- La prise en compte de la programmation du site / point de vigilance sur l'adéquation programme/urbanisme
- Un avis sur le type d'autorisation nécessaire

Du point de vue des règles découlant du PLUi dont l'approbation a été validée en cours d'étude (décembre 2019), on peut constater qu'il n'existe pas de dispositions interdisant l'implantation de panneaux photovoltaïques en toiture sur le secteur (sous réserve de ce qui est dit ci-dessous).

Le Bureau d'études INDDIGO a été en mesure de confirmer que les règles de gabarit prévues dans le PLUi sont cohérentes avec les installations à implanter.

Bien évidemment, cette analyse théorique devra être confirmée à l'occasion de l'instruction des autorisations d'urbanisme qui devront être déposées par la société de projet retenue, lesquelles autorisations sont toujours délivrées sous réserve du droit des tiers.

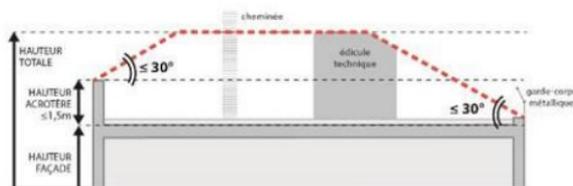
Règles générales de construction (secteur en zone UC – pas de restriction générale dans la zone)
Panneaux photovoltaïques sont définies dans le PLUi comme des installations techniques (donc autorisés)



Règles d'insertion paysagère et vérification de la possibilité d'implantation au regard des règles de hauteur = schéma de prise en compte pour les toitures terrasses (dominantes dans le projet)

- c) Peuvent surmonter une toiture plate (pente $\leq 10\%$) des installations et constructions qui ne génèrent pas de surface de plancher telles que des éléments architecturaux (pergolas par exemple), des installations techniques* ou encore des locaux techniques*.

Excepté pour les antennes nécessaires au fonctionnement de services publics (pompiers, gendarmerie...) et pour les cheminées, ces installations ou constructions doivent s'inscrire dans le volume de la 5^e façade* dont les dimensions sont définies par le schéma suivant :



L'angle de 30° est mesuré à partir du haut de l'acrotère* dont la hauteur, mesurée à partir du nu supérieur de la dernière dalle, est inférieure ou égale à 1,5 mètre.

Pour le surplus, on rappelle qu'une demande d'autorisation d'urbanisme est laissée à l'appréciation des services instructeurs et susceptible de faire l'objet de recours des tiers (dans un délai de deux mois à compter de son affichage sur le site (y compris si c'est une déclaration préalable) et de trois mois pour le délai de retrait ouvert à la collectivité.

Ce point devra être pris en compte dans les conventions d'occupation qui seront consenties à l'opérateur (producteur) sous couvert d'une condition suspensive pour le cas où l'autorisation d'urbanisme devait l'objet d'un recours (prorogation des délais par exemple).

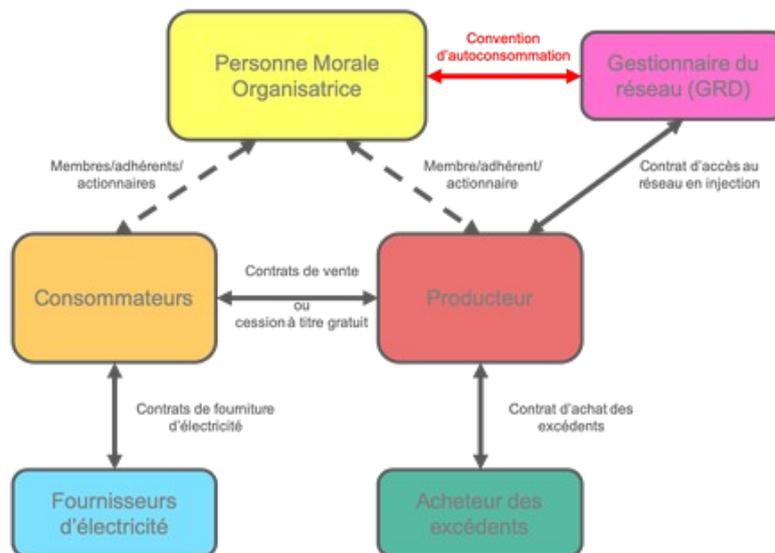
4. SCÉNARIOS DE PORTAGE JURIDICO-FINANCIERS

4.1 LES ACTEURS DE L'OPÉRATION D'AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE

Cette opération fait ainsi intervenir de nombreux acteurs tels que :

- ✓ La personne morale organisatrice (PMO) de l'opération qui lie producteur(s) et consommateur(s)
- ✓ Le(s) producteurs participant à l'opération
- ✓ Le(s) consommation(s) participant à l'opération
- ✓ Le(s) fournisseur(s) pour le complément de fourniture des consommateurs
- ✓ Le(s) acheteur(s) pour la vente éventuelle du surplus
- ✓ Le gestionnaire de réseau pour le raccordement au réseau et l'affectation des flux

Les flèches pleines correspondent aux relations contractuelles. Les flèches en pointillé désignent des liens non contractuels (liens implicites).

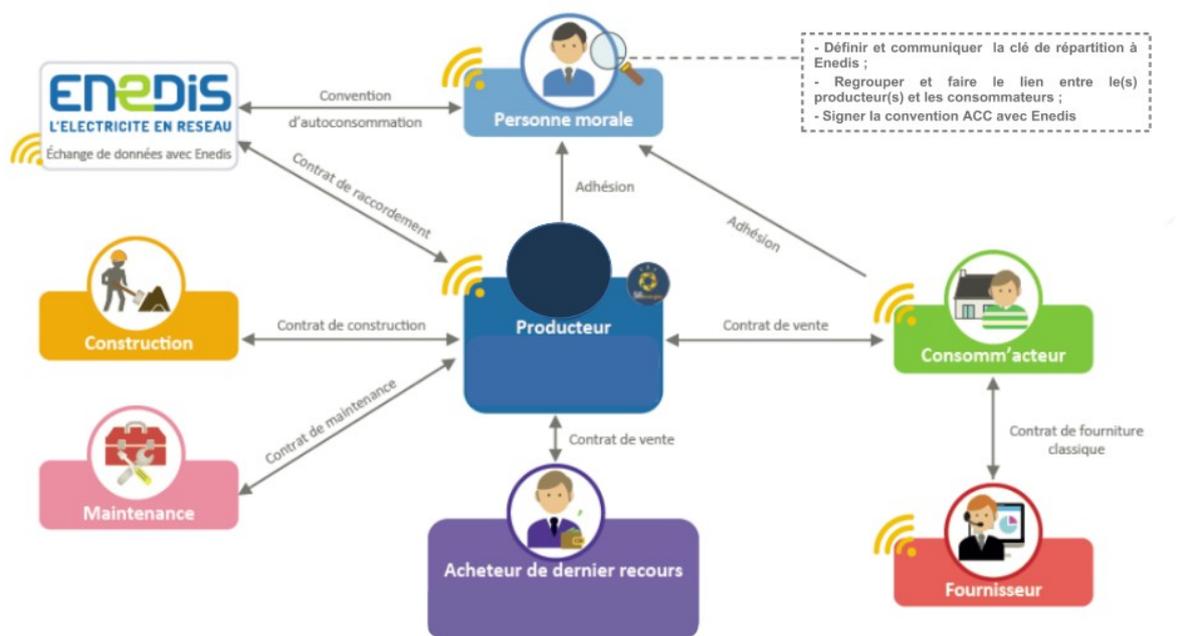


Source : HESPUL / schéma organisationnel - PMO

On précise encore que ce dispositif a fait l'objet de points particuliers de vigilance par le régulateur (la Commission de Régulation de l'Energie) notamment sur les enjeux du coût d'utilisation du réseau.

A cet égard, d'un point de vue terminologique on précise qu'on utilise le terme « alloproduction » pour désigner l'électricité provenant du réseau. C'est le terme choisi par la Commission de Régulation de l'Energie pour nommer spécifiquement le soutirage réseau des autoconsommateurs collectifs.

Du point de vue de la documentation, ENEDIS :



Il s'agit d'identifier et de déterminer les entités juridiques des divers acteurs qui prennent part à cette opération et notamment :

- La Personne Morale Organisatrice ;
- Le(s) consommateur(s)
- Le(s) producteur(s)

4.2 LES ENTITÉS JURIDIQUES ASSOCIÉES

4.2.1 STRUCTURE JURIDIQUE DE LA PERSONNE MORALE ORGANISATRICE

Outre sa fonction technique auprès du gestionnaire du réseau, la personne morale organisatrice (PMO) doit être implantée localement dans le quartier pour pouvoir également participer à la vie de quartier, améliorer le cadre de vie... etc.

Parmi les différentes structures juridiques possibles, nous avons écarté directement les dispositifs tels que :

- **Les associations syndicales de propriétaires** (comme dans le cas de copropriété) puisqu'une majorité des consommateurs seront locataires ;
- **Les syndicats** (dont l'intérêt est exclusivement de protéger les intérêts professionnels)
- **La fondation**, dont l'intérêt réside dans l'affectation irrévocable d'un bien, droit ou ressource (en exécution d'une loi spéciale).
- Le **Groupement Inter Entreprise** (GIE) dont l'objet est de favoriser le développement économique de chacun de ses membres.

Nous avons analysé en détail les deux structures qui nous paraissent répondre le plus précisément aux objectifs fixés la Métropole, c'est à dire :

- ❖ Une structure principalement à but non lucratif (telle qu'une association)
- ❖ Une structure qui permette la réalisation d'animation pour le compte des locataires et qui mène des projets de quartier ;

Les conclusions de cette analyse sont synthétisées ci-dessous :

- L'association loi 1901

ASSOCIATION

OBJET

- Loi du 1^{er} juillet 1901 relative au contrat d'association et son décret du 16 août 1901
- but non lucratif
- But désintéressé

BENEFICIAIRE DE SES SERVICES

Adhérents et autres dans la limite de son objet social

ASSOCIES

- adhérents de l'association
- producteur du service
- collectivités territoriales (sous conditions de délibération spécifiques)

DISTRIBUTION DE DIVIDENDES ?

- Non – en cas de partage de bénéfice, l'association s'expose à faire l'objet d'une requalification devant les tribunaux en société créée de fait

DEGRE D'ADAPTABILITE A LA FONCTION DE PMO

+++ Collégialité	++ Gouvernance
-- Fonctionnement Caractère impartageable des ressources = freins pour le développement de l'activité	--- Activité limitée Pose la question de la pérennité

- La Société Coopérative d'Intérêt Collectif en tant que PMO

SCIC (société coopérative d'intérêt collectif assujetties à trois séries de disposition)

OBJET

- Forme commerciale (soit SAS, SA ou SARL)
- Loi du 10 septembre 1947 qui lui donne un objet spécifique « la production ou la fourniture de biens et de services d'intérêt collectif, qui présentent un caractère d'utilité sociale » (art 19 q. loi 10/09/1947)
- Règles de droit commun découlant du code civil

BENEFICIAIRE DE SES SERVICES

- Principe de l'exclusivisme
- Exception dans conditions art. 19 précité

ASSOCIES

- Producteur de services (ou salariés) ex : BET
- Bénéficiaires du services ex : SAS production
- Autres ex : financier ou collectivités

RESPONSABILITE ASSOCIES

- Pas de responsabilité (sauf faute gestion)

STATUTS

- Liberté statutaire

COMMISSAIRE AUX COMPTES

- Droit commun des sociétés

RAPPORT ANNUEL

- Droit commun des sociétés

FISCALITE

- Soumission de principe IS
- (déduction de l'assiette les réserves impartageables)
- Soumission des associés à la déclaration effective PP

LIQUIDATION - EVOLUTIVITE

- Actif jamais dévolu aux associés
- Dévolution de l'actif à une autres structure de l'économie sociale et solidaire

CAPITAL SOCIAL

- variable
- 3 euros (sur la base de 3 associés 1 part = 1 euros)
- Titres participatifs (gestion liquidation)

REMUNERATION CAPITAL

- Impartageabilité des réserves
- Réserves légales : 15 % des Excédents d'Exploitation
- Réserves impartageables : 57 % des Excédents d'Exploitation (mini)
- Le reliquat pouvant être versé en rémunération des intérêts des parts sociales (remarque : déduction avant versement des éventuelles aides publiques ou associatives)

GOUVERNANCE

- 1 personne = 1 voix
- Possibilité d'organisation par collège

DROIT DE SORTIE

- Droit au remboursement des parts

RESSOURCES

- Eligibles aux subventions

CONTRÔLE

- Révision / ans

DEGRE D'ADAPTABILITE A LA FONCTION DE PMO

+++ Collégialité des associés	++ Gouvernance
-- Fonctionnement Caractère impartageable des ressources = freins pour le développement de l'activité	--- Activité de prestations de services = Ressources limitées aux prestations (et non production d'énergie) Pose la question de la pérennité

4.2.2 STRUCTURE JURIDIQUE DU PRODUCTEUR OU SOCIÉTÉ PRODUCTRICE

L'opérateur photovoltaïque aura le choix d'investir directement dans le Projet ou de créer une société de projet dédiée à l'activité d'installation, production et vente d'électricité renouvelable.

