

Rapport

Enquête sur le déploiement des RCP en Suisse Romande

Date le 24 février 2021
Auteur Florent Jacqmin, Yannick Sauter
Version V1 – 24.02.2021 | Swissolar - Enquête de déploiement des RCP en Suisse Romande_Févr21 V01.docx

Sommaire

1	Introduction	2
2	Méthodologie et synthèse	2
2.1	Méthodologie	2
2.2	Résumé de l'étude	2
2.3	Principales différences RCP et CA	3
2.4	Remerciements	4
3	Etat des lieux sur le déploiement des RCP et CA en Suisse Romande – Enquête GRD	5
3.1	Répartition statistique	5
3.2	Répartition dans le cadre de la consommation propre RCP	7
3.3	Communautés d'autoconsommateurs (CA)	11
3.4	Synthèse de l'enquête GRD et extrapolation des résultats	15
4	Retours d'expérience et pistes de développement	17
4.1	Impact du déploiement des RCP sur les réseaux de distribution	18
4.2	Impact du modèle RCP sur le déploiement du photovoltaïque	22
4.3	Planification de projet	24
4.4	Pertinence du modèle	26
4.5	Synthèse de l'enquête qualitative	29
5	Conclusion	32

Liste des abréviations

GRD : gestionnaire de réseau de distribution
EAE : entreprise d'approvisionnement en électricité,
PV : photovoltaïque
CA : communauté d'autoconsommateurs ou « modèle GRD »
Wc : watt crête, puissance crête DC d'une installation PV,
DC : courant continu
PPE : Propriété par étages
RCP : Regroupement dans cadre de la consommation propre

Avec le soutien de

1 Introduction

Afin d'augmenter la consommation propre de l'énergie (solaire), la loi sur l'énergie (LEne) prévoit depuis le premier janvier 2018 la possibilité de créer des regroupements dans le cadre de la consommation propre (ci-dessous RCP).

Le nouveau cadre légal, associé avec quelques incertitudes concernant l'interprétation de l'ordonnance, résultait en un déploiement seulement modéré des RCP dans la première année. Grâce à la modification de l'ordonnance sur l'énergie (OEne) entrée en vigueur le premier avril 2019, la situation s'est légèrement améliorée.

Il est constaté que l'OFEN essaie d'adapter le cadre légal régulièrement afin de créer les meilleures conditions pour les RCP. Mais il manque aujourd'hui une vue globale sur le déploiement des RCP (statistiques) et sur les difficultés rencontrées dans la pratique, ce qui pourrait servir de base pour les futures adaptations du cadre légal.

Le présent rapport a pour objectif de dresser un constat sur l'état actuel du déploiement, identifier les contraintes associées et proposer des pistes de réflexion.

2 Méthodologie et synthèse

2.1 Méthodologie

Afin d'évaluer les contraintes et opportunités du déploiement des RCP en Suisse romande, la présente étude a suivi la méthodologie suivante :

- Une enquête statistique auprès des GRD de la plateforme des GRD romands, afin de quantifier le nombre de RCP et communautés d'autoconsommateurs (CA), connaître leurs principales caractéristiques et les conditions administratives qui encadrent la relation GRD / RCP,
- Des interviews ciblés auprès de quelques acteurs impactés par le déploiement des RCP : GRD, prestataires de service, installateurs photovoltaïque, électriciens, maîtres d'ouvrage, planificateurs,
- Une analyse et synthèse des données recueillies.

2.2 Résumé de l'étude

Afin d'évaluer les perspectives de déploiement des RCP en Suisse romande et proposer des solutions pour une accélération, une enquête a été menée auprès des GRD de la plateforme des GRD romands et des entretiens ciblés ont été réalisés auprès d'acteurs diversifiés de la filière. Les données recueillies concernent la période 2018 – 2019.

