



Rapport final

**Etude de potentiel de production d'énergie
photovoltaïque sur les parois anti-bruit le long des
routes nationales**

Annexe : précisions méthodologiques

Glossaire

ARE	Office du développement territorial
BDD	Base de données
BF	Bifacial
CIGS	cuivre, indium, gallium et sélénium
CdTe	Tellure de cadmium
c-Si	Silicium cristallin
CAPEX	Capital Expenditures (dépenses d'investissement)
CFF	Chemins de fer fédéraux suisses
GIS	Système d'information géographique
GW	Gigawatt
GWc	Gigawatt crête
GWh	Gigawatt heure
HT	Haute tension
LCOE	Levelised Cost of Electricity (coût actualisé de l'énergie)
MF	Monofacial
MT	Moyenne tension
MW	Mégawatt
MWc	Mégawatt crête
MWh	Mégawatt heure
OFROU	Office fédéral des routes
OPEX	Operational expenditures (dépenses opérationnelles)
PAB	Paroi anti-bruit
PERC	Passivated Emitter and Rear Contact
PV	Photovoltaïque
R&D	Recherche et développement
USD	United States Dollar

Table des matières

Introduction	4
1 Evolutions technologiques PV	4
1.1 Panneaux à cellules c-Si (95% du marché mondial)	5
1.2 Panneaux à couches minces (5% du marché mondial) :.....	7
1.3 Autres évolutions technologiques :.....	8
2 Paramètres techniques	9
2.1 Configurations considérées	9
2.2 Méthodologie de calcul du productible des PAB	12
2.3 Etudes statiques	16
2.4 Paramètres acoustiques sur PAB le long des routes	16
2.5 Distance horizontale de sécurité.....	18
2.6 Eblouissement	18
3 Paramètres coûts	19
3.1 Détail du CAPEX	19
3.2 Détail du LCOE	21
3.3 Coûts d'installation type	21
4 Calcul potentiel route	23
4.1 Bases de données	23
4.2 Traitement GIS	24
4.3 Détails de l'échantillonnage	26
5 Calcul potentiel rail	28
5.1 Bases de données	28
5.2 Traitement GIS	29
5.3 Murs multiples.....	30
6 Bibliographie	31

Introduction

Le présent document de précisions méthodologiques constitue une annexe à l' « *Etude de potentiel de production d'énergie photovoltaïque sur les parois anti-bruit le long des routes nationales et voies ferrées. Rapport du Conseil fédéral en réponse au postulat 20.3616 du 15.06.2020* ». Il vient apporter des précisions sur un certain nombre d'aspects mentionnés dans le rapport, quand il y est fait référence à la présente annexe. Il ne peut donc être interprété qu'en lien avec le rapport principal.

1 Evolutions technologiques PV

Cette section détaille les évolutions technologiques du secteur PV et leur impact sur le potentiel PV des PAB.

Il existe 4 principaux systèmes d'installation pour les panneaux photovoltaïques : installation en toiture, centrale au sol, centrale flottante et intégré au bâtiment. Tandis que les centrales au sol vont rester la principale part de marché à l'échelle mondiale (65% en 2019, 60% en 2020), il est attendu que la part du photovoltaïque intégré au bâtiment augmente de moins de 1% en 2019 à 5% en 2030 [1]. Des installations PV pour de nouvelles PAB directement intégrées dans la PAB pourraient bénéficier fortement des évolutions de ces intégrations en façade. Dans ce contexte, il convient d'indiquer que les principales évolutions technologiques sur les panneaux photovoltaïques seront, dans les 10 années à venir, orientées pour optimiser la performance des centrales au sol. Certaines de ces évolutions auront un impact positif sur le déploiement des installations PV sur PAB, tandis que d'autres auront un impact plus nuancé, voire négatif dans certains cas. L'objet de ce paragraphe est d'identifier ces impacts.

Pour les PAB-PV, les évolutions technologiques peuvent avoir un impact déterminant sur 5 facteurs :

1. Performance et réduction du LCOE
2. Performance acoustique
3. Réflexion lumineuse (éblouissement)
4. Robustesse (Composants et procédés de fabrication, Structurelle)
5. Mise en œuvre

Le coût des centrales PV va continuer à décroître dans les années à venir et va mécaniquement faire baisser le LCOE de ces énergies. En 2020, le coût moyen d'un système PV était de USD \$0.685/Wc, il devrait être de USD \$0.418/Wc en 2030 soit une baisse de 39% en 10 ans [1]. Cette tendance est soutenue par la baisse projetée du coût des modules.

En 2019, 95% du marché mondial est couvert par des panneaux photovoltaïques équipés de cellules à base de silicium cristallin (c-Si) et 5% par des panneaux dits à couche mince (thin-film). Les sous-sections suivantes décrivent les évolutions pour chacune de ces catégories.

1.1 Panneaux à cellules c-Si (95% du marché mondial)

Le tableau ci-dessous présente les **principales** évolutions et tendances technologiques/design à venir pour les panneaux à cellules c-Si et évalue leurs impacts sur le déploiement des installations PV sur PAB.

Évolutions technologiques	Impact pour installation PV sur PAB
<p>Amélioration continue des performances des panneaux</p> <ul style="list-style-type: none"> - Augmentation utilisation de cellules monocristallines de type N - Augmentation taille des cellules - Démocratisation cellules PERC (Passivated Emitter and Rear Contact) [2] et développement des cellules à hétérojonction et tandem - Augmentation de la performance des cellules - Augmentation du nombre de busbars et réduction de leur largeur - Augmentation utilisation demi-cellules - Augmentation du ratio CTM (Cell-To-Module) <p>Efficacité moyenne d'un panneau avec cellule PERC de type P : 2019 : 20.15% / 2030 : 22.25%</p> <p>Efficacité moyenne d'un panneau avec cellule PERC de type N : 2019 : 20.75%/ 2030 : 22.75%</p> <p>Efficacité moyenne d'un panneau avec cellule à hétérojonction de type N : 2019 : 21%/ 2030 : 23.1%</p>	<p>Amélioration des performances et du LCOE</p> <p>Amélioration de la robustesse des composants et des procédés de fabrication</p>
<p>Amélioration de la qualité de l'encapsulation avec le passage d'une encapsulation EVA (Ethylene Vinyl Acetate) à une encapsulation en polyoléfine. Cette dernière offre une résistance plus importante à la corrosion et aux dégradations des cellules en général. Les encapsulations en Polyoléfine représentaient 7% du marché en 2019 et devraient passer à 30% en 2030.</p>	<p>Augmentation de la robustesse des composants et des procédés de fabrication</p> <p>L'encapsulation avec une polyoléfine est intéressante dans le cadre de PAB-PB.</p>
<p>Augmentation de la tension système maximale de 1000V à 1500V, avec une évolution de la part de marchés pour ces derniers de 40% en 2019 à 90% du marché en 2030.</p>	<p>Peu ou pas d'impact (performance et réduction LCOE)</p>
<p>Utilisation accrue de film anti-reflet</p> <p>En 2020, les panneaux sans film anti-reflet ont en moyenne sur le spectre de la lumière un taux de transmission du verre de 91.5% (soit 8.5% de réflexion) contre 94.5% pour ceux équipés de film anti-reflet (donc 5.5% de réflexion). En 2030, ce taux atteindra 95.5% avec l'amélioration continue des films anti-reflet. La tendance actuelle et qui devrait se poursuivre est la démocratisation de l'utilisation de film anti-reflet par les fabricants.</p>	<p>Réflexion lumineuse (éblouissement)</p> <p>Amélioration des performances et LCOE</p> <p>Pour une application en PAB-PV, l'utilisation de panneaux avec film anti-reflet semble être une évidence.</p>
<p>Augmentation de la taille moyenne des panneaux du standard actuel de 1.7 m² à 2 m². La part de marché des panneaux de 2 m² était de 35% en 2019 et passerait à 65% en 2030.</p>	<p>Peu ou pas d'impact</p> <p>Baisse de la robustesse structurelle</p> <p>Des panneaux de 1.7 m² offrent une résistance mécanique plus importante et semblent mieux appropriés pour une utilisation sur PAB.</p>

Évolutions technologiques	Impact pour installation PV sur PAB
<p>Augmentation de l'utilisation de panneaux bifaciaux par rapport aux monofaciaux : passage de 8% à 35% des panneaux en bifaciaux entre 2019 et 2030.</p> <p>En 2030, 70 % des cellules seront bifaciales, une partie d'entre elles seront équipées sur des panneaux monofaciaux. Pour l'heure, le prix des panneaux bifaciaux est plus élevé sur le marché européen (0.32€/Wc) que des panneaux « standards » (0.22€/Wc), mais il devrait chuter dans les années à venir. Il est proche du coût de panneau à haute efficacité (0.31€/Wc) : PERC, hétérojonction, n-type [3]</p>	<p>Amélioration des performances et du LCOE. L'utilisation de panneaux bifaciaux doit être issue d'une analyse économique. Néanmoins, l'utilisation de panneaux bifaciaux est liée à l'utilisation de panneaux verre/verre qui sont plus robustes dans le temps (cf. ligne suivante)</p>
<p>Augmentation de l'utilisation de panneaux bi-verre par rapport aux panneaux verre/film.</p> <p>L'augmentation de l'utilisation de panneaux bifaciaux va entraîner l'augmentation de la proportion de panneaux verre/verre (35% du marché en 2030).</p> <p>Les panneaux verre/verre ont une meilleure tenue dans le temps que les panneaux verre/film (stabilité mécanique plus élevée, chute de performance annuelle plus faible, étanchéité accrue, etc.). Les garanties des fabricants sont souvent plus importantes pour ce type de panneaux.</p>	<p>Amélioration de la robustesse structurelle</p> <p>Les panneaux verre/verre sont une alternative intéressante pour les PAB-PB. Néanmoins, ils sont plus lourds qu'un panneau verre/foil, ce qui crée des contraintes statiques supplémentaires.</p>
<p>Augmentation de l'utilisation de panneaux sans cadre (par rapport à des panneaux avec cadre), qui représentaient 5 % du marché en 2019 et passeraient à 25% en 2030. Les panneaux sans cadres sont une alternative esthétique intéressante, néanmoins ils sont plus fragiles et sensibles aux micro-crack.</p>	<p>Baisse de la robustesse structurelle</p> <p>Les panneaux avec cadres sont conseillés pour l'utilisation sur PAB. Néanmoins, en utilisation verticale cette baisse de robustesse devrait être limitée par rapport à une utilisation « à plat » .</p>
<p>Réduction de l'épaisseur des verres en face avant de 3.2 mm à une épaisseur égale ou inférieure à 2 mm. Ces derniers représentaient 10 % du marché en 2019 et représenteraient 40 % du marché en 2030.</p> <p>La réduction de l'épaisseur des verres permet de réduire le coût de production de panneaux. Le poids du panneau et sa résistance mécanique sont directement impactés.</p>	<p>Amélioration de la performance et réduction LCOE</p> <p>Baisse des performances acoustiques</p> <p>Baisse de la robustesse structurelle</p> <p>Les panneaux avec verre d'épaisseur 3.2 mm présentent de meilleures caractéristiques pour une utilisation sur PAB.</p>
<p>Augmentation de la proportion de panneaux avec micro-onduleur intégré.</p> <p>Dans le cas d'utilisation de panneaux bifaciaux, des solutions d'intégration esthétique doivent encore être développées par les fabricants.</p>	<p>Mise en œuvre</p> <p>Réduction du LCOE</p> <p>L'utilisation de panneaux avec micro-onduleur intégré peut faciliter la mise en œuvre des installations sur PAB et réduire le LCOE. Cette réflexion doit être issue d'une analyse économique.</p>

Tableau 1 : Principales évolutions technologiques et de conception attendues des panneaux au silicium cristallin et impact sur les PAB PV [1] [4]

1.2 Panneaux à couches minces (5% du marché mondial) :

Les principales technologies émergentes de panneaux à couches minces sont présentées dans les prochaines lignes. Leur polyvalence pourrait être un atout dans le développement de PAB-PV dans les années à venir.