Dans le cas de la création d'une société dédiée et dans l'hypothèse d'une ouverture du capital (voir ci-dessous, 5.2.3 scénarios 3 et 4), nous avons étudié les deux formes juridiques les plus appropriées : la SCIC et la SAS.

La SEM n'a pas été retenue au vu du peu d'intérêt que cette forme juridique représente pour l'opérateur photovoltaïque qui sera contraint d'ouvrir son capital à plus de 50% à des personnes publiques assujettissant le véhicule aux règles de la commande publique pour l'ensemble de ses marchés, ce qui pour le développeur est une contrainte très forte.

- La SAS

OBJET

- Créée loi du 3 janvier 1994

BENEFICIAIRES DE SES SERVICES

- Associés comme des tiers

ASSOCIES

- Responsabilité limitée aux apports
- Ouverture aux collectivités difficile autre que la production d'énergie renouvelable

STATUTS

- Liberté statutaire

CAPITAL SOCIAL

- Obligatoire
- Pas de minimum (supprimé par la loi LME)

REMUNERATION CAPITAL

- Possible

GOUVERNANCE

- Souplesse via les statuts (Président obligatoire)
- Organisation collégiale permettant un fonctionnement souple et soumis à un droit d'information et de contrôle des associés

DROIT DE SORTIE

- Clauses sorties à aménager statutaire (pacte d'associés)

RESSOURCES

- Recours aux emprunts
- Subvention possible sous conditions

CONTRÔLE

Rapport annuel

COMMISSAIRE AUX COMPTES

- Droit commun des sociétés

RAPPORT ANNUEL

- Droit commun des sociétés

FISCALITE

- Soumission de principe IS

LIQUIDATION - EVOLUTIVITE

Droit commun des sociétés

DEGRE D'ADAPTABILITE A LA FONCTION DE PMO

+++ Grande liberté d'organisation	++ Professionnalisation de l'activité et limitation des risques pour les SAS Projet
-- Externalisation de l'activité hors de la SAS Projet	--- Menace de la pérennité économique / nombre de projet dans le temps

- La Société Coopérative d'Intérêt Collectif en tant que société productrice

Les avantages et les inconvénients du fonctionnement coopératif ont été explicités dans le 5.2.2.1. La mise en réserve impartageable obligatoire de 57,5% ne permet pas à l'opérateur photovoltaïque de rentabiliser son opération.

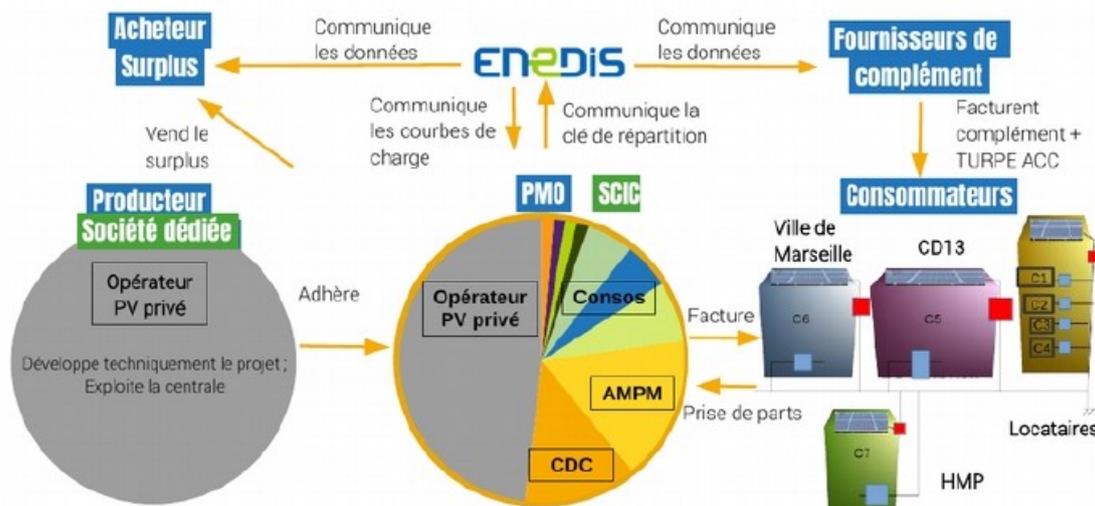
Nous proposons de retenir à ce stade de l'étude, les deux formes juridiques les plus adaptées pour la Personne Morale Organisatrice :

- la Société Coopérative d'Intérêt Collectif et l'Association avec une forte recommandation pour ce dernier support juridique ;
- la SAS pour la société productrice comme étant le standard habituel

4.3 LES SCÉNARIOS DE PORTAGE

L'étude des formes juridiques possibles pour les acteurs de l'opération d'autoconsommation collective mène à la proposition de 4 scénarios de portage de l'opération.

4.3.1 SCÉNARIO N°1 : UNE P.M.O SOUS FORME COOPÉRATIVE



Avantages :

- Cette forme juridique répond à la volonté de la Métropole de mettre en place sur le quartier de frais Vallon une structure d'intérêt général et d'utilité publique.
- Sans être productrice ni consommatrice, la Métropole peut également prendre des parts dans la SCIC ;

Inconvénients :

- Les collectivités peuvent exceptionnellement prendre des parts de capital dans une société dont l'objet est exclusivement la production d'électricité renouvelable (article L2251-3 du CGCT) mais cette société ne peut pas avoir d'autres activités économiques, notamment la vente de prestations de maîtrise de l'énergie.
- La PMO ne détient pas les actifs : elle a un coût de gestion plus important que l'association et doit développer un modèle économique parallèle, voire même préalablement au lancement de l'opération d'autoconsommation collective pour attirer les futurs actionnaires ;
- Le fonctionnement coopératif peut être contraignant pour certains investisseurs :
 - Rentabilité des parts limitée au TMRO ;
 - Environ 60 % des bénéfices sont mis en réserve impartageable ;
 - Égalité des voix quel que soit le capital investi.
 - La prise de parts dans une société commerciale est complexe à expliquer aux locataires et nécessite une importante phase de concertation préalable ;
 - Les structures fondatrices de la coopérative sont confrontées à des démarches et formalités complexes, à respecter lors de la constitution de la société.

4.3.2 SCÉNARIO N°2 : UNE P.M.O SOUS FORME ASSOCIATIVE



Avantages :

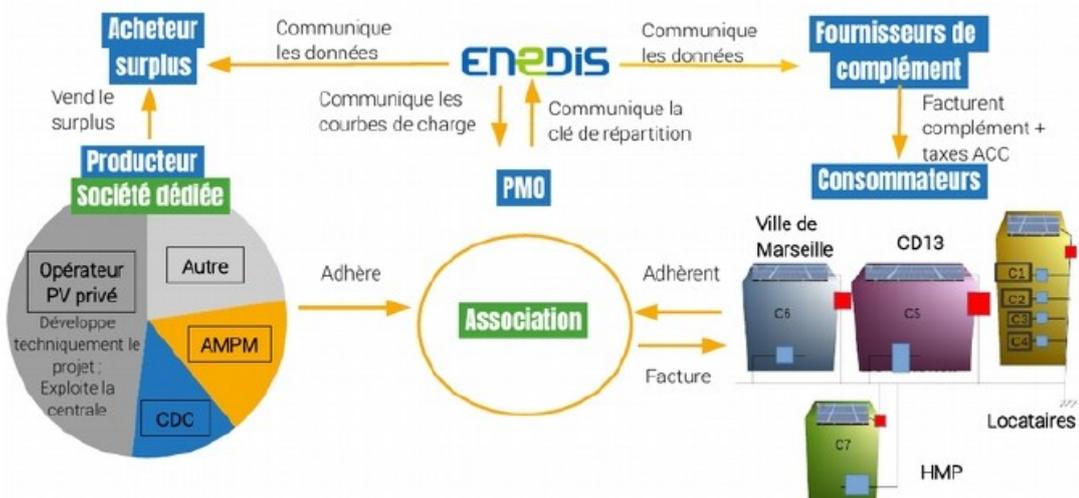
Cette forme juridique répond également à la volonté de la Métropole de mettre en place sur le quartier de frais Vallon une structure d'intérêt général et d'utilité publique ;

- La structure associative est généralement bien connue des locataires (associations de quartier) ;
- La création d'une association et l'adhésion à la structure associative sont des démarches simples tant pour les locataires que pour les collectivités ;
- Sans être productrice ni consommatrice, la Métropole peut également adhérer à l'association ;

Inconvénients :

- Le statut associatif ne permettra pas de développer une activité économique lucrative parallèlement à l'activité PMO (cf V.4). Les frais de gestion de la PMO devront être pris en charge (Cf V.5) ;
- Il n'y a pas de rentabilité économique pour des acteurs extérieurs qui souhaiteraient intégrer le projet.
- L'opérateur photovoltaïque est le seul à bénéficier des retombées économiques du projet.

4.3.3 SCÉNARIO N°3 : UNE SOCIÉTÉ PRODUCTRICE MULTI-ACTIONNAIRES



Avantages :

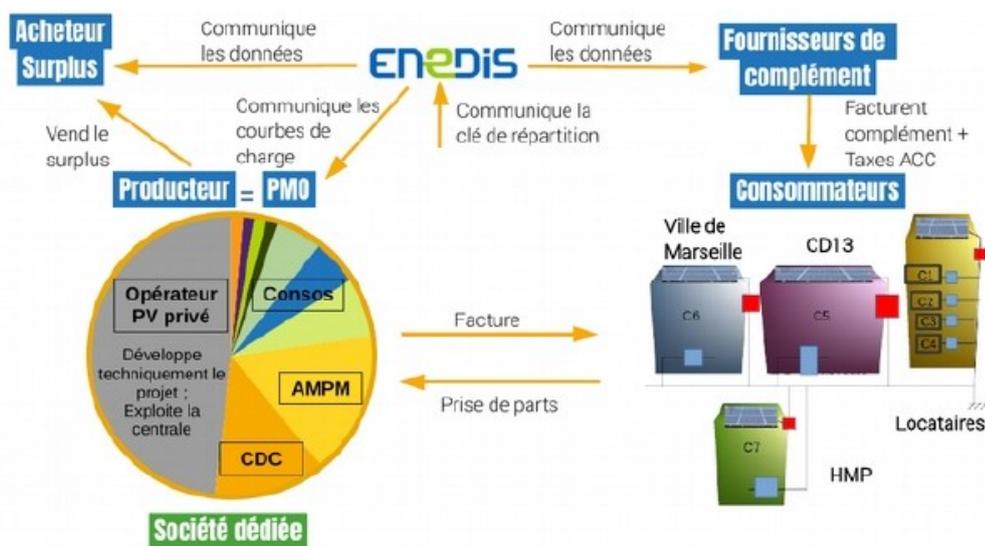
En plus des avantages du scénario précédent, le scénario 3 présente les avantages supplémentaires suivants :

- Les partenaires locaux peuvent intégrer le projet et être acteurs dans la gouvernance de la société. Les prises de parts de capital peuvent être décorrélées du poids de décision dans la gouvernance du projet ;
- Les retombées économiques sont partagées avec les acteurs locaux ;
- Les partenaires /acteurs locaux peuvent investir dans le projet sans porter le risque de son développement ;
- Les locataires peuvent également être actionnaires de la société productrice.
- Les études financées par la Métropole peuvent être des apports en industrie : les frais d'études sont convertis en parts de capital dans la société.

Inconvénients :

- Le montage de la société dédiée est plus complexe pour l'opérateur photovoltaïque et il doit partager ses bénéfices ;

4.3.4 SCÉNARIO N°4 : UNE SOCIÉTÉ PRODUCTRICE MULTI-ACTIONNAIRES ET PMO



Avantages :

En plus des avantages du scénario précédent, le scénario 4 présente les avantages supplémentaires suivants :

- Une seule structure juridique pour les deux acteurs de l'opération d'autoconsommation collective, ce qui permet des économies de frais de gestion, de temps de création
- Les coûts de facturation, transmission des données à Enedis, communication et assistance auprès des consommateurs sont intégrés dans le modèle économique de la société ;
- La création de la société peut être prise en charge par l'opérateur photovoltaïque.

Inconvénients :

- Le montage de la société dédiée est plus complexe pour l'opérateur photovoltaïque et il doit partager ses bénéfices ;
- La prise de participation dans une société commerciale est complexe à expliquer aux locataires et nécessite une importante phase de concertation préalable ;
- La prise de parts de capital est également plus complexe à faire délibérer dans les instances de décision de chacune des collectivités.

- Sur une opération d'autoconsommation d'envergure, les entrées et sorties des consommateurs (locataires) seront plus complexes à gérer que sous la forme associative.

En conclusion, nous proposons de retenir :

- Le modèle contractuel le plus souple et le moins générateur de frais pour la PMO : tel que l'association de type loi 1901.