Les principales données recueillies sont synthétisées dans le tableau ci-dessous :

Tableau récapitulatif		2018	2019	Total
RCP				
Nombre total de RCP	u	248	385	633
Puissance de production photovoltaïque cumulée des RCP	MWc	8.5	9.1	17.6
CA 2018				
Nombre total de CA	u	71	108	179
Puissance de production photovoltaïque cumulée des CA	MWc	3.0	3.4	6.4
Total autoconsommation collective				
Nombre total d'opérations d'autoconsommation collective	u	319	493	812
Puissance de production photovoltaïque cumulée des opérations d'autoconsommation collective	MWc	11.6	12.5	24.0

Les CA restent un modèle d'actualité malgré le déploiement des RCP. Les GRD estiment ce modèle pertinent car il leur permet de conserver un accès aux données du consommateur final et nécessite moins de modifications de réseau. Cependant, celui-ci est perçu comme vecteur d'une concurrence déloyale par les concurrents car il ne peut être déployé par les acteurs privés. Ceci est accentué lorsque le modèle CA est très avantageux pour les maîtres d'ouvrage.

Avec le soutien de

Le principal argument en faveur des RCP reste la rentabilité. La hausse de la consommation propre, la réduction de la finance d'équipement, l'accès au marché libre sont des avantages qui bénéficient aux propriétaires, consommateurs et producteurs. Le concept d'autonomie et de résilience, avec un approvisionnement énergétique relocalisé, constitue également un argument fort pour convaincre les maîtres d'ouvrage.

Le déploiement des RCP a un impact significatif sur le marché photovoltaïque. Avec 120 à 140 MWc installés en 2018-19 en Romandie, les RCP représentent 10 à 15 % du marché, et l'autoconsommation collective cumulée 15 à 20% du marché. Il permet l'acquisition de nouveaux types de clients, comme les PPE et investisseurs institutionnels, le développement de prestations nouvelles, à la fois techniques et administratives, autour de la gestion du RCP et une synergie plus importante avec d'autres techniques pour concevoir un système énergétique efficient à l'échelle du quartier, favorable aux propriétaires, aux consommateurs et au GRD.

L'ordonnance a été modifiée au 1^{er} avril 2019 et la traversée de voies ainsi que le partage des bénéfices sont les principales évolutions pour les RCP. Même si elles sont jugées favorables par une grande majorité d'acteurs, la traversée de voie semble avoir eu peu d'impact et le partage ne semble pas adapté à un investissement dans l'énergie : le seul plafond du produit soutiré à l'extérieur semble une incitation suffisante pour l'acceptabilité des projets.

Des mesures d'optimisation semblent cependant nécessaires afin de lever certains freins : la simplification, la standardisation et potentiellement la digitalisation des démarches administratives ; la standardisation du matériel, ou du moins de ses fonctionnalités, tant au niveau comptage que distribution électrique ; la pérennisation du matériel et l'enregistrement des actifs ; l'optimisation énergétique (pas d'énergie grise soutirée sur le marché, pas de centrales à rendement dégradé pour atteindre le minimum légal)

Le modèle RCP ne semble pas pertinent quand il entraîne des modifications profondes et coûteuses du réseau de distribution et/ou de l'installation électrique intérieure. Il pourrait alors s'intégrer dans un concept plus large de production, distribution et consommation locale de l'énergie, en répartissant les responsabilités GRD/acteurs privés. Il est complémentaire avec une solution de consommation propre locale utilisant le réseau public du GRD, avec rémunération réduite aux seuls niveaux de tension utilisés pour transiter sur ce dernier. L'énergie pourrait être échangée au niveau local, soit en peer to peer, soit administrée par le GRD. Un tarif de reprise minimal, ainsi qu'une valorisation complémentaire de l'énergie pour les sites ou aucune consommation proche n'est disponible, pourraient constituer des compléments au modèle de consommation propre élargie.