CdTe

(état de maturité : solution industrielle connue, optimisation des coûts à réaliser)

Hors panneaux à cellules c-Si, la technologie CdTe (tellurure de cadmium) est la plus répandue et couvre 50% du marché des panneaux à couches minces, notamment grâce au plus grand fabricant mondial de ce type de panneau, First Solar [5]. Les principales différences avec un panneau c-Si sont :

- L'efficacité : 17.5% pour un panneau CdTe contre plus de 20% pour un panneau c-Si
- Poids : 35 kg pour un panneau CdTe contre 21 kg pour un panneau c-Si monofacial
- LCOE : À niveau de développement équivalent le LCOE de ces technologies pourrait être plus faible que les panneaux c-Si

À l'avenir, ses qualités esthétiques pourraient permettre à cette technologie de grandement participer à l'essor du PV intégré au bâtiment. Néanmoins, des phases importantes de R&D sont nécessaires pour que cette technologie atteigne son plein potentiel (réduction des coûts de fabrication, rendement énergétique, durabilité).

CIGS

(état de maturité : R&D, quelques projets pilotes déjà réalisés)

Les cellules CIGS (cuivre, indium, gallium et sélénium) sont à l'avenir une technologie à considérer, notamment pour le PV intégré au bâtiment où elles offrent une flexibilité/polyvalence sur la forme, le type de support (métal, verre, etc.) et les couleurs [6]. Ses principaux autres atouts sont une faible dégradation dans le temps (50 ans de durée de vie sont réalistes) et un faible impact environnemental de la construction de ces cellules en ce qui concerne la quantité de matériaux et l'énergie consommée. Néanmoins, cette technologie est pour l'heure faiblement évoluée et nécessite des phases de développement importantes (réduction des coûts de fabrication, augmentation du rendement énergétique) avant de pouvoir viser une production industrielle.

Perovskite [4]

(état de maturité : solution émergente)

Selon l'état des connaissances actuelles, les cellules à base de perovskite sont présentées comme une alternative crédible pour la production PV. Elle présente des caractéristiques intéressantes pour un panneau PV (coefficient d'absorption élevé, durée de vie, faible coût de production). Sur les 10 dernières années, les investissements en R&D ont permis d'augmenter rapidement l'efficacité de la technologie (de 15 à 25% sur de petites cellules $\approx 0.1 \text{ cm}^2$). Ces performances se rapprochent déjà de celles des technologies CdTe et CIGS qui sont plus matures.

La prochaine étape sera d'évaluer les performances de ces cellules et modules sur des surfaces plus importantes et hors atmosphère inerte afin d'évaluer l'impact des mécanismes de dégradation (lumière, humidité, chaleur, etc.) sur les cellules. L'utilisation de plomb dans la technologie sera un frein si des solutions alternatives ne sont pas trouvées.

L'intérêt du perovskite est également étroitement étudié pour son utilisation dans des cellules « tandem », notamment celles associant perovskite et silicium dans une même cellule. En quelques années de développement, une efficacité de 29.15% a été atteinte pour ce tandem.

1.3 Autres évolutions technologiques :

Verre autolavable [7]

(état de maturité : Recherche)

2 solutions au stade de recherche émergent, électrostatique (création d'un champ électrique non uniforme) et ultrasonique (utilisation d'ondes sonores à haute fréquence, 20 kHz). Ces solutions pourraient être un atout pour le déploiement de PAB-PV afin de lutter contre la chute de production des panneaux due au dépôt de particules (poussière, pollution, etc.) en surface. Néanmoins, le déploiement de ces solutions à l'échelle industrielle dans les 10 années à venir paraît illusoire.

Luminescent Solar Concentrator (LSC)

(état de maturité : Recherche)

La technologie LSC consiste à capter par des molécules fluorescentes la lumière du soleil avant de la réémettre avec des longueurs d'onde plus élevées. De la sorte, une fraction de la lumière réémise est piégée dans un guide d'ondes par réflexion interne et conduite vers la périphérie du concentrateur où se trouvent les cellules solaires.

Entre 2005 et 2015, c'était l'une des technologies les plus prometteuses pour le photovoltaïque intégré au bâtiment grâce à sa transparence. De nombreuses publications ont eu lieu sur cette période, mais elles sont plus limitées depuis. Les principales difficultés de la technologie reposent sur le choix des molécules fluorescentes. Après des années de recherche, les performances des systèmes LSC restent faibles à cause de nombreuses pertes : surface, réabsorption, guide d'ondes. En outre leur durée de vie est un facteur encore mal connu.

Utilisation de verre feuilleté

Les panneaux photovoltaïques sont actuellement équipés de verre trempé. Ces verres sont moins sécuritaires que les verres feuilletés. L'augmentation des parts de marché du photovoltaïque intégré au bâtiment devrait créer une tendance dans les années à venir pour le développement de panneaux photovoltaïques équipés de verre feuilleté. Ertex Solar s'est spécialisé dans la fabrication et la commercialisation de panneaux facilitant l'intégration au bâtiment. Ils sont des pionniers, et proposent à la vente des panneaux photovoltaïques avec verre feuilleté. Prochainement, de nombreux autres fabricants devraient s'intéresser à cette problématique.

2 Paramètres techniques

2.1 Configurations considérées

Les schémas ci-dessous listent l'ensemble des configurations qui ont été analysées dans le cadre de l'étude ainsi que leurs variantes.

Configurations

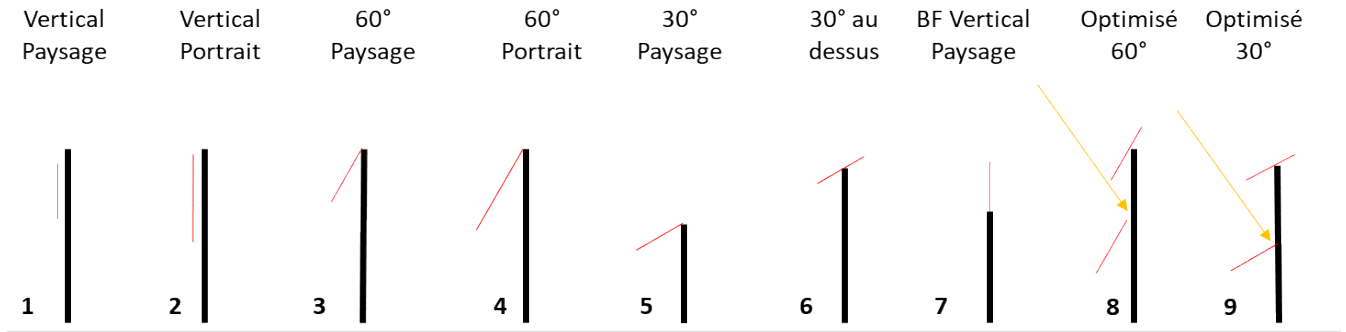


Figure 1 : configurations étudiées

Variantes

Les schémas ci-dessous ne sont pas à l'échelle et sont indicatifs.

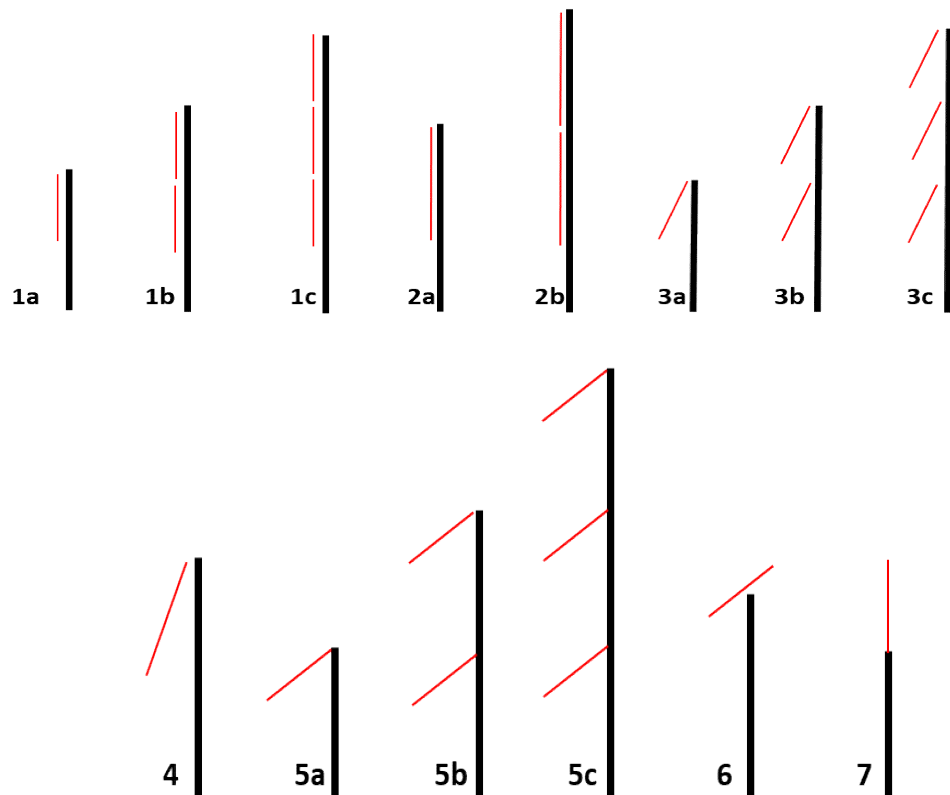


Figure 2 : variantes étudiées

Cotes et paramètres des configurations

Les cotes et paramètres ont été calculés sur base des schémas ci-dessous. Les paramètres sont explicités dans le Tableau 3. La production et le productible sont théoriques et indicatifs à des fins de comparaison des configurations et non pour le calcul du potentiel, qui est basé sur l'orientation effective de chaque PAB.