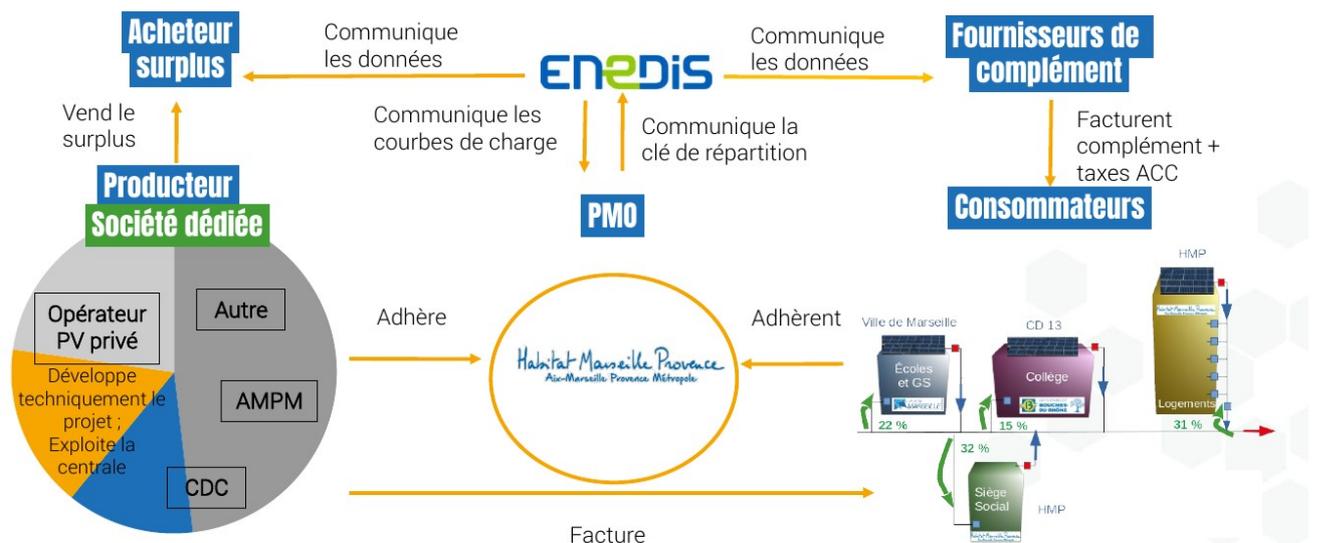
Cette structure jouera un rôle de facilitatrice entre le producteur et les consommateurs.

L'adhésion peut se faire au moyen d'un formulaire d'adhésion qui, dans le cas des locataires, peut être joint au contrat de vente de l'électricité produite par HMP.

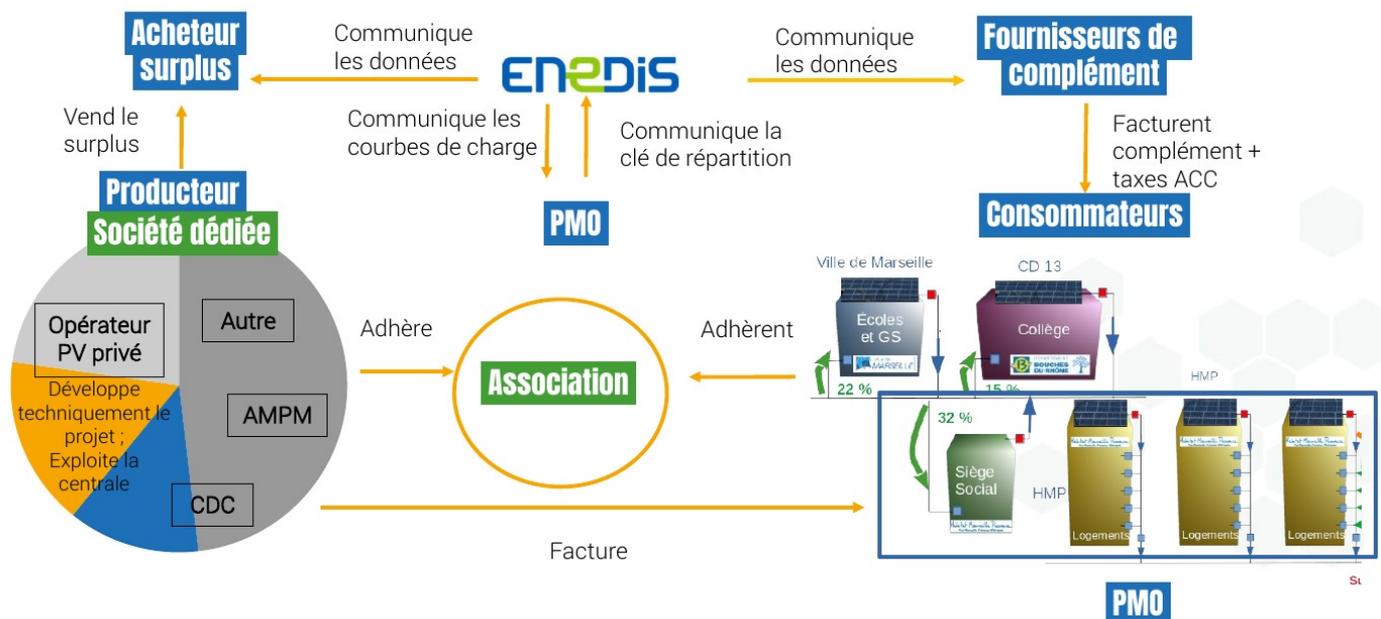
- La SAS multi-actionnaire, dont les statuts sont souples et adaptables aux particularités de ce projet, pour la société productrice afin d'intégrer les collectivités et partenaires locaux dans la gouvernance de l'opération.

4.4 LE SCÉNARIO DE PORTAGE RETENU EN 2022

Pour rappel, selon le décret du 25 août 2021 qui vient modifier l'article 315-2-1 du code de l'énergie, lorsque l'opération d'autoconsommation collective réunit un organisme d'habitations à loyer modéré, au sens de l'article L. 411-2 du code de la construction et de l'habitation, et ses locataires ou des personnes physiques ou morales tierces, la personne morale organisatrice mentionnée à l'article L. 315-2 du présent code peut être ledit organisme d'habitations à loyer modéré. Nous avons donc proposé un nouveau scénario en ce sens, qui simplifie le montage.



Après consultation du COPIL, HMP n'a pas vocation à être la PMO de l'ensemble des partenaires au-delà des locataires : notre proposition est donc de mettre en place 2 opérations d'ACC avec des périmètres en poupée russe :



5. PRESTATIONS DE LA PMO

5.1 RÔLE EN AMONT DU LANCEMENT DE L'OPÉRATION

Il est rappelé qu'ENEDIS a mis au point un modèle de convention à conclure avec une personne morale organisatrice relative à la mise en œuvre d'une opération d'autoconsommation collective (dans sa dernière version mise à jour au 1/12/2020 https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-FOR-CF_01E.pdf).

La Personne Morale Organisatrice aura en charge, à minima, de :

- Recueillir l'autorisation des Participants ;
- Récupérer les adhésions des participants à la PMO ;
- Etablir la convention d'Autoconsommation Collective avec Enedis ;
- Définir la clé de répartition en lien avec le(s) producteur(s) et en informer Enedis et les consommateurs ;

En amont de l'opération, la PMO pourra également être en charge d'organiser des réunions d'information et de sensibilisation auprès des locataires.

5.2 RÔLE EN PHASE EXPLOITATION

La Personne Morale Organisatrice aura en charge, à minima, de :

- Réceptionner mensuellement les données Enedis ;
- Transmettre ces données et notamment :
 - La part d'électricité autoconsommée par chaque Consommateur ;
 - La part d'électricité autoconsommée par l'ensemble des Consommateurs ;
 - L'injection du surplus dans le réseau public par le Producteur ;
 - Le soutirage physique par l'ensemble des Consommateurs

La PMO pourra également se charger de facturer pour le compte du producteur, l'électricité autoconsommée par chaque Consommateur et facturer pour le compte du producteur, le surplus injecté sur le réseau. Cette facturation pourra être bimestrielle ou trimestrielle.

Le rôle de gestion de la PMO, c'est à dire l'ensemble des missions listées ci-dessus, excepté l'établissement de la Convention d'Autoconsommation Collective avec Enedis, pourra être sous-traité à une PMO déléguée.

- Soit à l'opérateur photovoltaïque s'il en a les compétences et les moyens ;
- Soit à une entreprise spécialisée (ex : ENOGRID).

5.3 PRISE EN CHARGE DU COÛT DE GESTION DE LA PMO

Le groupement a choisi d'intégrer dans le modèle économique de l'opérateur photovoltaïque le coût de gestion de la PMO, estimé à 7 500 €/an.

Une partie des missions de la PMO peuvent également être assurées par des salariés mis à disposition par une des collectivités participantes, gratuitement.

Ce coût peut également être couvert par une cotisation annuelle adaptée des adhérents de la PMO. Une proposition pour couvrir ces charges annuelles serait la suivante :

- 1 500 €/an pour chacune des collectivités adhérentes (HMP, la ville de Marseille, AMPM, le CD13), ce qui représenterait environ 6000 €/an.
- 1 € symbolique pour les locataires ;

La PMO pourra également mener des actions sur la maîtrise de l'énergie et être en lien avec un groupement de commande ou toute autre action en lien avec l'environnement, le social et l'énergie.

6. VISITE DE SITES

Grâce aux visites des bâtiments réalisées, nous avons pu collecter les données pour définir le potentiel en toiture.

6.1 COLLÈGE JACQUES PRÉVERT (CD13)

Les toitures du gymnase et des bâtiments « Nord », dégagées et avec peu de masques solaires, semblent propices à l'installation de modules PV.



Vue des toitures du collège depuis le bâtiment L



Proposition de calepinage correspondant à une puissance de 320kWc

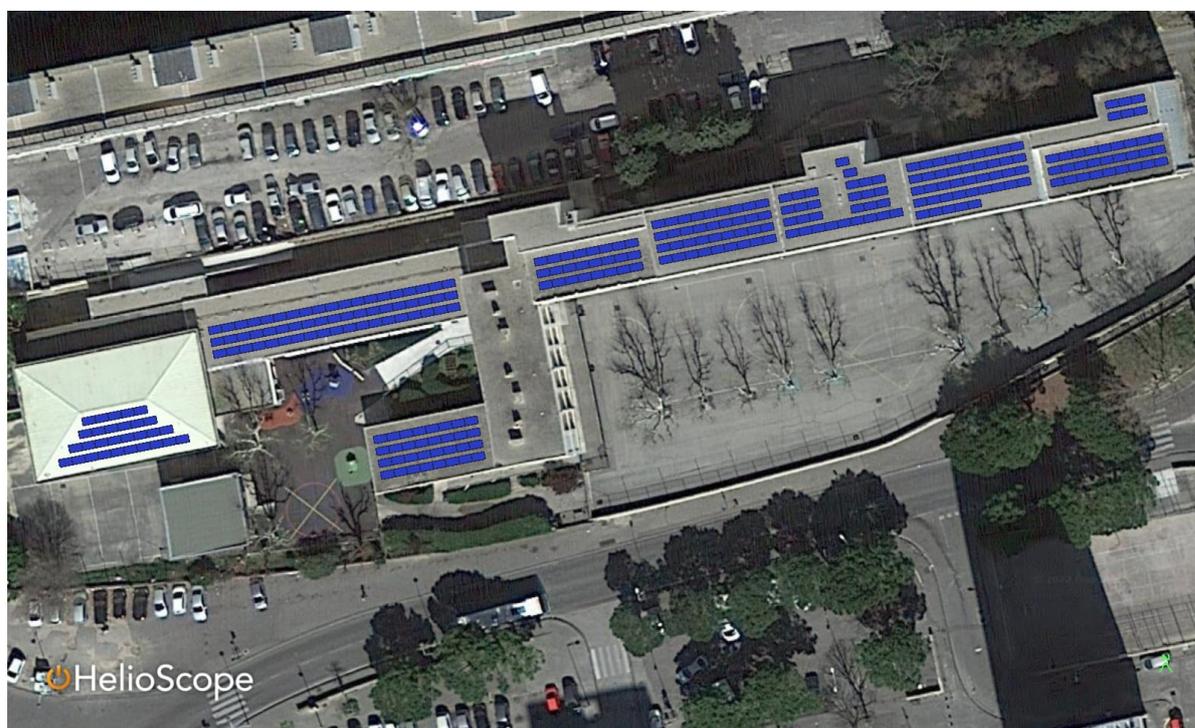
La surface disponible est d'environ **3500** m², soit un potentiel d'environ 320 kWc. Mais la centrale devrait se limiter à 250 kVA (soit environ 310 kWc) pour rester dans le seuil de la Basse Tension.

Le complexe d'étanchéité devrait être rénové avant toute installation photovoltaïque et il devra être compatible avec le système de fixation choisi. La structure métallique du gymnase et la classe de compressibilité de son isolant devront aussi faire l'objet d'une attention particulière. Lanterneaux d'accès aux toitures et lignes de vie existants.

Le département des Bouches du Rhône étudiait déjà en 2020 un projet d'autoconsommation individuel pour ce collège. Les conclusions de l'étude de faisabilité préconisaient l'implantation d'une centrale de 53 kWc pour rester au-dessus du seuil de 75% de taux d'autoconsommation. Si cette centrale a bien été installée, il resterait donc suffisamment de place sur les toitures pour implanter une centrale de 310 kWc qui injecterait **toute sa production** dans le projet d'autoconsommation collective du quartier. Nous prenons cette hypothèse ; le collège ne fait donc pas partie des consommateurs de l'opération d'autoconsommation collective.