2.3 Principales différences RCP et CA

La consommation propre conjointe est déclinable dans plusieurs versions. La nouvelle ordonnance sur l'énergie contient principalement des dispositions relatives au RCP (art. 16 à 18 OEnE), lesquelles s'appuient sur l'article 17 LEnE. L'électricité est fournie par le RCP aux participants et leur est décomptée en conséquence. Les participants n'ont plus de lien contractuel direct avec le GRD. De surcroît, divers gestionnaires de réseaux de distribution proposent des modèles de service pour la consommation propre qui ne constituent pas un RCP au sens de l'art. 17 LEnE, ci-dessous dénommés CA. Ces solutions, nombreuses dans la pratique et en place depuis plusieurs années, demeurent possibles. Le tableau ci-dessous résume les principales différences d'un point de vue contractuel entre le RCP et la CA.

	RCP	CA
Nombre de consommateurs (selon GRD)	Unique	Plusieurs
Débiteurs solidaires	Propriétaires fonciers	Consommateurs
Procédure	Annonce 3 mois à l'avance	Dépend du GRD
Annonces de changement	Propriétaires	Consommateurs
Possibilité de sortie	Pour accéder au marché libre	Sans condition
Obligation d'approvisionnement	Propriétaires fonciers	GRD

2.4 Remerciements

Afin de recueillir les données auprès des GRD, la plateforme des GRD romands a contribué activement à la coordination des travaux et à la transmission des informations. Son appui a permis de légitimer nos demandes et d'avoir un accès facilité aux collaborateurs des GRD ainsi qu'aux informations. Nous remercions donc la plateforme, ainsi que l'ensemble des GRD qui ont contribué à l'étude, certaines données n'ayant pas toujours été faciles à rechercher.

Nous remercions également l'ensemble des acteurs interviewés pour leur disponibilité et la qualité de leur contribution.

3 Etat des lieux sur le déploiement des RCP et CA en Suisse Romande – Enquête GRD

Afin de recueillir quelques données statistiques sur le déploiement des RCP, les GRD ont été sollicités via la plateforme des GRD romands. Un questionnaire leur a été transmis et figure en annexe au présent rapport. Il contenait les 4 volets suivants :

- Données quantitatives sur le déploiement des RCP pour les années 2018 et 2019,
- Questions sur le traitement administratif des RCP,
- Données quantitatives sur le déploiement des CA pour les années 2018 et 2019,
- Questions sur le traitement administratif des CA.

Le présent chapitre constitue un résumé de l'enquête qui a été menée et des résultats récoltés.

3.1 Répartition statistique

Les 23 GRD de la plateforme romande ont été sollicités et leurs zones de dessertes présentent les principales caractéristiques données dans le tableau suivant.

Le taux de représentativité des réponses obtenues est proche de 90% de la zone de desserte totale des GRD, tant en termes de nombre de clients que d'énergie distribuée.

Tableau 1. Chiffres clés des GRD considérés dans l'étude

Société/Service	Canton	Nombre clients	Distribution (GWh)	Type réseau
Commune de Belmont-sur-Lausanne	VD	2 000	10	Urbain
Forces Motrices de l'Avançon	VD	14 000	80	Urbain/Montagne
Gruyère Energie	FR	19 500	140	Urbain/Rural
Groupe E	FR/NE/VD	250 000	3 076	Urbain/Rural
OIKEN	VS	100 000	790	Urbain/Montagne
Commune de Paudex	VD	1 000	7	Urbain
Ville de Pully	VD	11 500	49	Urbain
Romande Energie	VD/VS	260 000	2 800	Urbain/Rural
Commune de Romanel-sur-Lausanne	VD	2 000	15	Urbain/Rural
SED2	VS	10 500	75	Urbain/Rural
SEDRE	VS	15 800	130	Montagne
Société Electrique des Forces de l'Aubonne	VD	5 900	85	Urbain/Rural
Société Electrique Intercommunale de La Côte	VD	10 650	100	Urbain/Rural
SEIC-Télédis	VS	33 600	260	Rural
Société électrique de la Vallée de Joux	VD	5 200	62	Rural
Yverdon-les-Bains Énergies	VD	15 000	120	Urbain
Service intercommunal de l'électricité	VD	28 500	342	Urbain
Services industriels de Genève	GE	275 500	2 800	Urbain
Services industriels de Lausanne	VD	95 000	892	Urbain
Services Industriels de Nyon	VD	12 750	101	Urbain
Sinergy	VS	15 000	140	Urbain
Viteos	NE	60 000	511	Urbain
VO énergies	VD	7 000	78	Urbain/Rural
TOTAL	23	1 240 400	12 663	