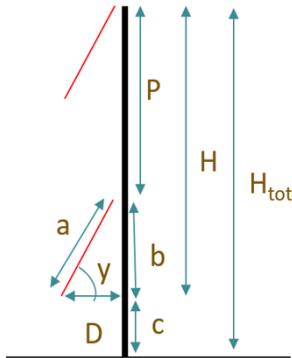


Figure 4 : cotes et paramètres pour les configurations 1-7

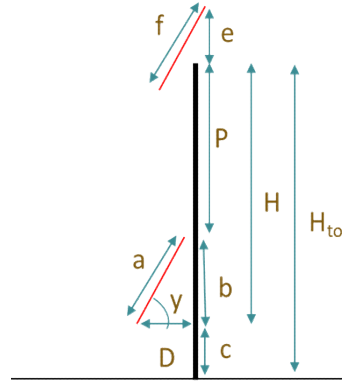


Figure 3 : cotes et paramètres pour les configurations 8-9

Configuration		1				3			4
Variante		1a	1b	2b	2c	3a	3b	3c	4
Mode		Landscape	Landscape	Portrait	Portrait	Landscape	Landscape	Landscape	Portrait
a	cm	100	100	170	170	100	100	100	170
b	cm	100	100	170	170	87	87	87	147
Angle y	°	90°	90°	90°	90°	60°	60°	60°	60°
Pitch P	cm	102	102	172	172	0	113	113	0
Nb panneaux	cm	1	2	2	3	1	2	3	1
Puissance linéaire	Wc/ml	200	400	680	1 020	200	400	600	340
Production annuelle Sud	kWh /ml	170	340	577	866	229	405	581	390
Productible annuel Sud	kWh/kWc	849	849	849	849	1 146	1 013	969	1 146
Productible annuel Est	kWh/kWc	684	684	684	684	881	779	745	881
Production annuelle Est	kWh /ml	137	274	465	698	176	312	447	300
Effet d'ombrage		1	1	1	1	1	0.88	0.85	1
D	cm	10	10	10	10	60	60	60	95
H	cm	100	202	342	514	87	200	313	147
e	cm								
f	cm								
c + marge	cm	110	110	110	110	110	110	110	110
Htot	cm	210	312	452	624	197	310	423	257

Configuration		5				6		7	8		9	
Variant		5a	5b	5c	5d	6a	6b	7	8a	8b	9a	9b
Mode		Landscape	Landscape	Landscape	Landscape	Landscape	Portrait	Landscape	mix	Landscape	mix	Landscape
a	cm	100	100	100	100	100	170	100	100	100	100	100
b	cm	50	50	50	50	50	85	100	100	87	100	50
Angle y	°	30°	30°	30°	30°	30°	30°	90°	60°	60°	30°	30°
Pitch P	cm	0	150	150	150							
Nb panels	cm	1	2	3	4	1	1	1	2	2	2	2
Linear power	Wc/ml	200	400	600	800	200	340	200	540	400	540	400
Annual Production South	kWh /ml	242	419	595	772	242	412	214	619	458	654	485
Production Yield South	kWh/kWc	1212	1047	992	964.5	1212	1212	1070	1146	1146	1212	1212
Production Yield East	kWh/kWc	998	811	749	718	998	998	1144	881	881	998	998
Annual Production east	kWh /ml	200	324	449	574	200	339	229	476	352	539	399
Shadow effect		1	0.86	0.82		1	1	1	1	1	1	1
Min dist with NB	cm	10	10	10	10				10	10	10	10
D	cm	97	97	97	97	43	74	0	60	60	97	97
H	cm	50	200	350	500	50	85	100	252	184	279.0	173
e	cm								43	25	49	41
f	cm								170	100	170.0	100
c	cm	100	100	100	100	mur	mur		100	100	100	100
Margin	cm	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

Tableau 2 : cotes et paramètres pour les configurations étudiées

Le tableau ci-dessous explique la manière dont les configurations ont été calculées et comparées.

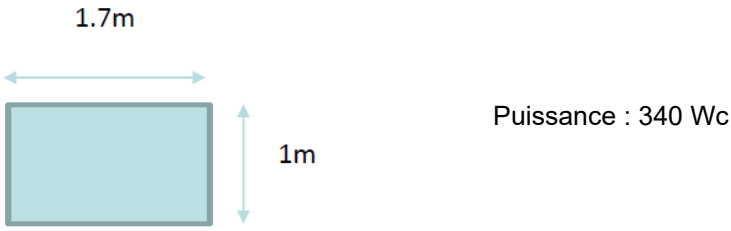
Panneau considéré	 <p>Puissance : 340 Wc</p>
Mode	Paysage ou portrait, fonction de l'orientation du panneau. Pour les configurations 8a et 9a, le panneau du haut est en portrait et celui du bas en paysage.
Pitch	<p>La distance « pitch » est la distance entre le haut du premier panneau et le haut du second panneau. Elle n'est pas utilisée dans les configurations avec un seul panneau.</p> <p>Pour les configurations 3 et 5 avec plusieurs panneaux. Une hauteur totale H de 2m pour les 2 panneaux a été considérée, afin de comparer deux situations à hauteur similaire. Ceci conduit à un pitch de 113mm pour la configuration 3 et de 150mm pour la configuration 5.</p>
Productible	Le productible a été estimé en simulant une installation standard avec le logiciel PVSyst, sans ombrage autre que ceux liés aux panneaux. Ceci a été effectué pour les configurations avec 1 et 2 panneaux. Pour celles comportant plus de panneaux, chaque panneau supplémentaire a un productible similaire au 2 ^e panneau (ombragé par le 1 ^{er} panneau tout en haut). Deux orientations ont été choisies pour donner un ordre de grandeur.
Puissance linéaire	Directement fonction du nombre de panneaux et de leur orientation. Un panneau en paysage a une puissance de 340Wc sur 1.7m -> 200Wc/ml.
Production annuelle Sud	Production annuelle linéaire pour chaque configuration. C'est le résultat de la multiplication de la puissance par le productible.
Effet d'ombrage	Effet d'ombrage utilisé dans les configurations où certains panneaux sont ombragés par les autres. Ceci ne prend pas en compte les ombrages de l'environnement autour.
Distance min. à la paroi	10 cm ont été considérés pour la structure de fixation des panneaux contre la paroi.
D	Espacement que l'installation solaire aura par rapport à la paroi. Une distance minimale de 10 cm a été considérée pour la structure.
H	Hauteur de l'installation.
e	Partie du panneau qui dépasse le mur. Ceci a une importance pour la prise au vent, notamment sur les parois des CFF, où les trains passent à haute vitesse.
c + margin	Afin d'éviter une dégradation prématurée (projections, végétation), une hauteur minimale entre le sol et la partie inférieure du panneau du bas a été fixée à 1.10 m
Htot	Hauteur minimale de la paroi nécessaire pour l'installation. Dans notre étude, cela correspond à 110 cm de plus que H.

Tableau 3 : calcul des cotes et paramètres des configurations

Un exemple du calcul de productible pour une variante à plusieurs panneaux est décrite ci-dessous :

Panneau n°	Configurations		
	3a	3b	3c
1	1146*	1146	1146
2		880**	880
3			880
Productible kWh/kWc :	1146*	1013*	969

Tableau 4 : calcul de productible pour une variante à plusieurs panneaux

*Valeurs simulées au moyen du logiciel PVSyst

** Valeur déduite et appliquée pour le reste des panneaux ombragés

Structures de support

Les structures de support mentionnées dans le rapport sont du type de celles du schéma ci-dessous.

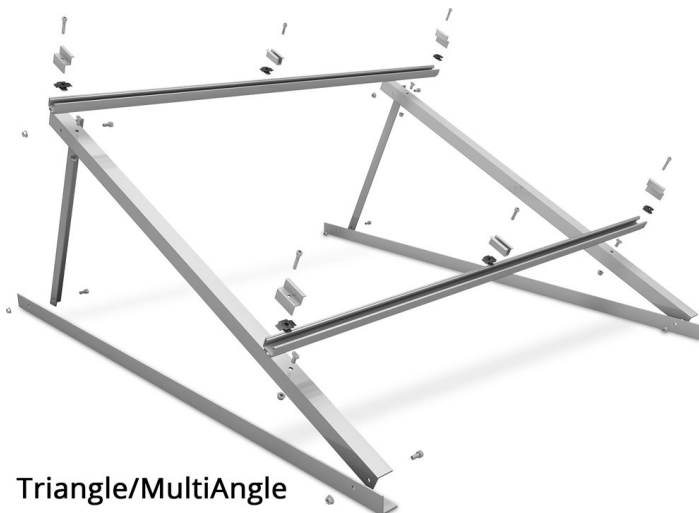


Figure 5 : structure de support type considérée

Le concept de montage envisagé est l'accroche des structures triangulaires dans les poteaux qui soutiennent les PAB, généralement espacés de 4 m. Les rails posés sur les structures triangulaires sont des rails d'une portée supérieure à 4 m. Pour des panneaux installés en mode paysage, des rails perpendiculaires sont rajoutés. Des exemples de tels rails sont repris ci-dessous.

2.2 Méthodologie de calcul du productible des PAB

La production énergétique de chaque PAB= Puissance totale (kWc) * Productible (kWh/kWc)

- Puissance totale= puissance/mètre linéaire (kWc/m) * longueur de la PAB (m)
- La puissance par mètre linéaire est fonction de la configuration retenue (cf. le tableau des configurations présenté dans la section précédente).
- Productible= Productible de référence (kWh/kWc)* Facteur d'irradiation cantonal (%)* Facteur d'ombrage (%) * Facteur spécifique configuration (%)

2.2.1 Productible de référence

Le productible de référence a été simulé au moyen du logiciel PVSyst pour une installation standard, avec les hypothèses suivantes :

- Puissance de l'installation : 27kWc,
- Panneaux JKM330M-60H-V
- Onduleur Fimer trio 27.6TL
- Orientation Sud et inclinaison à 30°
- Localisation à Berne
- Installation idéale, sans ombrage proche ni lointain.
- Installation apposée
- Facteur de pertes lié à l'encrassement : 3%
- Indisponibilité : 4 jours/an
- Facteur Pertes DC : 1.5%
- Facteur Pertes AC : 1.5%

Le résultat de la simulation donne un productible de référence de **1212 kWh/kWc**. Ceci correspond à la production d'une installation ayant les caractéristiques listées ci-dessus. Comme expliqué ci-dessus, ce productible est ensuite multiplié par les facteurs d'irradiations respectifs à chaque paroi anti-bruit de la base de données.