6.2 - GROUPE SCOLAIRE NORD (VILLE DE MARSEILLE)

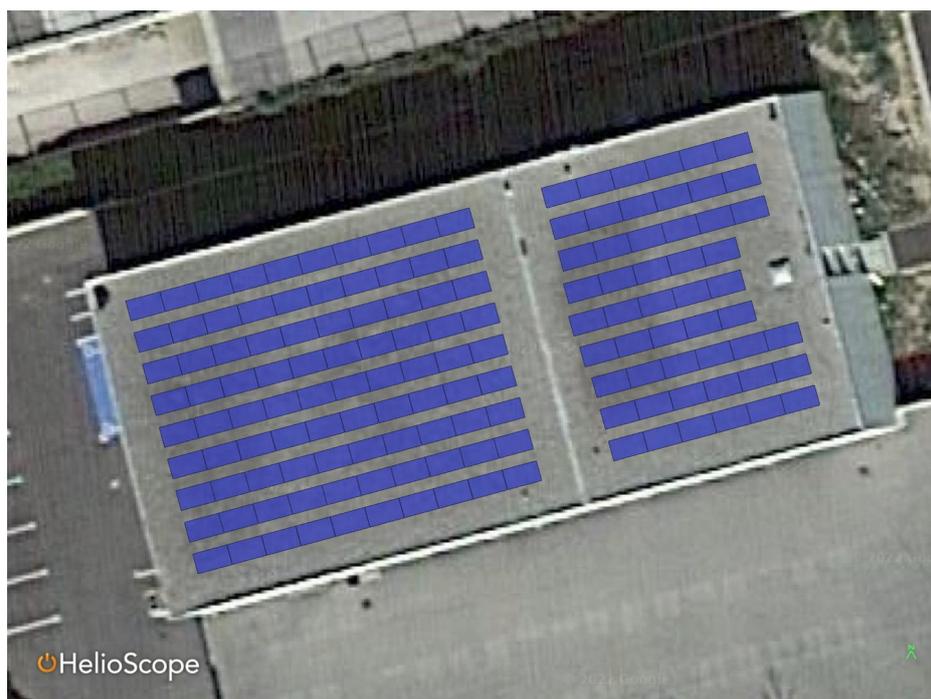
Le complexe d'étanchéité a été rénové en 2019 (isolant terrasse polyuréthane 80 mm+ voile bitume armé 40 TV + protection gravillonnée). Un tuyau de chauffage traversant les zones nord des toitures peut gêner quelque peu l'implantation des capteurs solaires. Le pan sud de la toiture du gymnase (au sud-est de l'école) est exploitable.



La surface disponible est d'environ 600 m², soit un potentiel d'environ 105 kWc. Mais la centrale devrait se limiter à 100 kWc afin de s'affranchir de la taxe IFER. Des accès aux toitures et éléments de protection sont à prévoir. Le compteur Linky a déjà été mis en place.

6.3 - ECOLE PRIMAIRE SUD (VILLE DE MARSEILLE)

Le complexe d'étanchéité devra être rénové avant l'installation d'une centrale PV et les matériaux utilisés compatibles avec le système de fixation choisi. La toiture du bâtiment principale est dégagée. La structure métallique du gymnase au sud-est est vétuste.



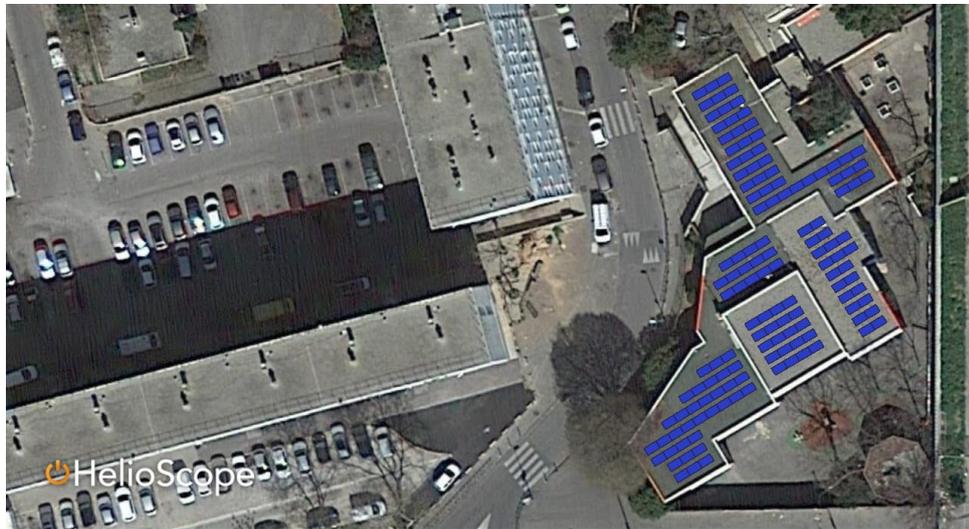
La toiture du bâtiment principal pourrait accueillir environ 53 kWc. Lanterneau d'accès à la toiture existant. Des éléments de protection collective ou individuelle à prévoir. Le compteur Linky a été mis en place.

6.4 - ECOLE MATERNELLE CENTRE (VILLE DE MARSEILLE)

Le complexe d'étanchéité a été rénové en 2019 (isolant terrasse polyuréthane 80 mm + voile bitume armé 40 TV). Toitures en îlots avec quelques masques, ne facilitant pas l'implantation de modules PV.



Vue de la toiture depuis le bâtiment L, pendant les travaux de rénovation de l'étanchéité



L'implantation possible de modules PV est estimée à environ 50 kWc. Accès et éléments de protection à prévoir. Le compteur Linky a déjà été mis en place.

6.5 - LOGEMENTS SOCIAUX (HMP)

Toutes les toitures des bâtiments seront rénovées selon le planning du schéma directeur fourni par HMP. L'opérateur PV qui installera les centrales photovoltaïques et le bailleur HMP, devront se mettre d'accord sur le cahier des charges des matériaux d'isolation et d'étanchéité ainsi que du mode de pose des modules PV. Ils devront également étudier ensemble la possibilité de déposer certaines structures et cheminées, présentes sur les toitures, et qui représentent des masques potentiels pour les centrales photovoltaïques.



Vue de la toiture du bâtiment G

Le bâtiment G présente un panneau métallique sur sa face nord dont les pieds de renforcement gênent l'implantation de la centrale PV. Côté sud le bâtiment G (comme le bâtiment B) présente une structure en béton élevée qui représente un masque important pour la future centrale. Il est recommandé de déposer ces éléments.



Vue sur la toiture du bâtiment G



Vue de la toiture de la tour F (identique tours H et C)



Vue de la toiture du bâtiment L (identique bâtiments I, N et K)



Vue de la toiture du bâtiment O (identique bâtiments J et M)

7. ETUDE ENERGÉTIQUE

7.1 CONSOMMATIONS

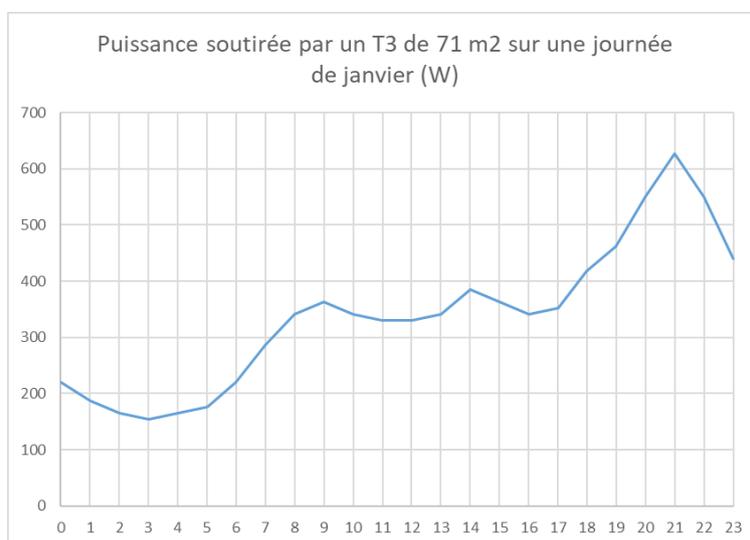
A partir des consommations annuelles de chaque bâtiment, les modélisations annuelles de leurs appels de puissance ont été définies au pas horaire par le Bureau d'étude Inddigo, en fonction du type de chaque bâtiment.

Pour le collège, des mesures P10 sur 11 mois de l'année 2019 ont été transmises par le Département 13, ainsi que les factures de l'année 2021. Ces données ont été croisées pour récupérer l'appel de puissance le plus proche de la réalité.

Nom	Propriétaire	Consommation électrique MWh/an
Collège Prévert	CD13	346 (selon P10 2019) / 264 selon factures 2021
GS Nord	Ville de Marseille	57 (moyenne 2013 à 2016)
Maternelle Sud	Ville de Marseille	20 (moyenne 2013 à 2016)
Maternelle Centre	Ville de Marseille	23 (moyenne 2013 à 2016)
Primaire Sud	Ville de Marseille	29 (moyenne 2013 à 2016)
Crèche	Ville de Marseille	39 (moyenne 2013 à 2016)
EHPAD	HMP	342 (moyenne 2013 à 2016)
Siège HMP	HMP	664

Consommation électrique des bâtiments inclus dans le périmètre étudié

Pour les logements du bailleur social HMP, Inddigo et Enercoop PACA, en se basant sur la campagne de mesure réalisée par le Bureau d'étude SS2E dans 5 logements du quartier, a modélisé une courbe annuelle d'un logement type T3 de 71 m² qui consommerait sur une année 2 689 kWh.



Profil d'appel de puissance d'un logement à Frais Vallon (source : SS2E)

N.B : Le chauffage et l'ECS des logements ne sont pas électriques mais fournis par le réseau de chaleur du quartier.

Sur la base du nombre et de la taille des logements qui seront habités dans chaque bâtiment après les travaux de réhabilitation, nous avons pu extrapoler cet appel de puissance d'un logement type et déterminer ainsi la courbe de charge de chaque bâtiment.

Nbre de logements	T2	T3	T4	T5	Total général	Surface plancher m2
B	8	55	43	0	106	7133
C	62	62		1	125	6848
F	63	63			126	6867
G	20	52	28	20	120	8216
H	63	63			126	6867
I	16	18	16	8	58	3914
J		22	10		32	2122
K	16	18	16	8	58	3914
M	0	24	16		40	2712
N	26	31	27	8	92	6095
O	5	25	20		50	3350
TOTAL frais vallon	279	433	176	45	933	58038

Identification des types de logement dans chacun des bâtiments

7.2 PRODUCTIONS PHOTOVOLTAÏQUES

→ PUISSANCES INSTALLABLES

Suite à nos observations lors des visites de sites et grâce aux mesures réalisées sur Géoportail, nous avons estimé le potentiel de puissance crête installable, sur chaque bâtiment.

Toutes ces toitures sont des toitures terrasse gravier, sauf le gymnase du collège qui est une toiture terrasse bitume.

Nom	Propriétaire	Puissance envisagée kWc	Estimation CAPEX €/Wc	Commentaires
Collège Prévert	CD13	310	1,1	Limitée à 250 kVA, soit 310 kWc
GS Nord	Ville de Marseille	100	1,2	Limitée à 100 kWc
Maternelle Sud	Ville de Marseille	0		Centrale PV en vente totale déjà installée
Maternelle Centre	Ville de Marseille	50	1,3	
Primaire Sud	Ville de Marseille	53	1,3	
Crèche	Ville de Marseille	0		Ombre important
Siège HMP	HMP	0		Ombre important
B	HMP	32	1,6	Structure béton gênante sur toit à déposer. Une VMC doit être installée
C	HMP	34	2,5	Cheminées
F	HMP	28	2,5	Cheminées
G	HMP	38	1,6	Structure béton gênante sur toit à déposer. Une VMC doit être installée
H	HMP	34	2,5	Cheminées
I	HMP	16	2	Cheminées
J	HMP	39	1,4	
K	HMP	16	2	Cheminées
M	HMP	39	1,4	
N	HMP	45	1,4	Cheminées
O	HMP	60,8	1,4	

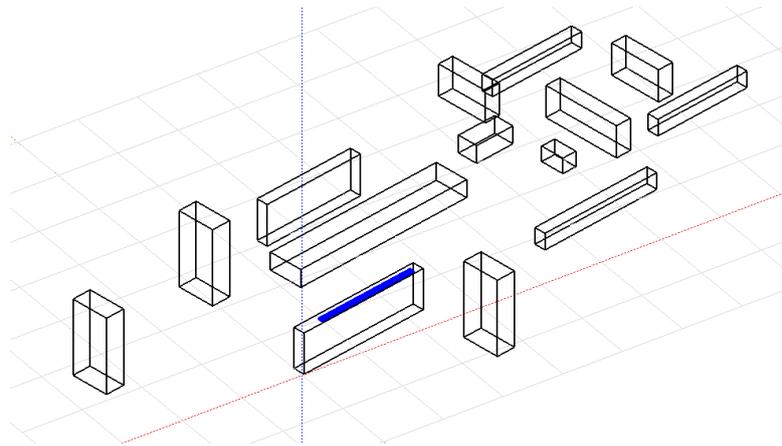
Puissance envisagée en kWc par bâtiment

La puissance crête totale, installable sur les toitures des propriétaires de cette étude, est donc estimée à environ **901 kWc**.