Avec le soutien de

3.2 Répartition dans le cadre de la consommation propre RCP

La Figure 1 représente le nombre de nouveaux RCP introduits en 2018 et en 2019 par les GRD de Suisse Romande ayant répondu à l'enquête. Sur les deux années, cela représente au total 554 RCP. Les caractéristiques des GRD considérés, pris ensembles, sont données dans le Tableau 2. Dans la Figure 1, le détail du nombre de RCP portant sur des nouvelles constructions et ceux portant sur des construction existantes (modification de raccordement) est donnée pour l'année 2019 uniquement. L'information n'étant pas disponible pour tous les GRD en 2018, nous avons choisi de ne pas l'indiquer afin de ne pas donner une fausse représentation. En 2019, 21% des RCP ont été créés sur des nouvelles constructions et 79% sur des constructions existantes.

Tableau 2. Caractéristiques des GRD ayant répondu à l'enquête

Nombre GRD	Nombre clients	Distribution (GWh)	Nombre de GRD par catégorie		
			Urbain	Urbain/Rural	Rural
16	1'078'900	11'426	8	6	1

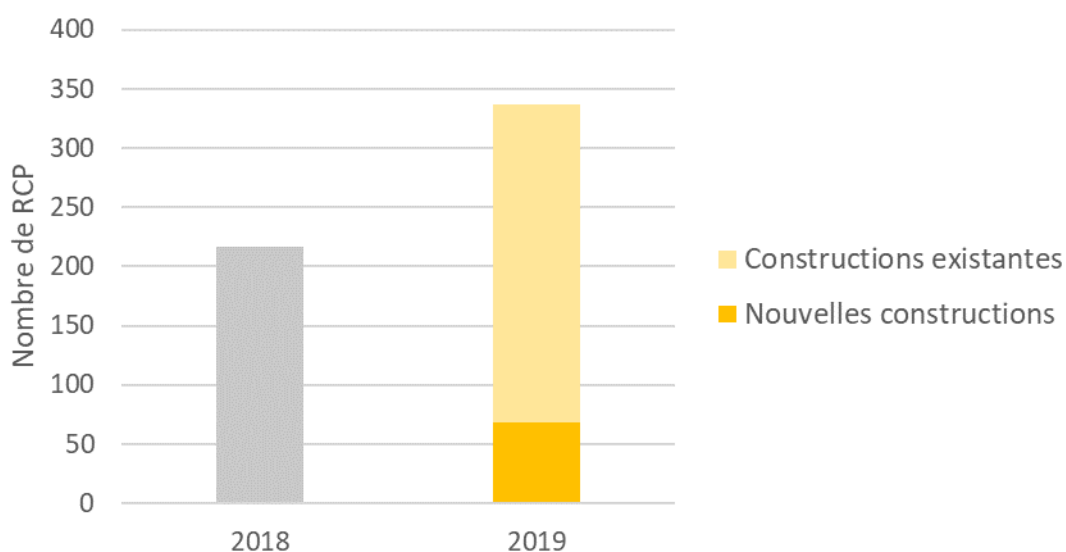


Figure 1. Nombre de nouveaux RCP par année

La Figure 2 et la Figure 3 représentent respectivement la puissance de production PV (en Wc) et la puissance de raccordement souscrite des nouveaux RCP introduits en 2018 et en 2019. Ces puissances correspondent à 90% des RCP comptabilisés pour les GRD ayant répondu à l'enquête (tous les GRD n'ayant pas fourni cette information). Il est à noter que certains GRD n'ont fourni les informations sur les puissances que pour 2019. Dans ce cas, nous avons extrapolé à 2018 en tenant compte des puissances moyennes des RCP. Les valeurs pour 2018 indiquées dans les graphiques tiennent compte de ces valeurs extrapolées.