2.2.2 Facteur d'irradiation cantonal

La variation de l'irradiation solaire au sein de la Suisse est prise en compte en appliquant un facteur moyen pour chaque PAB en fonction du canton dans lequel elle est située sur base du productible de référence situé à Berne.

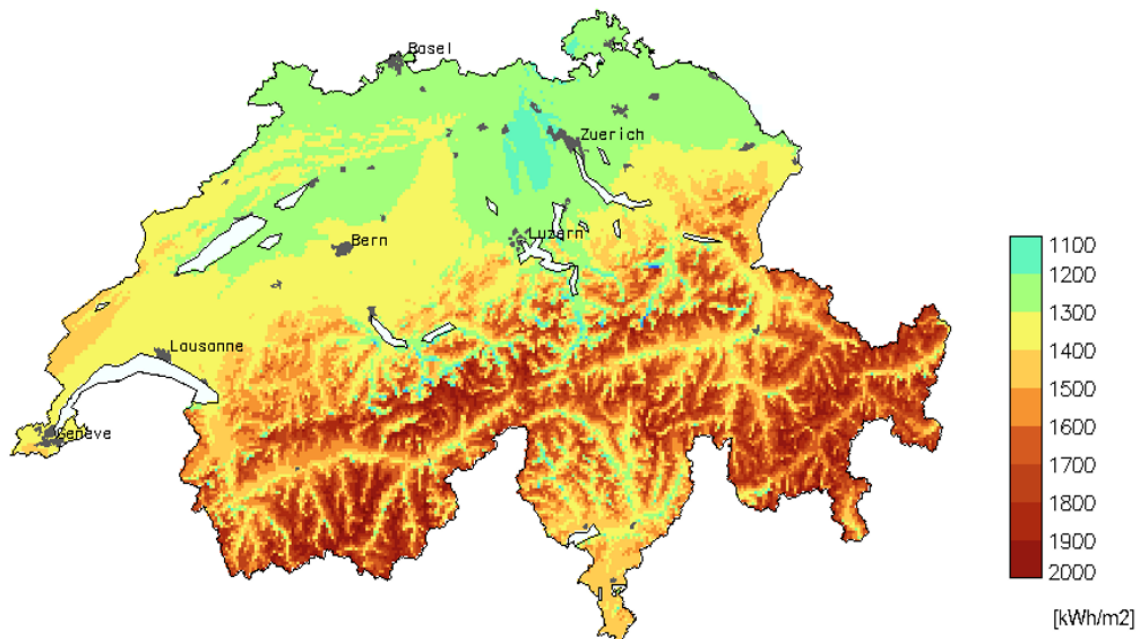


Figure 6 : irradiation moyenne par canton. Source. Planair à partir de PV-GIS

Sur la base de la carte ci-dessus, un facteur d'irradiation a été considéré pour chaque canton. Ce facteur multiplie le productible de référence (à Berne) afin de prendre en compte les différentes irradiances.

Canton	Irradiations moyenne (W/m ²)	Facteur
AG	1200	0.89
AI	1350	1.00
AR	1350	1.00
BE	1350	1.00
BL	1250	0.93
BS	1250	0.93
FR	1350	1.00
GE	1350	1.00
GL	1250	0.93
GR	1400	1.04
JU	1250	0.93
LU	1300	0.96
NE	1300	0.96

Canton	Irradiations moyenne (W/m ²)	Facteur
NW	1350	1.00
OW	1350	1.00
SG	1350	1.00
SH	1250	0.93
SO	1300	0.96
SZ	1300	0.96
TG	1250	0.93
TI	1350	1.00
UR	1250	0.93
VD	1350	1.00
VS	1400	1.04
ZG	1250	0.93
ZH	1200	0.89

2.2.3 Facteur d'ombrage général

Dans la mesure où il y a forcément des éléments environnants créant un ombrage sur une partie des panneaux, une moyenne a été établie à 5% (donc un facteur de 95% utilisé dans le calcul du productible). En plus de ce facteur, une analyse localisée de l'ombrage a été réalisée dans le cadre de l'échantillonnage pour définir les possibilités d'implantation réalistes.

2.2.4 Facteur spécifique configuration

Ce facteur prend en compte :

- Le facteur d'ombrage spécifique à la configuration
- Un facteur fonction de l'orientation de la PAB et de l'inclinaison de la configuration

Le facteur d'ombrage spécifique prend en compte, dans une configuration à plusieurs panneaux, l'ombrage créé par le ou les panneaux supérieurs sur les panneaux positionnés en dessous. Il représente le pourcentage du productible atteignable par rapport au productible de référence. Ce facteur est présenté dans le tableau qui reprend les diverses configurations sous « Shadow Effect ».

Le facteur fonction de l'orientation de la PAB et de l'inclinaison de la configuration est issu du tableau ci-dessous. Un facteur spécifique est appliqué pour le bifacial (dernière ligne du tableau), considérant 70% de bifacialité. Ce facteur précise qu'à puissance reçue équivalente de chaque côté, la face arrière du panneau produit 70% de la face avant

Le spectre d'orientations considérées pour le calcul du potentiel technico-économique permet d'écartier les orientations avec un facteur de production trop bas, en rouge dans le tableau ci-dessous. Le calcul du potentiel du côté route, basé sur des configurations inclinées à 60° est ainsi limité aux PAB avec un azimut compris entre 60° et 300°, en ne conservant que les PAB avec un facteur de 60% du productible idéal ou plus.

Angle d'alignement azimutal - Sud 180°

	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240	250	260	270	280	290	300	310	320	330	340	350	360		
0°	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%
5°	85%	85%	85%	86%	86%	87%	87%	88%	88%	88%	88%	89%	89%	89%	90%	90%	91%	91%	91%	91%	91%	90%	90%	89%	89%	89%	88%	88%	88%	87%	87%	86%	86%	85%	85%	85%	85%	85%	85%
10°	81%	81%	81%	82%	83%	84%	85%	86%	87%	88%	89%	90%	91%	92%	93%	94%	94%	94%	95%	94%	94%	94%	93%	92%	91%	90%	89%	88%	87%	86%	85%	84%	83%	82%	81%	81%	81%	81%	81%
15°	77%	77%	77%	78%	80%	81%	82%	84%	86%	88%	88%	90%	92%	93%	94%	95%	96%	96%	96%	96%	96%	95%	94%	93%	92%	90%	88%	88%	86%	84%	82%	81%	80%	78%	77%	77%	77%	77%	77%
20°	72%	73%	73%	74%	76%	78%	80%	82%	84%	87%	88%	90%	92%	94%	96%	96%	97%	97%	98%	97%	97%	96%	96%	94%	92%	90%	88%	87%	84%	82%	80%	78%	76%	74%	73%	73%	73%	72%	72%
25°	67%	68%	69%	70%	72%	74%	77%	80%	82%	85%	88%	90%	92%	95%	96%	96%	98%	98%	99%	98%	98%	96%	96%	95%	92%	90%	88%	85%	82%	80%	77%	74%	72%	70%	69%	68%	68%	67%	67%
30°	63%	64%	65%	65%	68%	71%	74%	78%	81%	84%	87%	89%	92%	95%	96%	97%	99%	99%	100%	99%	99%	97%	96%	95%	92%	89%	87%	84%	81%	78%	74%	71%	68%	65%	65%	64%	64%	63%	63%
35°	58%	59%	60%	62%	65%	68%	72%	75%	79%	82%	87%	88%	91%	94%	96%	97%	98%	99%	99%	99%	98%	97%	96%	94%	91%	88%	87%	82%	79%	75%	72%	68%	65%	62%	60%	59%	59%	58%	58%
40°	55%	55%	56%	58%	61%	65%	69%	73%	77%	81%	86%	88%	90%	93%	96%	97%	98%	98%	99%	98%	98%	97%	96%	93%	90%	88%	86%	81%	77%	73%	69%	65%	61%	58%	56%	55%	55%	55%	55%
45°	50%	50%	52%	54%	58%	62%	66%	71%	75%	80%	83%	88%	89%	92%	94%	96%	96%	97%	97%	97%	96%	96%	94%	92%	89%	88%	83%	80%	75%	71%	66%	62%	58%	54%	52%	50%	50%	50%	50%
50°	46%	47%	48%	50%	55%	59%	64%	68%	73%	78%	81%	87%	88%	90%	93%	95%	96%	96%	96%	96%	96%	95%	93%	90%	88%	87%	81%	78%	73%	68%	64%	59%	55%	50%	48%	47%	46%	46%	46%
55°	42%	43%	45%	48%	52%	57%	61%	66%	71%	75%	79%	83%	86%	88%	90%	92%	93%	94%	94%	94%	93%	92%	90%	88%	86%	83%	79%	75%	71%	66%	61%	57%	52%	48%	45%	43%	42%	40%	40%
60°	40%	40%	42%	45%	50%	54%	59%	64%	69%	73%	77%	81%	83%	86%	88%	90%	91%	92%	92%	92%	91%	90%	88%	86%	83%	81%	77%	73%	69%	64%	59%	54%	50%	45%	42%	40%	37%	37%	37%
65°	37%	37%	40%	43%	47%	52%	57%	62%	66%	71%	73%	74%	76%	79%	81%	82%	85%	87%	88%	87%	85%	82%	81%	79%	76%	74%	73%	71%	66%	62%	57%	52%	47%	43%	40%	37%	37%	37%	37%
70°	35%	35%	38%	41%	45%	50%	54%	59%	64%	67%	70%	72%	73%	75%	78%	80%	81%	83%	86%	83%	81%	80%	78%	75%	73%	72%	70%	67%	64%	59%	54%	50%	45%	41%	38%	35%	35%	35%	35%
75°	34%	35%	36%	40%	43%	48%	52%	57%	61%	65%	66%	68%	71%	73%	74%	76%	78%	80%	81%	80%	78%	76%	74%	73%	71%	68%	66%	65%	61%	57%	52%	48%	43%	40%	36%	35%	34%	34%	34%
80°	33%	33%	35%	38%	42%	45%	50%	54%	59%	62%	64%	65%	67%	69%	71%	73%	74%	76%	78%	76%	74%	73%	71%	69%	67%	65%	64%	62%	59%	54%	50%	45%	42%	38%	35%	33%	33%	33%	33%
85°	31%	32%	34%	36%	40%	43%	48%	52%	56%	59%	61%	62%	64%	65%	66%	68%	70%	72%	73%	72%	70%	68%	66%	65%	64%	62%	61%	59%	56%	52%	48%	43%	40%	36%	34%	32%	31%	31%	31%
90°	30%	31%	32%	35%	38%	42%	45%	50%	53%	57%	59%	62%	64%	65%	67%	67%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	67%	67%	65%	64%	62%	59%	57%	53%	50%	45%	42%	38%	35%	32%	31%	30%	30%
BF 70%	78%	79%	80%	82%	85%	87%	90%	93%	95%	96%	96%	97%	95%	95%	94%	91%	90%	90%	89%	90%	90%	91%	94%	95%	95%	97%	96%	96%	95%	93%	90%	87%	85%	82%	80%	79%	78%	78%	78%