→ PRODUCTIBLE

Grâce au logiciel Helioscope nous avons pu modéliser la production des centrales photovoltaïques au pas horaire.

Une étude d'ombrage a été réalisée afin d'évaluer l'influence des masques créés par les bâtiments entre eux sur la production électrique. L'étude conclut que l'impact de ces masques est négligeable.



Modélisation du quartier pour étude d'ombrage avec le logiciel PVsyst

La courbe de production de chaque centrale a été générée en prenant en compte la localisation, l'orientation et les ombrages.

En moyenne la production des centrales photovoltaïques a été estimée à **1430 kWh** par kWc installé.

→ ESTIMATION DU CAPEX

Le tableau ci-dessus indique un estimatif du coût de mise en œuvre des centrales photovoltaïques par bâtiment. Celui-ci tient compte de la hauteur du bâtiment (coût du levage), de la présence de sécurité collective sur la toiture et de la puissance de la centrale. En effet le phasage du projet ne permet pas d'envisager une mutualisation complète des coûts d'installation.

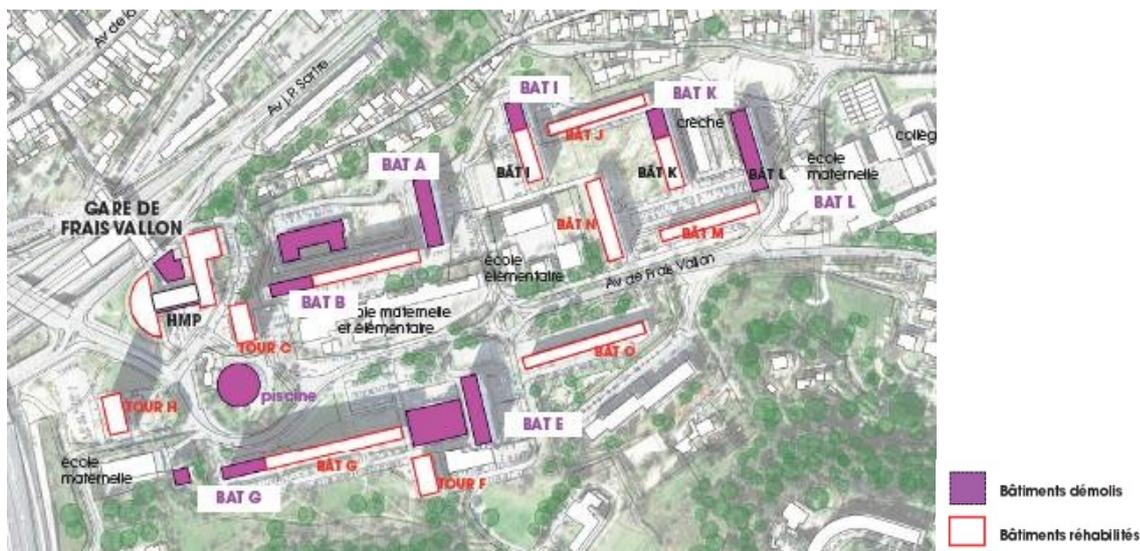
En conclusion les toitures les plus attractives économiquement sont celles du collège, puis celles des bâtiments ne dépassant pas le R+4 et celles des bâtiments où des gardes corps sont déjà installés.

Le coût d'investissement moyen sur l'ensemble des toitures est estimé à **1,58€/Wc**.

7.3 HYPOTHÈSES DE PHASAGE TECHNIQUE

Les travaux de réhabilitation du quartier sont à prendre en compte pour anticiper la disponibilité de chaque toiture à accueillir une centrale photovoltaïque.

Si les bâtiments publics ne sont pas concernés, les travaux sur les bâtiments de logements sociaux devaient initialement durer 6 ans, de 2024 à 2029. Ci-après, le schéma directeur fourni par HMP au 12/2019, pris en compte pour la présente étude. Cependant les travaux ayant pris du retard, ces données sont à réactualiser. Nous avons, dans cette étude, considéré que le phasage restait inchangé, simplement retardé.



Plan de démolition et réhabilitation des bâtiments d'HMP

7.4 RACCORDEMENTS ET CONVENTION ENEDIS

Le porteur du projet (ou la PMO) devra envoyer la demande de mise en œuvre de l'opération et l'opérateur PV les demandes de raccordement des centrales. Une fois les premières centrales mises en service la convention d'autoconsommation collective sera signée entre Enedis et la PMO et l'opération pourra démarrer. La Personne Morale Organisatrice doit, au préalable, avoir recueilli le consentement de chaque consommateur et producteur, précisant son accord pour participer à l'opération d'autoconsommation collective ainsi que pour la collecte et l'utilisation de sa courbe de charge.

Conformément à l'article 315-2 du Code de l'Énergie, les consommateurs et producteurs doivent être situés sur le réseau BT.

Sur la base de la liste communiquée par le porteur de projet, Enedis vérifie le raccordement des participants envisagés comme participant à l'opération.

Si le porteur de projet souhaite ajouter des consommateurs ou producteurs, une nouvelle demande sera à adresser à Enedis.

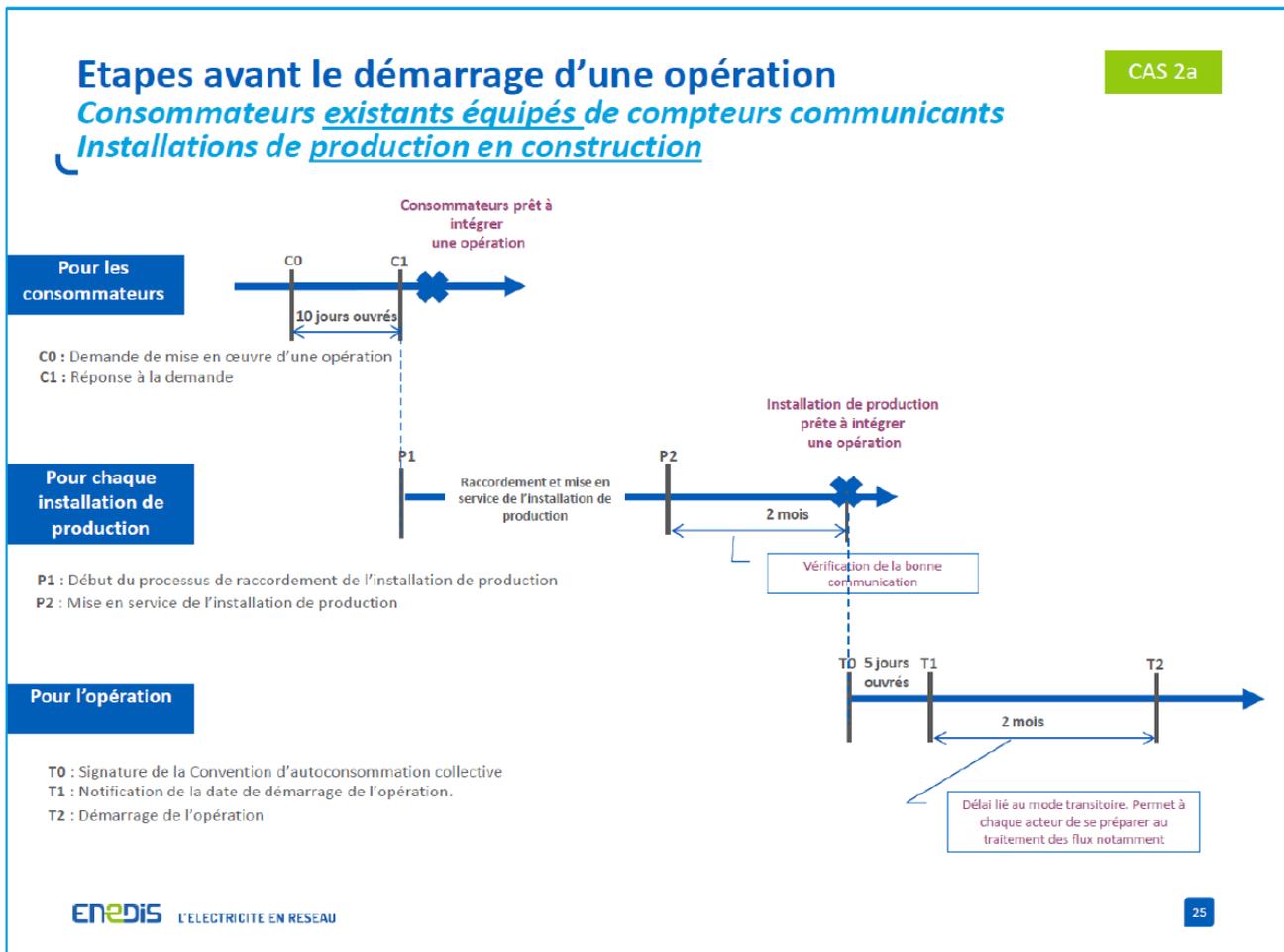
À compter de la signature d'une convention d'autoconsommation collective entre Enedis et la Personne Morale Organisatrice pour une opération donnée, l'ajout de consommateurs ou de producteurs s'effectue conformément aux modalités décrites dans la convention.

Techniquement l'opération sera simple et rapide, car tous les participants possèdent déjà des compteurs communicants.

Un accord de rattachement spécifique est à annexer aux CARD-I et CAE du producteur participant à l'opération d'autoconsommation collective.

Il appartient à la Personne Morale Organisatrice d'informer le producteur de la nécessité de mettre en œuvre ce document. Cet accord doit être adressé à Enedis par le producteur concerné, au minimum sept jours

calendaires avant le début du mois au cours duquel l'opération d'autoconsommation collective va effectivement démarrer.



Calendrier des démarches à entreprendre auprès d'ENEDIS

7.5 RÉSULTATS

Afin de réaliser son étude financière et sur la base de ces hypothèses, le groupement a évalué un scénario ou phasage calendaire du développement du projet d'autoconsommation collective sur le quartier. De plus, au vu de l'installation récente d'une centrale en autoconsommation sur le toit du collège – option déjà étudiée en 2020 -, celui-ci a été sorti du périmètre des consommateurs.

Les deux scénarii explicitent d'une part le recours à la subvention régionale (avec la contrainte d'un taux d'autoconsommation minimum de 98 %) impliquant de brider la puissance des centrales installées et d'autre part un recours au tarif de vente réglementé auprès d'EDF Obligation d'Achat permettant de maximiser la puissance.

7.5.1 SCÉNARIO A : PUISSANCE MAXIMALE AVEC RECOURS À LA VENTE DE SURPLUS EN OA

Celui-ci présente un développement du projet, qui arriverait à maturité au bout de 6 années. Il prend en compte depuis l'année 1, toutes les consommations des bâtiments de la Ville de Marseille, et ceux des bureaux d'HMP (incluant les parties communes). Les foyers sont inclus à hauteur de 100 % dès la première année, grâce à la nouvelle réglementation, il peut être intégré par défaut dans l'opération. L'implantation des centrales PV sur les toitures, se fait en fonction de la disponibilité de celle-ci (voir schéma directeur d'HMP ci-dessus). Une option envisagée en 2020 qui n'a pas été creusé ici est un scénario où les locataires prendraient progressivement part à l'opération. En effet, plus il y a de consommateurs moins les taux d'autoproduction sont élevés car ils doivent se partager la production. Autrement dit, intégrer toujours plus de consommateurs dans l'opération n'est pas forcément le plus intéressant économiquement pour les locataires. Néanmoins, il faut quand même un certain nombre de consommateurs pour augmenter le taux d'autoconsommation de l'installation photovoltaïque et réduire le surplus vendu sur le réseau.

Ce cas reprend donc les valeurs de productible moyen de **1430 kWh par kWc** installé et de CAPEX moyen de **1,58 €/Wc** précisés dans l'étude préalable.

HYPOTHESES sur le Phasage technique						
		2022	2023	2024	2025	2026
CONSOUMMATIONS MWh	CD13	263	263	263	263	263
	Ville	510	510	510	510	510
	Locataires HMP	20 %	30 %	55 %	65 %	100 %
		440	659	1209	1429	2198
	Bureaux et commu	1151	1151	1151	1151	1151
	13H					
	Total	2364	2583	3133	3353	4122
PUISSANCE INSTALLEE kWc	CD13	310	310	310	310	310
	Ville	-	105	209	209	209
	HMP				182	382
	13H	-	-	-	-	-
	Total	310	415	519	701	901
PRODUCTION MWh	Total	443	593	742	1002	1288
% Autoconso		100 %	100 %	100 %	94 %	85 %
Énergie autoconsommée MWh		415 MWh	546 MWh	715 MWh	794 MWh	970 MWh

La répartition de l'électricité produite localement par les centrales est la suivante :

Consommateur	Energie totale consommée (kWh/an)	Energie autoproduite (kWh/an)	Taux autoprod	Taux autoconso
HMP loc	2 197 740	596 876	27%	45,9%
HMP communs	715 081	151 653	21%	11,6%
Bureaux	435 759	155 394	36%	11,9%
College	263 451	87 373	33%	6,7%
GS N	56 819	18 817	33%	1,4%
Maternelle S	19 540	6 471	33%	0,5%
Maternelle N	22 747	7 533	33%	0,6%
Primaire S	28 749	9 521	33%	0,7%
Creche	38 542	12 764	33%	1,0%
Ehpad	342 000	92 933	27%	7,1%
rajouter une CDC locataire seule	2 689	730	27%	0,1%

7.5.2 SCÉNARIO B : PUISSANCE BRIDÉE AVEC RECOURS À LA SUBVENTION RÉGIONALE

Ce scénario est le résultat de notre simulation au pas horaire, comparant productions et consommations sur chaque année, et indique une puissance crête finale des centrales de l'ordre de 625 kWc, pour rester à 98% d'autoconsommation.

Pour atteindre cette puissance il est donc nécessaire de faire un choix sur les centrales à équiper : nous avons décidé de privilégier les centrales avec le CAPEX le plus faible, c'est à dire les centrales ayant le moins de contraintes techniques ; nous équiperons donc les toitures des collectivités ainsi qu'une toiture d'Habitat Marseille Provence.

Nom	Propriétaire	Puissance envisagée (kWc)	Estimation CAPEX (€/Wc)
Collège Prévert	CD13	310	1,1
GS Nord	Ville de Marseille	100	1,2
Maternelle	Ville de Marseille	50	1,3
Primaire Sud	Ville de Marseille	53	1,3
O	HMP	60,8	1,4
K	HMP	16	2,5
M	HMP	39	2

Ainsi le productible moyen passe à **1460 kWh** par kWc installé et le CAPEX moyen à **1,24€/Wc**.

HYPOTHESES sur le Phasage technique						
		2025	2026	2027	2028	2029
CONSOMMATIONS MWh	CD13	346	346	346	346	346
	Ville	510	510	510	510	510
	Locataires HMP	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
		2198	2198	2198	2198	2198
	Bureau HMP	1151	1151	1151	1151	1151
	13H					
	Total	4205	4205	4205	4205	4205
PUISSANCE INSTALLEE kWc	CD13	330	330	330	330	330
	Ville	-	100	229	229	229
	HMP				65	65
	13H	-	-	-	-	-
	Total	330	430	559	625	625
PRODUCTION MWh	Total	482	628	816	912	912
% Autoconso		100 %	100 %	100 %	98 %	98 %
Énergie autoconsommée MWh		481	628	816	894	894

La répartition de l'électricité produite localement par les centrales est la suivante :

Consommateur	Energie totale consommée (kWh/an)	Energie autoproduite (kWh/an)	Taux autoprod	Taux autoconso
HMP loc	2 197 740	459 812	21%	51,5%
HMP communs	715 081	114 768	16%	12,8%
Bureaux	435 759	119 717	27%	13,4%
College	263 451	65 885	25%	7,4%
GS N	56 819	14 161	25%	1,6%
Maternelle S	19 540	4 870	25%	0,5%
Maternelle N	22 747	5 669	25%	0,6%
Primaire S	28 749	7 165	25%	0,8%
Creche	38 542	9 606	25%	1,1%
Ehpad	342 000	71 626	21%	8,0%
rajouter une CDC locataire seule	2 689	563	21%	0,1%

8. CONCLUSION DE L'ÉTUDE ÉNERGÉTIQUE

Techniquement, les toitures des bâtiments faisant partie du périmètre de l'étude sont à priori aptes à accueillir des centrales photovoltaïques. L'opérateur photovoltaïque devra s'accorder avec le département et la ville concernant d'éventuels travaux de rénovation de la couverture préalable à la pose des modules et d'éventuelles études structures nécessaires. Sur les logements d'HMP, le schéma directeur de leur rénovation sera un paramètre clé du phasage technique qu'il faudra surveiller. L'opérateur devra dans tous les cas discuter avec tous les propriétaires des bâtiments, afin de définir la meilleure technique de pose des modules PV.

La présence de compteurs communicants dans tous les bâtiments facilite également la procédure de raccordement des centrales.

Les deux scénarii proposés sont faisables techniquement, c'est l'étude économique qui permettra d'arbitrer quelle solution est préférable.

Il est également important de préciser que d'autres scénarios de valorisation de l'électricité sont possibles en dehors du cadre de l'ACC seule et pourraient être financièrement plus intéressants pour les consommateurs propriétaires des bâtiments équipés. Par exemple en déclarant dans l'opération d'autoconsommation collective uniquement le surplus de l'autoconsommation individuelle des bâtiments équipés. Ce montage, permettrait d'éviter de payer le TURPE et la CSPE sur la part consommée en autoconsommation individuelle. Cependant cela nécessiterait une étude plus poussée des consommations ; chaque centrale en autoconsommation individuelle étant associée à un unique point de livraison (qui sont multiples sur les bâtiments d'HMP).

9. VOLET FINANCIER - TAXES

9.1 TURPE SPÉCIFIQUE

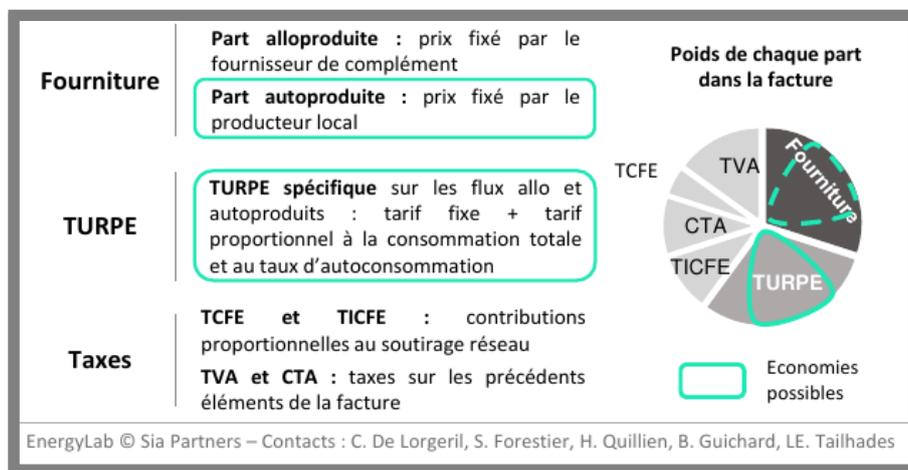
Dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective, le producteur n'est pas considéré comme un fournisseur classique : il n'est pas soumis à l'ensemble des obligations liées à la fourniture d'électricité.

Néanmoins, la vente d'électricité qu'il proposera aux consommateurs reste soumise à des prélèvements (taxes et TURPE).

En application de l'article L.315-3 du code de l'énergie, la CRE a établi des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité spécifiques pour les consommateurs participants à des opérations d'autoconsommation avec la publication en juin 2018 d'une délibération fixant le montant de ce TURPE spécifique, défini comme une option.

La composante de soutirage optionnelle mise en place par la CRE s'applique aux opérations d'autoconsommation collective raccordées en basse tension. Cette composante distingue les soutirages issus de l'opération d'autoconsommation (dit « autoproduits »), qui sont minorés par rapport à la composante classique, des soutirages issus du réseau public de distribution (dit « alloproduits») qui sont eux majorés. Ce tarif incite donc à maximiser les taux d'autoconsommation et d'autoproduction.

La grille tarifaire proposée définit des tarifs variables selon les périodes qui donnent lieu, pour certaines, à des surfacturations par rapport au tarif commun. Il est ainsi nécessaire d'étudier l'impact de cette grille tarifaire avant de la proposer aux consommateurs participant à l'opération.



Décomposition d'une facture d'un auto-consommateur

Pour les consommateurs, l'étude s'avère complexe car elle nécessite de décomposer chaque facture individuellement, afin de tenir compte des différents abonnements et des différents profils de charge. La simulation tient compte du fait que les consommateurs peuvent opter pour le TURPE spécifique, sachant que celui-ci est pénalisant lorsqu'il y a beaucoup de chauffage électrique (ce qui ne sera pas le cas des logements du quartier frais vallon qui seront chauffés par géothermie). Pour chaque consommateur, le producteur devra simuler les deux factures, « appoint » et « production locale », pour faire le choix du TURPE spécifique ou non. En considérant une entrée progressive des locataires, il sera possible de faire les simulations pour chaque logement intégrant le périmètre de l'opération.

L'électricité produite et affectée aux consommateurs de l'opération d'autoconsommation collective est soumise aux taxes liées à la consommation d'électricité dans les mêmes proportions qu'habituellement.

La composante de gestion est majorée pour tenir compte des affectations des kWh aux différents participants.

9.2 LES AUTRES TAXES : CSPE ET TCFE

Le paragraphe [19] de la circulaire du 5 juillet 2019 relative à la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité (CSPE) précise l'article 266 quinquies C du code des douanes et confirme que l'électricité produite dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective n'est pas exonérée de CSPE ni de TCFE.

L'électricité produite localement est donc soumise à la CSPE et à la TCFE dans les mêmes proportions qu'habituellement.

Les producteurs étant affranchis des obligations des fournisseurs, ce sont les fournisseurs des compléments de fourniture d'électricité qui collectent les taxes sur l'ensemble de la consommation de chaque consommateur (donc également sur la part d'électricité autoconsommée).

Il existait auparavant une taxe départementale et une taxe communale sur la consommation d'électricité. Comme précisé plus tôt, la taxe départementale a **intégré la CSPE au 1^{er} janvier 2022**.

En 2023, la TCFE disparaît au profit de la CSPE, aussi appelée « L' accise »

10. FINANCEMENTS ET SUBVENTIONS

La subvention du Programme d'Investissement d'Avenir, étudiée en 2020 n'est plus d'actualité.

10.1 SUBVENTION RÉGIONALE SMART PV 3.0

10.1.1 CONDITIONS D'ATTRIBUTION

Le taux de couverture doit être au minimum de 10 %, ce qui est le cas dans notre étude (voir paragraphe 5.5)

1. Cas sans injection

Il s'agit du modèle encouragé dans ce dispositif pour les raisons liées à la démarche Smart Grid. Les projets doivent alors se doter des dispositifs nécessaires pour qu'ils n'injectent pas leurs éventuels surplus de production sur le réseau électrique public, de manière à ce qu'ils s'apparentent à une autoconsommation totale.

2. Cas avec injection

Les seuls cas d'injection éligibles au titre du présent dispositif sont les projets intégrant une vente du surplus, et ce sous réserve que les recettes générées par cette vente servent exclusivement au financement d'une opération énergétique nécessaire et utile pour le site en termes de réduction de ses consommations.

Afin de garder un taux de couverture intéressant pour les locataires, nous proposons un équilibre entre le nombre de locataires admis dans le périmètre et la puissance photovoltaïque installée tel que le taux d'autoconsommation atteigne les 99% au cours du déploiement de l'opération.

Un meilleur taux d'autoconsommation fait baisser le taux de couverture, or notre objectif principal est de faire baisser la facture d'électricité des locataires afin d'augmenter leur reste à vivre.

Nous considérerons ici que nous sommes dans un cas sans injection. Des discussions seront à menées avec le service énergie de la Région Paca pour aller dans ce sens.

10.1.2 MONTANTS ATTENDUS DE LA SUBVENTION

Pour les projets d'autoconsommation collective, le tableau ci-dessous présente l'aide maximale de la Région, selon le statut et la taille du porteur de projet :

<i>Petite entreprise, CT, EP, collectif citoyen...</i>	<i>Moyenne entreprise</i>	<i>Grande entreprise</i>
30 %	27 %	25 %

Si l'intérêt du projet, la qualité et la pertinence de sa conception et la construction de son dossier sont remarquables :

- un bonus jusqu'à +5 % pourra s'appliquer, notamment en vue d'aider à améliorer sa rentabilité, et/ou
- une dérogation au plafonnement du temps de retour sur investissement, fixé à 15 ans, comme indiqué en section IV.1 du Plan Solaire de la Région Sud, pourra être proposée à la Commission permanente.

Le plafond d'aide de la Région, hors bonification, est fixé à 120 000 € par projet. Le bonus additionnel est plafonné à 30 000 €. Soit un maximum de 150 000 € de subvention régionale, ce qui représente 17% du montant d'investissement envisagé pour ce projet.

Une dérogation à ce plafonnement pourra être proposée à la Commission permanente dans les conditions indiquées en section IV.I – Dispositions générales du Plan Solaire de la Région Sud.

Les coûts de maîtrise d'œuvre seront plafonnés à 12 % des coûts éligibles du projet.

Les candidats devront indiquer le montant d'aide souhaité dans les limites fixées ci-dessus, en justifiant sa légitimité. Le présent dispositif privilégiera les projets les plus économiquement vertueux en termes de financement public.

10.2 INVESTISSEURS POTENTIELS

Dans le cas où l'investissement dans le projet d'autoconsommation collective serait partagé entre plusieurs actionnaires (voir rapport juridique V.2.1), certains acteurs ont manifesté leur intérêt pour porter une partie de l'investissement :

10.2.1 ENERGIE PARTAGÉE

Energie Partagée est une Société à Commandité par Actions qui collecte l'épargne citoyenne à l'échelle nationale. Energie Partagée injecte cette épargne citoyenne dans le capital de projets dits "citoyens", c'est à dire des projets de production d'énergie renouvelable qui ouvrent leurs capitaux au financement collectif et leurs pilotages aux acteurs locaux, dans l'intérêt du territoire et de ses habitants.