Tableau 5 : facteur spécifique à la PAB utilisé pour le calcul du productible

2.3 Etudes statiques

Des études statiques ont été réalisées sur un échantillon de 5 PAB par l'OFROU et les résultats ont été discutés et validés avec l'EPFL. L'analyse a porté sur la réserve disponible au niveau des fixations en pied de paroi, considérant les forces latérales exercées par le vent, en cas de réhausse de la PAB de 50 cm et de 1 m respectivement. Les calculs sont valides pour le rail et les autoroutes. Ces rehaussements correspondent aux configurations 6 (monofacial paysage incliné au sommet) et 7 (bifacial). Il en ressort que pour une réhausse de 50 cm, il existe une réserve suffisante dans tous les cas et que pour une réhausse de 1 m comme un rajout de panneau bifacial, une analyse structurale plus détaillée est nécessaire afin de voir si un renforcement de la PAB est nécessaire. Ce renforcement resterait néanmoins une exception. Il a été indiqué que le poids de rangées supplémentaires de panneaux sur la paroi, exerçant des forces verticales, n'affecte pas significativement ces résultats (exemple des configurations 8 et 9). Considérant la petite taille d'échantillon analysée, la proposition conservatrice est d'utiliser la loi de Laplace pour décider d'une probabilité d'implantation possible :

$$\text{Pourcentage de réussite} = (\text{nombre de tests réussis} + 1) / (\text{nombre de tests} + 2)$$

Cela correspond à 85% pour les configurations 6, 8 et 9 et 50% pour la configuration 7. Cette approche présentant des limites dans l'utilisation des résultats qui peut être faite, il a été décidé que :

- Le facteur de 50% pour les panneaux bifaciaux est utilisé pour le calcul du potentiel technico-économique sur la route (où la configuration bifaciale est utilisée)
- Le facteur de 85% pour les configurations qui dépassent ne soit pas utilisé. En effet, dans la mesure ou des configurations alternatives, sans dépassement, peuvent alors être utilisées en substitution, la seule perte qui pourrait se présenter dans les cas de problèmes statiques serait liée à la perte de productible liée au fait que les panneaux présenteraient davantage d'ombrage. Si la paroi est assez grande, les panneaux peuvent alors être espacés sans perte liée à l'ombrage.

2.4 Paramètres acoustiques sur PAB le long des routes

2.4.1 Catégorisation

La base de données MISTRA de l'OFROU [8] distingue quatre catégories d'absorption acoustiques présentées dans le tableau suivant. La colonne de droite présente la manière dont ces catégories ont été traitées dans le cadre de l'étude.

Catégorie	Absorption acoustique alpha	DI	Exemples des types de matériaux mentionnés dans la base de données MISTRA	Considéré étude
A0	Non vérifié		Acrylglas, glas, New Jersey	NA
A1	< 4 dB		Glass, Metal, Beton et Glass	Réfléchissant
A2	de 4 à 7 dB		Tôle perforée, Alukassette, Alu perforé	Absorbant
A3	de 8 à 11 dB		Lavabéton, Alukassette, Alu perforé, bois	Absorbant
A4	>11dB		Lavabéton, Alukassette	Absorbant

Tableau 6 : classement des PAB selon leur capacité d'absorption

Ces classes d'absorption ne sont toutefois pas systématiquement renseignées dans la base de données MISTRA. En l'occurrence sur les 2152 entrées, des classes acoustiques (A1-A4) ne sont renseignées que pour 404 PAB. Ce paramètre ne peut donc pas être analysé systématiquement et a été pris en considération lors de l'échantillonnage.

2.4.2 Etudes acoustiques

Des simulations de diverses configurations ont été réalisées et les résultats présentés ci-dessous :



Configuration	Effet	Visuel de l'effet
PV 90° sur PAB de droite (config 1)	Réflexion vers les immissions côté opposé (champ d'en face par ex.)	
PV 60° sur PAB de droite (config 3a)	Réflexion au-dessus de la chaussée - pas d'impact sur les immissions	
PV 30° sur PAB de droite (config 5a)	Réflexion à l'arrière de la PAB - angle d'incidence élevée.	
PV 30° au-dessus de PAB (config 6)	Diffraction sur le PV vers l'arrière de la PAB	

Tableau 7 : simulations acoustiques sur PAB absorbante de 2.5m (source : Prona)

Le schéma ci-dessous donne une indication du niveau sonore en fonction de la distance pour une installation verticale sur PAB de droite à partir du jeu de réflexions issues des sources linéiques du bord gauche et droit de la route et répertoriées en 3 catégories de hauteur (la catégorie IV est celle où les effets de réflexion des deux sources linéiques s'additionnent).

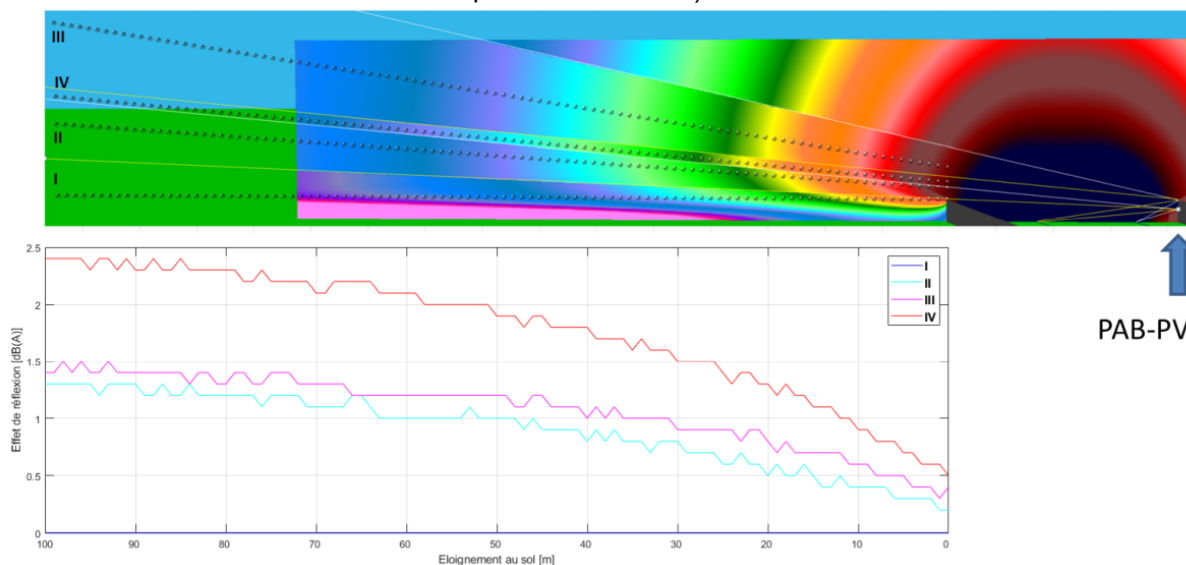


Figure 7 : détail de la propagation de la réflexion en fonction de l'éloignement de la PAB avec installation PV (source : Prona)

Les résultats de l'ensemble des analyses acoustiques sont les suivantes :

- Une installation verticale réfléchit le son vers les immissions du côté opposé (sur le champ en face). En terrain plat l'augmentation des immissions de bruit, due aux réflexions sur les PV, peut déjà dépasser 1 dB à 10 m de la route nationale et peut atteindre 2.5 dB à 100 m (voir annexe).
- Une installation à 60° réfléchit le son en hauteur, au-dessus de la chaussée
- Une installation à 30° réfléchit le son vers l'arrière de la PAB (à moins d'être baissée d'au moins un mètre du sommet de la PAB)
- Une installation avec un panneau qui couvre la PAB (configurations 6, 8 et 9) induirait une augmentation du bruit à l'arrière de la PAB. Une modélisation des effets de couronnement est à considérer (BEM, PE, Ray-tracing).

Par ailleurs, une PAB située du côté opposé de la chaussée et de même hauteur que la PAB PV ne peut pas traiter les réflexions obliques dues aux PV. Pour bloquer les réflexions sur les PV, la PAB opposée doit faire au moins le double de hauteur de la PAB accueillant les PV (analyse détaillée d'angles d'incidence des réflexions).

2.5 Distance horizontale de sécurité

Pour les PAB sur le tracé du côté route, les mesures relatives aux distances horizontales à conserver sont mentionnées dans le tableau 4 de la norme VSS 40 561 (catégorie de risques « obstacle »). Considérant les dispositifs de sécurité fréquents en Suisse que sont les glissières simples et doubles, respectivement numéros 62 et 63 selon la directive OFROU sur les dispositifs de retenue de véhicules [9], les distances minimales considérées dans l'étude sont de 1m et 1.5m respectivement.

Pour les PAB sur ouvrages d'art, les distances sont différentes et fonction du type d'installation. Nous considérons dans l'étude que sur ouvrage d'art, seules des installations qui ne prennent pas de distance horizontale sont envisageables, à savoir des panneaux bifaciaux au sommet de la PAB.

2.6 Eblouissement

Les panneaux sans film anti-reflet ont en moyenne, à l'heure actuelle, sur le spectre de la lumière un taux de transmission du verre de 91.5% (soit 8.5% de réflexion) contre 94.5% pour ceux équipés de film anti-reflet (donc 5.5% de réflexion). La tendance actuelle et qui devrait se poursuivre est la démocratisation de l'utilisation de film anti-reflet par les fabricants. Il est ainsi attendu qu'il atteigne 95.5% en 2030. [1]

L'éblouissement dépend essentiellement de la taille de l'installation, de la distance de l'observateur et de l'orientation et inclinaison PV. On distingue deux cas de figure principaux fonction de l'installation PV :

- PV Vertical: éblouissement soit très tôt, soit très tard dans la journée, avec forte probabilité qu'il intervienne au moment où le soleil éblouit déjà fortement le conducteur
- PV Incliné: Eblouissement plus tardif (matin) ou plus précoce (soir), décalage temporel possible entre l'éblouissement du soleil et du panneau

Il convient par ailleurs de noter que le panneau PV diffuse le reflet : l'éblouissement est moins « fort » que sur du verre standard. Une étude de TNO dans le cas du rail mentionne que bien qu'il y ait présence de reflet, celui-ci ne constitue pas forcément une gêne supplémentaire par rapport à celle occasionnée par le soleil [10]. L'éblouissement n'est donc pas considéré comme une contrainte affectant le potentiel dans le cadre de la présente étude.