L'appui financier d'Énergie Partagée intervient en phase opérationnelle (une fois réalisées les études techniques, budgétaires et obtenues les autorisations administratives). Il est conditionné à conformité du projet avec les **valeurs citoyennes** d'Énergie Partagée et à la **solidité du projet** qui est évaluée avec l'aide d'experts des énergies renouvelables sur tout le territoire et sur toutes les technologies.

Energie Partagée rentre au capital des projets à hauteur de 50 000 € minimum et à hauteur de 40% des fonds propres maximum.

10.2.2 LA CAISSE DES DÉPÔTS (CDC)

La Caisse des dépôts n'attribue pas de subventions pour ce type de projet mais nous a fait part de son intérêt à rentrer dans le capital de la société de projet productrice à hauteur de 300 000 € minimum. Les garanties demandées par la caisse des dépôts aux porteurs de projets pour entrer au capital des sociétés sont identiques à celles demandées par une banque pour une demande de prêt. Etant donné que le montant d'investissement minimum de la CDC est élevé au regard du CAPEX, et que les conditions d'entrée au capital de la CDC sont exigeantes, le recours à la caisse des dépôts pour le financement de l'opération ne se fera que si la demande de prêt auprès des banques n'aboutit pas.

10.3 L'OBLIGATION D'ACHAT POUR LA VENTE DU SURPLUS

L'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021, applicable en France métropolitaine continentale à compter du 9 octobre, l'arrêté du 28 juillet 2022 modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 et l'arrêté du 8 février 2023 modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 fixent les conditions pour que les installations photovoltaïques puissent bénéficier de l'obligation d'achat :

Et notamment, une installation photovoltaïque participant à une opération d'autoconsommation collective peut bénéficier de l'obligation d'achat **sur la part de kWh injectés non affectés à l'opération** :

L'article 13 de l'arrêté tarifaire précise que :

"Le producteur ne peut pas cumuler pour une même installation les primes et tarifs [...] avec un autre soutien public financier à la production d'électricité, provenant d'un régime d'aides local, régional, national ou de l'Union européenne."

L'opérateur photovoltaïque devra donc choisir entre l'obligation d'achat et la subvention SMART PV 3.0. Nous avons étudié les 2 scénarios dans cette étude.

11. CLÉS DE RÉPARTITION

A chaque pas de temps de mesure (30 minutes), le gestionnaire de réseau calcule la production totale et la consommation totale (à savoir la somme des consommations des participants de l'opération) afin d'évaluer :

- La part de production consommée dans le cadre de l'opération ("autoconsommation"),
- La part de production non consommée dans le cadre de l'opération ("surplus").

Cette part est ensuite répartie entre chaque consommateur selon **la clé de répartition** indiquée par la personne morale organisatrice (PMO) de l'opération au gestionnaire de réseau.

Cette opération nécessite l'utilisation de compteurs communicants. Le périmètre de l'opération envisagée à déjà été équipé en compteurs Linky.

11.1 ÉLABORATION DE 3 SCÉNARIOS

L'enjeu d'une opération d'autoconsommation collective est de fixer une clé de répartition adéquate au projet. Elle peut être fixe ou variable selon des périodes à définir (hiver/été, jours de la semaine/WE, etc.). Elle nécessite une bonne connaissance et une bonne prévision des flux de consommation et de production des participants.

L'article D.315-6 du code de l'énergie précise qu'à défaut de coefficient de répartition fourni, le gestionnaire du réseau affectera les productions "au prorata des consommations" : la production affectée à chaque consommateur est proportionnelle à sa consommation et celles des autres consommateurs de l'opération, sur un pas de temps de 30 minutes.

Le groupement a travaillé sur 3 scénarios de clés de répartition pour illustrer le principe :

11.1.1 UNE CLÉ DE RÉPARTITION FIXE QUI PRIVILÉGIE LES LOCATAIRES - SCÉNARIO 1

La production affectée à chaque consommateur est répartie selon des coefficients statiques (à chaque typologie de consommateur, un coefficient) sur un pas de temps de 60 minutes :

L'électricité autoproduite est distribuée de la façon suivante :

- 55% pour les locataires ; les 55% de la production sont distribués aux locataires de la façon suivante : à chaque locataire participant au prorata de la surface de son appartement ;
- 30% pour le bailleur social (bureaux et communs) ;
- 10% pour les écoles - la ville de Marseille ;
- 5% pour le collège - le CD13

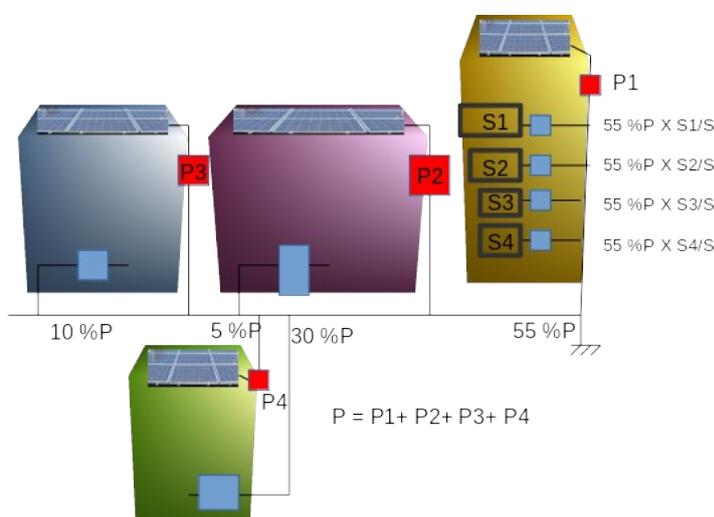


Schéma de répartition - Clé fixe

11.1.2 LA CLÉ DE RÉPARTITION DYNAMIQUE PAR DÉFAUT - SCÉNARIO 2

L'article D.315-6 du code de l'énergie précise qu'à défaut de coefficients de répartition fournis par la PMO, le gestionnaire du réseau affectera les productions au prorata des consommations. C'est à dire que la production affectée à chaque consommateur est proportionnelle à sa consommation et celles des autres consommateurs de l'opération, sur un pas de temps de 30 minutes.

Nous donnons un exemple simple avec 3 consommateurs ci-dessous :

Production solaire de 1200kWh	Consommateur 1	Consommateur 2	Consommateur 3	Total
Consommation	1000 kWh	700 kWh	300 kWh	2000 kWh
Clé de répartition	50%	35%	15%	100 %
Répartition de la production	600 kWh	420 kWh	180 kWh	1200 kWh
Fourniture de complément	400 kWh	280 kWh	120 kWh	800 kWh

Pour notre opération, la clé par défaut sera schématisée ainsi :

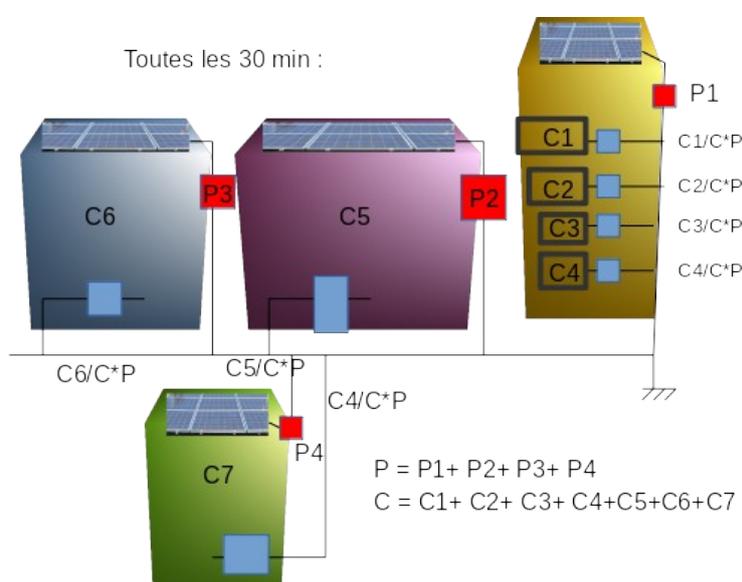


Schéma de répartition - Clé dynamique par défaut

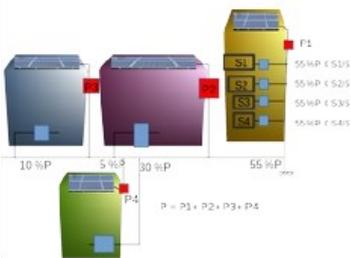
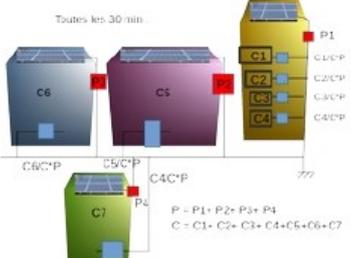
11.1.3 UNE CLÉ DE RÉPARTITION DYNAMIQUE À DÉVELOPPER RÉPONDANT À DES OBJECTIFS EXPLICITÉS - SCÉNARIO 3

Le 3ème scénario de clé de répartition est un algorithme à développer par l'installateur qui répondre aux objectifs suivants :

- La clé devra permettre aux locataires de bénéficier au maximum de l'électricité produite sur site, décarbonée et moins chère que le TRV. Ils seront privilégiés par rapport aux autres consommateurs ;
- La clé devra permettre de prendre en compte le déploiement progressif de l'opération ;
- Elle doit permettre de minimiser le surplus injecté sur le réseau ;
- Elle doit inciter les consommateurs à réaliser des économies d'énergie ;

11.1.4 ANALYSE COMPARATIVE DES SCÉNARIOS DE CLÉ DE RÉPARTITION

Les 3 scénarios de clé de répartition, leurs objectifs, avantages et points faibles sont synthétisés dans le tableau ci-dessous :

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Objectif	- Privilégier les locataires par rapport aux autres consommateurs	- Inciter au pilotage des équipements électriques en journée; - « Minimiser l'injection de surplus »	- Privilégie les locataires par rapport aux autres consommateurs ; - Optimise le taux d'autoconsommation et minimise le surplus ; - Prend en compte le déploiement de l'opération au pas de temps 30 min ; - Incite aux économies d'énergie ; - Doit pouvoir permettre d'annoncer des chiffres aux locataires sur la réduction de leur facture.
Description de la clé	Taux annuels fixes : la production photovoltaïque est répartie suivant le type de consommateurs. Revue mensuellement en fonction du nombre de logements/unités de production dans le périmètre.	Taux annuels dynamiques par défaut ENEDIS : au prorata des consommations au pas de temps 30 minutes.	Taux dynamiques. Algorithme à développer par l'opérateur PV.
Avantages	La clé privilégie les locataires et le bailleur par rapport aux collectivités publiques. Permet de maîtriser la répartition entre typologie de consommateurs.	La clé privilégie les participants qui consomment pendant les heures d'ensoleillement et favorise donc les consommations en journée. Cette clé doit être associée à des actions de pilotage/maîtrise de l'énergie pour les locataires qui n'ont pas un profil de consommation compatible avec la production en journée.	Permet d'inciter les participants à moins consommer et à piloter l'utilisation de leurs appareils électriques. Minimise l'injection de surplus. La clé sera évolutive en fonction des consommateurs entrants/sortants et des unités photovoltaïques de production installées. Facilite l'adhésion des locataires au périmètre ;
Points faibles	Pas d'optimisation du taux d'autoconsommation pour minimiser le surplus. Si un gros consommateur (ou de nombreux petits) ne consomme(ent) pas au moment où la centrale est en production, il y aura du surplus généré. Moins rentable pour l'opérateur PV. Pas d'incitation à limiter et piloter les consommations.	La clé défavorisera les locataires si aucun pilotage de leurs équipements électriques n'est mis en place. On ne pourra pas s'engager auprès des consommateurs sur un volume d'énergie autoproduite délivrée : la clé va évoluer tous les pas de temps 30 min (pas de maîtrise de la répartition).	Clé de répartition complexe : fait l'objet d'un développement à part entière par l'opérateur PV. Gestion plus complexe en exploitation.
Schémas			Schéma à réaliser par l'opérateur PV
Formules	$P_i \text{ décarbonné}(t) = P(t) \cdot \%_i$	$P_i \text{ décarbonné}(t) = P(t) \cdot \frac{C_i(t)}{\sum C_i(t)}$	Algorithme à développer par l'opérateur PV

11.2 CONCLUSIONS SUR LA CLÉ DE RÉPARTITION

La clé fixe (scénario N°1) privilégie les locataires mais ne permet pas d'optimiser l'injection de surplus. La clé dynamique par défaut (scénario N°2) est moins favorable aux locataires qui ont une consommation moindre en journée, en pleine production des centrales. Il faudrait donc développer un algorithme qui permette d'envoyer dans un 1er temps la production aux locataires et de distribuer le surplus non consommé aux autres participants de l'opération. La clé de répartition doit également permettre de tenir compte du phasage technique des travaux. La baisse des coûts du solaire photovoltaïque sur le temps de déploiement de l'opération d'autoconsommation collective est un critère qui devrait être pris en compte dans cette clé de répartition pour que l'ensemble des consommateurs puissent en bénéficier, quelque-soit leur date d'entrée dans le périmètre. Une clé de répartition « sur-mesure » pourrait également permettre d'éviter les dérives liées à la distribution d'une énergie bon marché, notamment l'incitation à consommer en journée, en fléchant l'électricité produite par les centrales sur les ménages qui s'engagent à réduire leur consommation.