3 Paramètres coûts

3.1 Détail du CAPEX

Les coûts d'investissements (CAPEX) sont calculés comme suit :

$$CAPEX = Coûts\ variables \left(\frac{CHF}{kWc} \right) * Puissance\ sur\ la\ PAB\ (kWc) + coûts\ fixes + coûts\ de\ connexion - rétribution\ unique$$

Coûts variables

Les coûts variables sont calculés comme suit :

		Toiture				Facteur	PV Monofacial sur PAB			
		Cat. 1	Cat. 2	Cat 3.	Cat 4.		Cat. 1	Cat. 2	Cat 3.	Cat 4.
Puissance min	kWc	10	30	100	300		10	30	100	300
Puissance max	kWc	30	100	300			30	100	300	
Modules PV	CHF/kWc	519	455	390	365	1	519	455	390	365
Onduleurs	CHF/kWc	259	129	109	92	1.2	311	155	131	110
Structure	CHF/kWc	209	189	123	87	1.2	251	227	148	104
Sécurité du site	CHF/kWc	146	86	184	103	NA	200	140	110	100
Etude et planification	CHF/kWc	149	86	94	59	1	149	86	94	59
Main d'œuvre	CHF/kWc	483	255	188	159	1.5	725	383	282	239
Équipement électrique	CHF/kWc	106	234	172	164	1.3	138	304	224	213
Logistique et transport	CHF/kWc	46	45	33	26	3	138	134	99	78
Autres	CHF/kWc	20	58	43	14	1	20	58	43	14
Total	CHF/kWc	1937	1537	1336	1069		2450	1942	1520	1283

Tableau 8 : coûts variables considérés

Coûts fixes

Ils sont constitués d'une base, et de suppléments liés à la sécurité pour les installations du côté route et pour les installations le long des chemins de fer.

Coûts fixes de base	Cat. 1	Cat. 2	Cat 3.	Cat 4.
Procédures	10 000	10 000	10 000	10 000
Études additionnelles	20 000	20 000	20 000	20 000
Total côté extérieur/bifacial sur route	30 000	30 000	30 000	30 000
Sécurité (côté route)	13 125	15 996	16 406	35 547
Total côté route	43 125	45 996	46 406	65 547
Sécurité côté rail	19 500	23 766	24 375	39 609
Total installations rail	49 500	53 766	54 375	69 609

Tableau 9: coûts fixes considérés

Coûts fixes liés à la sécurité

Des coûts fixes supplémentaires sont également à considérer pour des aspects sécuritaires pour des installations dans les configurations suivantes :

- Route : afin de minimiser l'impact sur le trafic et diminuer les risques pour les monteurs, les installations qui sont effectuées du côté route se déroulent de nuit pendant des sessions de 8h de temps. Les véhicules de l'installateur sont stationnés sur la bande d'arrêt d'urgence et le personnel travaille derrière la glissière de sécurité. Une signalisation organisée par l'unité territoriale en charge de l'exploitation sur le tronçon concerné est à prévoir (estimé en moyenne à 1350 CHF/nuit). Considérant un équilibre entre le nombre de nuits et la quantité de personnel impliquée, il est estimé que les travaux s'étalent entre 9 et 20 nuits selon les tailles d'installations. Cela représente un surcoût autour de 15 000 à 35 000 CHF par installation.
- Rail : pour des installations qui dépassent au-dessus de la PAB (configurations 6,8,9), un risque sécuritaire se présente en raison de la proximité avec les lignes électriques CFF. Le travail implique de couper le courant électrique sur la ligne, ce qui ne peut se faire que de nuit durant des sessions de maximum 4h (afin de ne pas affecter le trafic cargo) et avec participation d'un personnel qualifié des CFF (1300 CHF/nuit). Considérant ici aussi un équilibre entre le nombre de sessions et le personnel impliqué, la durée d'installation se situe entre 15 et 30 nuits. Ce surcoût est estimé de 20 000 à 40 000CHF selon la taille de l'installation.

Coûts de connexion

Des points de connexion différents sont considérés en fonction de chaque usage selon le tableau ci-dessous.

Usage	Rail	Route
Consommation propre	Poste de conversion de fréquence pour l'énergie de traction (16.7 Hz) ou bâtiment CFF pour utilisation dans le réseau 50Hz.	Tunnel le plus proche
Sans consommation propre	Réseau public le plus proche de chaque PAB.	Sans disposer de plans de tous les réseaux suisses, la zone à bâtir la plus proche a été considérée comme point de connexion.

Tableau 10 : types d'usages et points de connexion

Coûts de connexion		Cat. 1	Cat. 2	Cat 3.	Cat 4.
Tranchée + tube	CHF/m	75	75	85	100
Cable	CHF/m	25	42	145	435
Coût moyen	CHF/m	100	117	230	535

Tableau 11. Coûts de connexion considérés

Rétribution unique

La rétribution est calculée sur les paramètres d'application à partir du 1/4/21 pour les installations ajoutées et isolées. Cette rétribution est déduite de tous les types d'utilisation, sauf pour le potentiel exploitable OFROU à moins de 15 ct./kWh, car l'OFROU ne peut pas percevoir cette rétribution.

Rétribution unique		Premiers 30 kW	kW Additionnels
Base	CHF	700	
Liée à la puissance	CHF/kW	380	290

Tableau 12: calcul de la rétribution unique

3.2 Détail du LCOE

Le coût actualisé de l'énergie « LCOE » (de l'Anglais Levelised Cost of Electricity) a été calculé avec les paramètres suivants :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(I_t + M_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Paramètre	Valeur	
I_t	Investissement de l'année t	Coûts d'investissement
M_t	Coûts de maintenance de l'année t	3 rp /kWh/ an sur la production de l'année 1
E_t	Production d'énergie de l'année t	Production de l'année 1 diminuée linéairement de 0.8%/an jusqu'à l'année t
n	Durée de vie	25 ans
r	Taux d'actualisation	Pour les installations CFF/OFROU : 2% [11] Pour des installations en contracting : 3%

Tableau 13 : paramètres pour le calcul du LCOE

3.3 Coûts d'installation type

En prenant un productible moyen de 1000 kWh/kWc et une distance de connexion moyenne de 200m, les coûts d'une installation typique de différente taille selon les paramètres mentionnés sont présentés ici, en distinguant le cas des routes et du rail au vu des coûts fixes différents pour des aspects de sécurité de chantier.

		Cat. 1	Cat. 2	Cat. 3	Cat. 4
Gamme de puissance	kWc	10 - 30	30 - 100	100 - 300	300 - 1000
Puissance de l'installation	kWc	20	50	200	650
Nombre de panneaux solaires		59	147	588	1912
Longueur si une seule rangée de panneaux	m	100	250	1 000	3 250
Longueur si deux rangées de panneaux	m	50	125	500	1 625
Puissance en dessous 30 kW	kWc	20.0	30.0	30.0	30.0
Puissance au-dessus de 30 kW	kWc	0.0	20.0	170.0	620.0

		Installation du côté route			
CAPEX	CHF	92 123	143 092	350 406	899 172
CAPEX/kWc	CHF/kWc	4 606	2 862	1 752	1 383
OPEX sur durée de vie	CHF	11 726	29 315	117 258	381 090
Coûts totaux sur durée de vie	CHF	103 849	172 406	467 665	1 280 262
LCOE sans la connexion	ct/kWh	29.1	19.3	13.1	11.0
Coût de connexion additionnel	CHF	20 000	23 400	46 000	107 000
Coût total avec connexion	CHF	123 849	195 806	513 665	1 387 262
LCOE avec coût de connexion	ct/kWh	34.7	22.0	14.4	12.0
Rétribution Unique	CHF	8 300	17 900	61 400	191 900

Coûts totaux avec rétribution unique	CHF	115 549	177 906	452 265	1 195 362
LCOE avec connexion et rétribution unique	ct/kWh	32.4	20.0	12.7	10.3

		Installation rail			
CAPEX	CHF	98 498	150 861	358 375	903 234
CAPEX/kWc	CHF/kWc	4 925	3 017	1 792	1 390
OPEX sur durée de vie	CHF	11 726	29 315	117 258	381 090
Coûts totaux sur durée de vie	CHF	110 224	180 176	475 633	1 284 324
LCOE sans la connexion	ct/kWh	25.44	20.21	13.34	11.08
Coût de connexion additionnel	CHF	20 000	23 400	46 000	107 000
Coût total avec connexion	CHF	130 224	203 576	521 633	1 391 324
LCOE avec coût de connexion	ct/kWh	36.52	22.84	14.63	12.01
Rétribution Unique	CHF	8 300	17 900	61 400	191 900
Coûts totaux avec rétribution unique	CHF	121 924	185 676	460 233	1 199 424
LCOE avec connexion et rétribution unique	ct/kWh	34.19	20.83	12.91	10.35

Tableau 14 : coûts d'une installation type sur base des paramètres établis

4 Calcul potentiel route

4.1 Bases de données

La base de données principale considérée est un extrait de la base de données MISTRA de l'OFROU qui contient 2151 tronçons avec 37 types d'information. Le tableau ci-dessous présente les informations utilisées pour le calcul du potentiel.

Type d'information	Intitulé BDD OFROU	Type d'information
Identifiant	ID	Numéro
Nom	NAME	Texte
Hauteur de la PAB par rapport au sol	MAXHOEH13	Distance en mètres
Longueur	Laenge (m)	Distance en mètres
Type de PAB	ART	Mur (LSW) ou remblai/talus (LSD)

Tableau 15 : informations de la base de données MISTRA de l'OFROU utilisées pour l'étude

Une base de données contenant les tunnels de l'OFROU a également été utilisée pour calculer les distances entre les murs et les tunnels. (Chapitre 4.2.3)

Commentaires :

- Les classes d'absorption acoustique n'étant pas suffisamment renseignées, l'information de la base de données n'est pas utilisée pour le calcul du potentiel. Elles ont en revanche été prises en compte dans le choix des configurations considérées et lors de l'échantillonnage pour le calcul du potentiel réaliste.
- La définition de la hauteur de la PAB dans la base de données MISTRA implique que la totalité de la hauteur mentionnée n'est pas forcément à considérer pour l'installation de panneaux PV sur le mur, une partie de la hauteur pouvant être un remblai/talus. Dans la mesure où la hauteur de la partie « mur » n'est pas connue, et afin de rester conservateurs dans le calcul du potentiel, nous ne considérons que des variantes avec au maximum une à deux rangées de panneaux, fonction de la hauteur renseignée. La hauteur minimum considérée entre le bas du panneau inférieur et le sol de 1.1m permet également de créer une marge de sécurité par rapport à un éventuel remblai ou structure en béton sous la PAB.

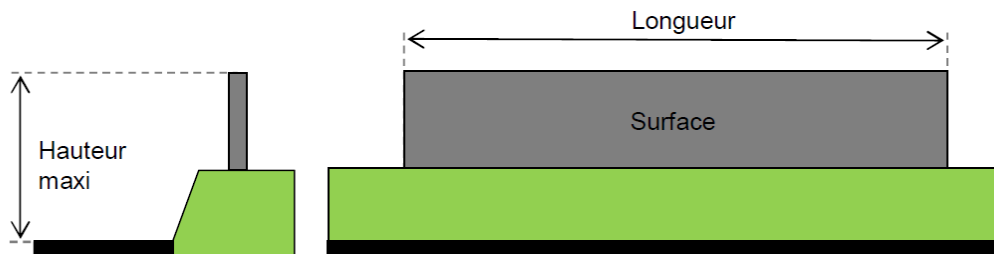


Fig. 7.11 Définition de la hauteur maxi, de la longueur et de la surface d'une PAB.

Figure 8 : Définition de la hauteur, longueur et surface des PAB renseignées dans la base de données MISTRA [8]

D'autres bases de données ont également été utilisées pour l'analyse :

Base de données	Utilisation
Autoroutes suisses. Date . 04/04/201	Détermination du côté de la route par rapport auquel la PAB se situe. (Chapitre 4.2.1)
Zones à bâtir (harmonisée) publiées par l'Office fédéral du développement territorial (ARE). 09/12/20	Calcul des distances entre les murs et les zones à bâtir. (Chapitre 4.2.2)
« Limites administratives de la Suisse et des zones limitrophes » (swissTLMRegio_KANTONSGEBIET couche des cantons suisses), publiées par l'Office fédéral de topographie et swisstopo. 01/20	Emplacement de la PAB dans chacun des 26 cantons obtenu par croisement avec la BBD MISTRA.

Tableau 16. Autres bases de données utilisées pour le calcul du potentiel route

4.2 Traitement GIS

Une série de traitements GIS ont été effectués sur les données extraites de la base de données MISTRA afin de pouvoir calculer le potentiel et notamment de connaître l'orientation des murs et les distances aux points de connexion.

4.2.1 Orientation des murs

Ce traitement consiste à identifier l'angle d'azimut des Panneaux PV qui seraient installés sur la PAB (perpendiculairement à l'axe de la PAB).

Les tronçons sont souvent caractérisés par 4 coordonnées (x et y pour le point de départ et x et y pour le point d'arrivée), mais il se peut qu'il soit caractérisé par plus de 2 coordonnées. Dans ce dernier cas c'est la direction globale du tronçon qui a été considérée.

Les fonctions GIS utilisées sont:

- COOR_DEBX = \$x_at(0) : La première coordonnée x
- COOR_DEBY = \$y_at(0) : La première coordonnée y
- COOR_FINX = x(end_point (\$geometry)) : La dernière coordonnée x
- COOR_FINY = y(end_point (\$geometry)) : La dernière coordonnée y

Nous définissons alors

- A = COOR_FINX - COOR_DEBX
- B = COOR_FINY - COOR_DEBY

Nous cherchons ensuite l'angle alpha :

- BETA= atan(A/B)*180/pi()
- ALPHA =if(BETA>0,BETA-90, BETA+90)

Dans l'exemple ci-contre

ALPHA= 35.6° + 90° = 54.4° avec le Sud placé à 0°.

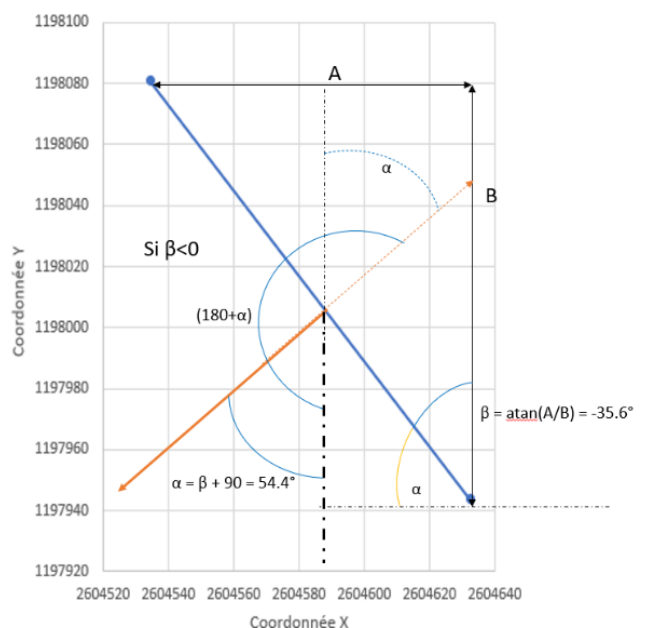


Figure 9 : exemple de calcul d'angle de PV sur PAB

L'angle alpha identifié, il convient encore de savoir si cet angle est du côté route ou du côté extérieur. La base de données des autoroutes susmentionnée a été composée en points (traitement QGIS : « Traitement -> Boîte à outil », « SAGA -> Vector point tools -> Convert line to points ») en conservant 1m comme distance entre les points.

Chaque point initial des murs (il est possible de faire la même analyse avec les points finaux) est ensuite comparé avec le point d'autoroute le plus proche (déterminé avec la matrice des distances, voir chapitres précédents) selon les coordonnées x et y pour savoir si le mur se trouve au nord (1 sur la figure suivante), à l'est (4 et 5), à l'ouest (3 et 6) ou au sud (2) de l'autoroute :

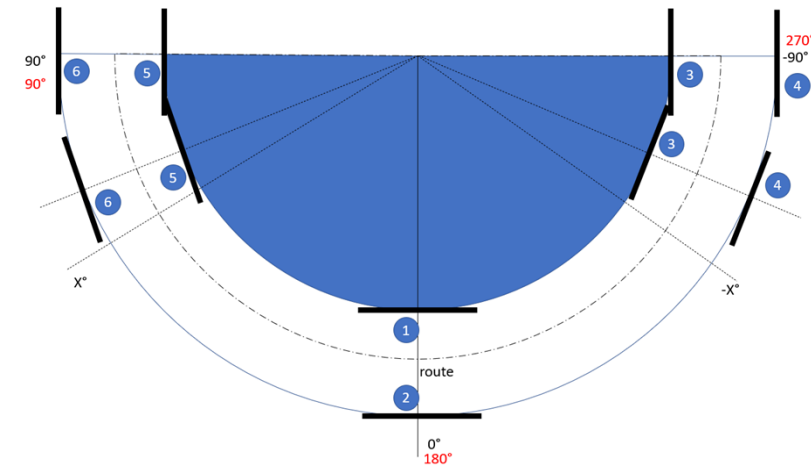


Figure 10 : possibilités d'emplacement des PAB par rapport à la route

Le mur est caractérisé comme étant « côté route » s'il se trouve au nord de celle-ci (1, 3 et 5) et « côté extérieur », s'il se trouve au sud de la route (2, 4 et 6). A la fin de ce traitement GIS nous disposons pour chaque PAB de l'orientation des panneaux PV qui seraient placés dessus du côté route et du côté extérieur.

4.2.2 Distance aux zones à bâtir

Pour estimer les coûts de raccordement au réseau, nous avons mesuré la distance entre les murs et les zones à bâtir identifiées sur la base de données des « zones à bâtir (harmonisée) » publiées par l'Office fédéral du développement territorial (ARE). Cela représente un peu plus de 360'000 polygones :

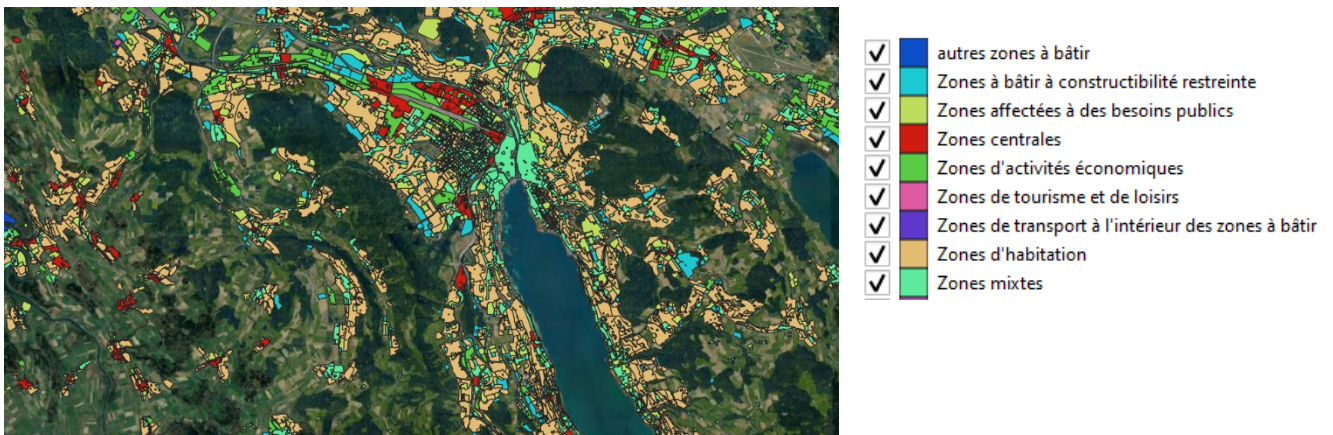


Figure 11. typologie des zones à bâtir considérée pour la distance de connexion au réseau

Pour limiter les temps de calcul, chaque polygone de zone à bâtir est remplacé par le point moyen (centre de gravité). (dans QGis, : Vecteur -> Outils d'analyse -> Coordonnée(s) moyenne(s))

Nous avons ensuite identifié la distance minimale entre le centre de gravité des zones à bâtir et les points initiaux des murs. Nous avons ensuite fait de même avec les points finaux des murs et pris la distance minimum qui constitue une bonne approximation.

4.2.3 Distance aux tunnels OFROU

Les tunnels étant définis par une ligne dans la base de données transmises, nous avons tout d'abord recherché les points d'entrée et de sorties des tunnels en définissant :

- Deb_x = \$x_at(0)
- Deb_y = \$y_at(0)
- Fin_x = x(end_point (\$geometry))
- Fin_y = y(end_point (\$geometry))

Ensuite, comme pour les zones à bâtir, nous avons utilisé l'outil QGis (Vecteur -> Outil d'analyse -> Matrice des distances) pour définir les distances minimums entre les points initiaux ou les points finaux des murs avec les points d'entrée ou de sortie des murs.