NB : L'analyse technico-économique a été menée dans cette étude, avec la clé de répartition dynamique par défaut.

12. ETUDE DE RENTABILITÉ DU PROJET

12.1 SCENARIO A : PUISSANCE MAXIMALE AVEC VENTE DE SURPLUS EN OA

12.1.1 LES HYPOTHÈSES DE FINANCEMENT

Le groupement a considéré plusieurs hypothèses pour réaliser l'analyse économique du projet :

Le taux de subvention :

Dans ce cas de figure, nous ne bridons pas la puissance des centrales installées et revendons le surplus d'énergie non autoconsommée auprès d'EDF Obligation d'Achat au tarif réglementé à 11,7 c€/kWh fin 2022.

La répartition fonds propres / emprunt :

Sur le reste à financer, nous avons pris une hypothèse d'apport en fonds propre de 20%, ce qui est généralement le minimum requis par les banques, et 80% par un emprunt bancaire. Sur l'investissement global de **1423,58 k€** (voir 10.1.2), cela représente un montant de 1 139 k€ d'emprunt et 284 k€ de fonds propres. Les hypothèses financières concernant l'emprunt sont un taux fixe de 2,5% et une durée de 30 ans.

Les fonds propres apportés, si le choix est fait d'avoir une société productrice multi-actionnaires, seront à répartir entre les sociétaires de la SPV.

12.1.2 LES HYPOTHÈSES DE CAPEX

A ce stade de l'étude nous estimerons l'investissement pour l'installation des centrales photovoltaïques grâce à un ratio global.

La tendance baissière des coûts de ces dernières décennies, est aujourd'hui affectée par :

- l'augmentation du cours de certaines matières premières ;
- l'augmentation du coût de transport et des difficultés sur la chaîne d'approvisionnement ;
- la hausse des taux d'intérêt.

Ces évolutions font suite au choc entraîné par la crise sanitaire sur les chaînes d'approvisionnement, suivi par la guerre déclenchée par la Russie contre l'Ukraine impliquant deux acteurs importants des exportations de matières premières.

En 2022, certaines installations sur bâtiment peuvent avoir actuellement un CAPEX de l'ordre de 1180 €/kWc. C'est le cas par exemple des potentielles installations sur les bâtiments des collectivités (collège, écoles...). Cependant à cause de la hauteur de certains bâtiments du quartier et des problèmes de sécurité auxquels pourront faire face les chantiers, certaines centrales auront un CAPEX allant jusqu'à 2500 €/kWc pour les tours les plus hautes.

Nous préconisons donc de prendre le ratio moyen qui est de 1 580 €/kWc.

L'investissement global pour cette opération de 901 kWc est de **1424 k€**

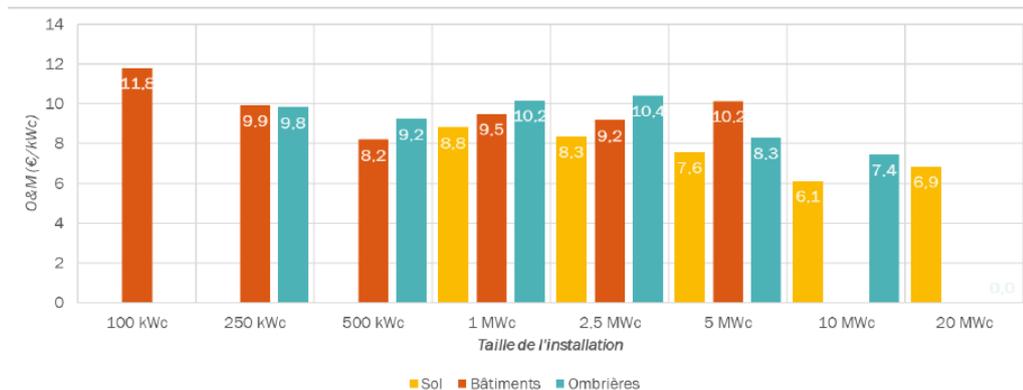
Pour information, nous pouvons détailler ce montant poste par poste comme suit :

Poste	Montant
Raccordement (frais Enedis, réfection colonnes, ...)	128 k€
Modules PV (poly ou monocristallins)	488 k€
Onduleurs (installés en toiture)	90 k€
Câblage et pose (DC et AC)	210 k€
Structure (lestée ou soudée sur étanchéité neuve)	345 k€
Ingénierie et développement	91 k€
Autres postes (accès et sécurisation des toitures, surplus grutage, ...)	72 k€

12.1.3 LES HYPOTHÈSES D'OPEX ET AUTRES

Une installation photovoltaïque génère différents types de frais :

- L'entretien et la maintenance, ici estimé à une dépense annuelle équivalente à 1,5% du CAPEX. Ce coût regroupe l'ensemble des frais liés au personnel intervenant sur site pour la maintenance et l'entretien de l'installation ainsi que l'achat éventuel de pièces de rechange (module défaillant, onduleur à remplacer).
D'après le rapport de la CRE ce coût serait d'environ 0,8% (9,5€/kWc) mais nous avons préféré laisser une marge importante vu les risques de dégradation importants dans le quartier.



Variation des coûts d'O&M en fonction de la taille de l'installation (Source CRE)

- Des frais pour la gestion de la centrale et des facturations des abonnés, estimés à 0,6% du CAPEX.
- Des frais d'assurances (responsabilité civile et pertes d'exploitation), estimés à 0,4% du CAPEX.
- La taxe IFER pour les centrales de plus de 100 kWc (ne concerne dans notre hypothèse que le collège) est de 3,155 €/kWc/ans sur les 20 premières années d'exploitation.
- Le TURPE (dont la composante de gestion est majorée à 271 € HT/an dans le cas de l'autoconsommation collective) : 511€/an par centrale photovoltaïque.

Tous ces frais seront soumis à un taux d'inflation annuel de 1,5%.

- Une charge annuelle moyenne sur les 30 ans de 7 500 € a été prise en compte, qui pourrait être affectée au coût de prestation d'une PMO déléguée ou versée sous forme de redevance aux collectivités propriétaires.

Pour ces simulations économiques, la clé de répartition par défaut a été utilisée.

12.2 SCENARIO B : PUISSANCE BRIDÉE AVEC SUBVENTION RÉGIONALE

12.2.1 LES HYPOTHÈSES DE FINANCEMENT

Le taux de subvention :

Dans ce cas de figure, nous bridons la puissance des centrales installées à 625 kWc et sommes ainsi éligibles à la subvention régionale, notre taux d'autoconsommation reste supérieur à 98 % quelque-soit la phase de déploiement de l'opération (voir 8.1). Le surplus quasi nul, sera vendu à 50 €/MWh dans ce scénario.

La répartition fonds propres / emprunt :

Sur le reste à financer, nous avons pris une hypothèse d'apport en fonds propre de 20%, ce qui est généralement le minimum requis par les banques, et 80% par un emprunt bancaire. Sur l'investissement global de **1423,58 k€** (voir 10.1.2), cela représente un montant de 1 139 k€ d'emprunt et 284 k€ de fonds propres. Les hypothèses financières concernant l'emprunt sont un taux fixe de 2,5% et une durée de 30 ans.

Les fonds propres apportés, si le choix est fait d'avoir une société productrice multi-actionnaires, seront à répartir entre les sociétaires de la SPV.

12.2.2 LES HYPOTHÈSES DE CAPEX

Pour rappel, la puissance bridée nous permet de privilégier les centrales avec le CAPEX le plus faible, c'est à dire les centrales ayant le moins de contraintes techniques ; nous équiperons donc les toitures des collectivités ainsi que 3 toitures d'Habitat Marseille Provence, faisant ainsi tomber le CAPEX à 1240 €/kWc.

12.2.3 LES HYPOTHÈSES D'OPEX ET AUTRES

Les hypothèses d'OPEX sont les mêmes que précédemment.

12.3 RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

L'outil d'analyse économique développé par le groupement calcule les indicateurs économiques du projet pour l'opérateur PV, **après déduction de l'impôt sur les sociétés**, ainsi que la moyenne sur 30 ans **des économies sur la part variable** des factures électriques des consommateurs.

Les résultats sont présentés pour les 2 scénarios d'aides au financement : subvention régionale et vente de surplus en obligation d'achat et évoluent en fonction des hypothèses de tarif de vente de l'électricité aux consommateurs.

En 2022, le monde a été frappé par une hausse des prix de l'énergie sans précédent depuis la crise en Ukraine. Les fournisseurs de gaz et d'électricité ont augmenté leurs tarifs de manière importante :

- Pour la ville de Marseille, la facture augmente de 10 c€ à 21 c€/kWh (TRV).

- Pour le Département, la facture augmente de 6c€ à 21 c€/kWh (en Heures Pleines Hiver).
- Pour le bailleur (commun et siège social), la facture augmente de 9c€ à 19c€/kWh.
- Pour les locataires, la facture augmente de 11c€ à 14,5c€/kWh.

Les résultats présentés comprennent les indicateurs de rentabilité pour l'opérateur photovoltaïque mais également l'impact sur la facture des locataires. Pour illustrer l'étude, nous avons pris l'exemple d'un T3.

Nous avons étudié le cas de figure où l'électricité était gratuitement distribuée aux locataires, permettant ainsi de simplifier grandement le montage et de faciliter l'adhésion des locataires à l'opération.

12.3.1 SCÉNARIO A : PUISSANCE MAXIMALE AVEC VENTE DE SURPLUS EN OA

SCENARIO			INDICATEURS		
Puissance	Tarif CTs (c€/kWh)	Tarif Loc (c€/kWh)	TRI 30 ans	TRB (ans)	Economies annuelles pour un T3
Maximum (900kWc)	12	0	1,94%	23	86 €
	13		2,64%	21	
	14		3,30%	19	
	15		3,93%	18	
	16		4,52%	16	
	17		5,09%	15	
Maximum (900kWc)	12	5	5,37%	15	82 €
	13		5,91%	14	
	14		6,44%	13	
	15		6,96%	13	
	16		7,46%	12	
	17		7,95%	12	

Dans le cas du scénario où la

surface de toiture est optimisée, si l'électricité auto-consommée est distribuée gratuitement aux locataires, il est nécessaire, pour permettre une rentabilité minimum de l'opération, de la vendre à un tarif de 17 c€/kWh aux autres participants, les Collectivités. L'impact sur la réduction de la facture dans ce cas est non négligeable, de l'ordre de 86 €/an en moyenne sur les 30 ans.

12.3.2 SCÉNARIO B : PUISSANCE BRIDÉE AVEC SUBVENTION RÉGIONALE

SCENARIO			INDICATEURS		
Puissance	Tarif CTs (c€/kWh)	Tarif Loc (c€/kWh)	TRI 30 ans	TRB (ans)	Economies annuelles pour un T3
Bridée à 625 (TA>98%)	12	0	3,04%	19	66 €
	13		4,11%	16	
	14		5,08%	14	
	15		5,99%	13	
	16		6,86%	12	
	17		7,69%	11	
Bridée à 625kWc (TAC>98%)	12	5	8,13%	10	62 €
	13		8,91%	10	
	14		9,67%	9	
	15		10,41%	9	
	16		11,13%	8	
	17		11,83%	8	

Dans le cas du scénario où la puissance est bridée, le modèle économique pour l'opérateur s'améliore sensiblement, le tarif aux Collectivités peut être proposé autour de 15 c€/KWh. Par contre, l'impact sur la réduction des factures est moindre par rapport au scénario précédent, de l'ordre de 20 €/an en moins en moyenne. La clé de répartition peut être travaillée pour flécher en priorité les locataires.

13. PLANNING

Ci-dessous, le planning prévisionnel des opérations, une fois la notification du marché accordé à l'opérateur PV :

N°	Nom de la tâche	Durée	2023				2024				2025				2026				2027			
			Tri 1	Tri 2	Tri 3	Tri 4	Tri 1	Tri 2	Tri 3	Tri 4	Tri 1	Tri 2	Tri 3	Tri 4	Tri 1	Tri 2	Tri 3	Tri 4	Tri 1	Tri 2	Tri 3	Tri 4
1																						
2	Notification du marché	5 jours																				
3	Etudes AVP	60 jours																				
4	Demandes de subventions	60 jours																				
5	Création de la Structure	15 jours																				
6	Etudes et Travaux Phase 1	80 jours																				
7	Raccordement et mise en service Phase 1	20 jours																				
8	Signature Convention d'ACC	5 jours																				
9	Démarrage de l'opération d'ACC	15 jours																				
10	Etudes et Travaux Phase 2	60 jours																				
11	Raccordement et mise en service Phase 2	20 jours																				
12	Etudes et Travaux Phase 3	60 jours																				
13	Raccordement et mise en service Phase 3	20 jours																				
14	Etudes et Travaux Phase 4	60 jours																				
15	Raccordement et mise en service Phase 4	20 jours																				
16	Etudes et Travaux Phase 5	60 jours																				
17	Raccordement et mise en service Phase 5	20 jours																				