4.3 Détails de l'échantillonnage

Un échantillonnage a été effectué sur 210 des 1314 murs de plus de 2 m de haut avec des informations exploitables référencées dans la base de données de l'OFROU. Parmi ceux-ci, 173 étaient visibles sur google Street view, dont 96 avec le côté route orienté vers le Sud et 77 avec le côté extérieur. Des possibilités d'implantation ont été analysées de chaque côté, ainsi que les possibilités d'installation de panneaux bifaciaux au sommet des PAB. Les probabilités d'implantation qui en ressortent (20%, 30% et 20% respectivement) sont utilisées pour le calcul du potentiel réaliste à partir du potentiel technico-économique.

Information	Nombre	Dénominateur	%
Nombre d'entrées base de données OFROU	2151		
exploitables en termes de coord. géographiques	2027		
classifiées comme des murs (et non des talus)	1841		
avec hauteur minimum 2m	1314		
échantillonné	210	1314	16%
visibles sur Google Street View	173	210	83%
PAB visibles du côté route	96	173	55%
PAB visible du côté extérieur	77	173	45%
Installations PV possibles			
Côté route	19	96	20%
Côté extérieur	23	77	30%
Bifacial	36	173	20%

Tableau 17 : informations quantitatives relatives à l'échantillonnage réalisé

Le tableau ci-dessous reprend l'ensemble des données de l'échantillonnage qui a été réalisé en deux phases (échantillons de 107 et 103 PAB respectivement). Il convient de noter que l'analyse des causes

d'impossibilité des installations bifaciales n'a été systématisée que lors de la deuxième phase, ce qui implique un dénominateur différent. Globalement les résultats des deux échantillons sont consistants et seule la synthèse des deux est présentée ici.

	Nominateur	Dénominateur	Utilisé	
Echantillonnés	210	1314	16%	
Bien orientés côté route	117	210	56%	
Bien orienté côté extérieur	93	210	44%	
Avec glissière*	117	181	65%	
PAB en haut d'un talus*	37	169	22%	
PAB visibles	173	210	82%	
Possibilités bifacial	36	173	21%	20%
Problèmes listés (que pendant la phase 2)				
Problème ombrage	20	75	27%	
Problème visuel pour voisinage	16	75	21%	
Problème acoustique voisinage en face	39	75	52%	
PAB visibles côté route bien orientées	96	117	82%	
Possibilité PAB-PV route	19	96	20%	20%
Pas de possibilités	77	96	80%	
Causes non exclusives de problèmes				
Ombrage bâtiment	11	96	11%	
Ombrage Arbres	17	96	18%	
Sécurité (pas de bande d'arrêt/proche glissière)	60	96	63%	
Problème lié au type de PAB	6	96	6%	
Autres problèmes	6	96	6%	
PAB visibles côté extérieur bien orientées	77	93	83%	
Possibilité PAB-PV	23	77	30%	30%
Pas de possibilités	54	77	70%	
Causes non exclusives de problèmes				
Ombrage bâtiment	18	77	23%	
Ombrage Arbres	24	77	31%	
Accès à l'arrière difficile	14	77	18%	
PAB sur ouvrage d'art	11	77	14%	
Problème lié au type de PAB	6	77	8%	
Autres problèmes	2	77	3%	
Propriété privée*	12	77	16%	

Tableau 18: détail de l'échantillonnage réalisé le long des routes nationales

5 Calcul potentiel rail

5.1 Bases de données

Liste des BDD à disposition utilisée:

Source	Base de données	Utilisation
CFF	PAB : 4085 tronçons, 59 paramètres	Base de données de référence pour la suite de l'étude.
CFF	Postes de transformations MT et HT (localisation de 1068 postes de transformations).	BDD de référence pour le calcul de distances aux postes de transformation. (Chapitre 5.2.2)
CFF	Infrastructures CFF	Utilisée pour évaluer les distances entre les PAB et les bâtiments CFF. (Chapitre 5.2.3)
Office fédéral du développement territorial (ARE)	Zones à bâtir (harmonisée) (9/12/20)	Utilisée pour calculer les distances entre les murs et les zones à bâtir. (Chapitre 5.2.4)

Tableau 19 : bases de données utilisées pour le calcul du potentiel rail

Le tableau ci-dessous présente les informations de la base de données utilisées pour le calcul du potentiel.

Type d'information	Intitulé BDD	Type d'information	Utilité
Identifiant mur	ipid	Numéro	N° de référence
Côté de route	lage	Texte	Pour classer les murs contigus (critère n°1 pour multi-wall)
Identifiant ligne	km_linie	Numéro	Pour classer les murs contigus (critère n°2 pour multi-wall)
Distance en km depuis le point de départ de la ligne	km	Distance en km	Pour classer les murs contigus (critère n°3 pour multi-wall)
Orientation du mur	ausrichtung	Angle en °	Pour calculer le productible
Hauteur depuis le sol	höhe ab terrainoberkante	Hauteur en m	Critère permettant de déterminer les configurations possibles
Longueur du mur	länge	Longueur en m	Permet de calculer le potentiel de production
Matériel du mur	material	Texte	Critère de sélection des murs
Matériel des poteaux	material wandpfosten	Numéro	Critère de sélection des murs
Canton	canton	Texte	JSL

Tableau 20. Informations de la base de données CFF utilisées pour le calcul du potentiel

5.2 Traitement GIS

5.2.1 Orientation des murs

L'orientation est directement donnée par la base de données de référence qui a bénéficié d'une contribution des CFF qui a passé en revue les murs et avec l'angle « hahs » permet de connaître l'orientation et la position du mur par rapport aux rails.

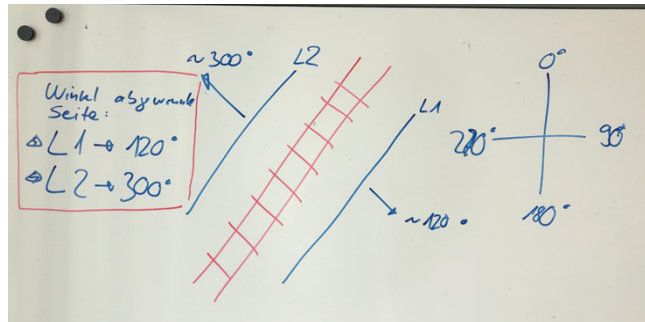


Figure 12. orientation donnée par la base de données des CFF

5.2.2 Distance aux Postes de transformations MT/HT

Les murs de la base de données sont caractérisés par leur point initial (E1, N1) et final (E2, N2). Les points initiaux des murs (E1, N1) sont comparés aux postes de transformations et la distance minimale est calculée (fonction QGIS « Vecteur -> Outil d'analyse -> Matrice des distances » qui permet de mesurer la plus petite distance entre les points de 2 couches définies en fixant le critère k à 1).

La même démarche a été réalisée avec les points finaux des murs (E2, N2) et la distance minimale considérée pour chaque tronçon est la plus petite des 2 distances.

5.2.3 Distance aux bâtiments avec installations photovoltaïques

La méthode est exactement la même que pour le chapitre précédent à part que les bâtiments sont séparés dans 5 catégories (Kraftwerk, Immobilien, Perrond, Gebäude, Uebrige). La comparaison avec les points initiaux et finaux a dès lors été réalisée 5 fois et la plus petite distance conservée. Pour le calcul du potentiel, seules les catégories « Kraftwerk », « Immobilien » et « Uebrige » sont prises en compte.

5.2.4 Distance des murs CFF aux zones à bâtir

La méthode est exactement la même que pour calculer la distance entre les murs OFROU et les zones à bâtir décrite dans le chapitre 5.2.2.

- Remplacer par le point moyen (centre de gravité). Dans QGIS : « Vecteur -> Outils d'analyse -> Coordonnée(s) moyenne(s) »
- Mesurer la distance minimale entre les points initiaux des murs et les points moyens des zones à bâtir. Dans QGIS : « Vecteur -> Outil d'analyse -> Matrice des distances »
- Faire de même avec les points finaux des murs.
- La distance minimum globale est, pour chaque mur, la plus petite distance des deux.

5.3 Murs multiples

Les tronçons présentés dans la BDD

Méthodologie de calcul pour les séries de murs

1. La liste des murs a tout d'abord été triée de sorte que 2 lignes Excel consécutives correspondent à 2 murs qui se suivent dans la réalité.
2. Les murs sont également triés par « sorte » : ceux à droite du rail, ceux à gauche, ceux au centre, et ceux non identifiés.
3. 3 critères permettent ensuite de définir si un mur lambda fait partie d'une série de murs
 - a. La distance entre le début du mur lambda et la fin du mur précédent est calculée. Si cette distance est supérieure à la limite définie, le mur est exclu d'une série.
 - b. Ce mur lambda doit être de la même « sorte » que le mur précédent (voir point 2 ci-dessus), sinon il est exclu.
 - c. Si le mur est inexploitable (problème de poteau, matériau et orientation) et qu'il ajoute une distance plus longue que la limite définie entre 2 murs exploitables, il est également exclu. Cela permet de garder un mur inexploitable court qui serait placé entre 2 murs longs et exploitables, et ainsi de ne pas couper une série de murs intéressante.
4. Les puissances installables sur les murs faisant partie d'une même série sont additionnées, de même pour l'énergie correspondante.

6 Bibliographie

- [1] VDMA Photovoltaic Equipment, «International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) - Results 2019 including maturity report 2020» 2020.
- [2] Aleo, «L'essor des panneaux solaires monocristallins haut rendement - la technologie PERC expliquée» [En ligne]. Available: <https://www.aleo-solar.fr/essor-panneaux-solaires-monocristallins-haut-rendement-technologie-perc-expliquee/>. [Accès le 12 Janvier 2020].
- [3] PV-magazine, «Module Price Index - December 2020» Décembre 2020. [En ligne]. Available: <https://www.pv-magazine.com/module-price-index/>. [Accès le 12 Janvier 2021].
- [4] G. M. Wilson, «The 2020 photovoltaic technologies roadmap» 2020.
- [5] First Solar, *Module datasheet - First Solar Series 6 Plus*, 2020.
- [6] Nice Solar Energy, *Photovoltaic Systems for Facades and Roofs - High performance and attractive CIGS thin-film solar modules for building integration*, 2019.
- [7] n-tech Research, *Self-cleaning Technologies for Solar Panels*, 2018.
- [8] OFROU, «Documentation IT - Mistra LBK Solution transitoire» 2019.
- [9] OFROU, «Dispositifs de retenue de véhicules - Partie A - Bases de projet» 2013.
- [10] TNO, «Existence of visible solar reflections due to solar panels on the train track near America, Limburg» 2020.
- [11] OFT, «Calcul du taux d'intérêt calculé selon l'art. 35 OCPF» 2020.