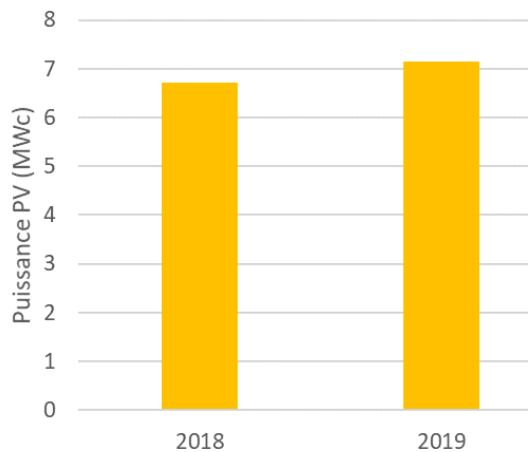


Figure 2. Puissance de production photovoltaïque DC des nouveaux RCP par année

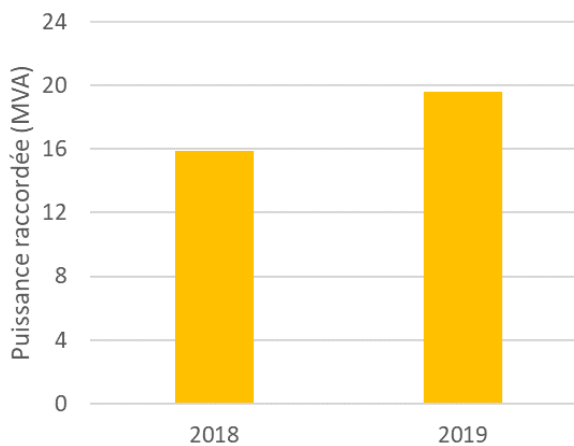


Figure 3. Puissance de raccordement souscrite des nouveaux RCP par année

La Figure 4 représente la répartition des RCP selon 4 classes de puissance PV. Ce graphique est obtenu en tenant compte de 69% des RCP comptabilisés en 2018 et 2019 pour lesquels les GRD ont fourni cette information. On constate que la majeure partie des RCP (80 %) ont des installations solaires de petite ou moyenne taille (<30 kW).

Répartition des RCP par puissance PV

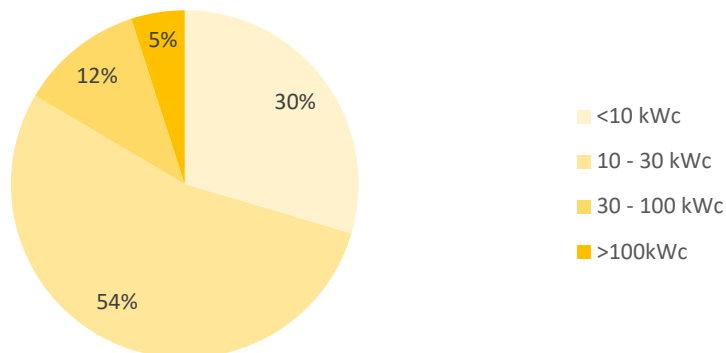


Figure 4. Répartition des RCP par puissance photovoltaïque (cumul des nouveaux RCP de 2018 et 2019)

La Figure 5 représente la répartition des RCP selon le ratio entre puissance photovoltaïque et puissance de raccordement souscrite. Ce graphique est obtenu en tenant compte de 67% des RCP comptabilisés en 2018 et 2019 pour lesquels les GRD ont fourni cette information. On constate que la majorité des RCP (>80 %) ont des installations PV dont la puissance crête représente au moins 20% de la puissance souscrite. Pour rappel, pour qu'un RCP soit éligible, la puissance de production propre doit être au minimum de 10% de la puissance souscrite.

Répartition ratio puissance PV/puissance raccordé

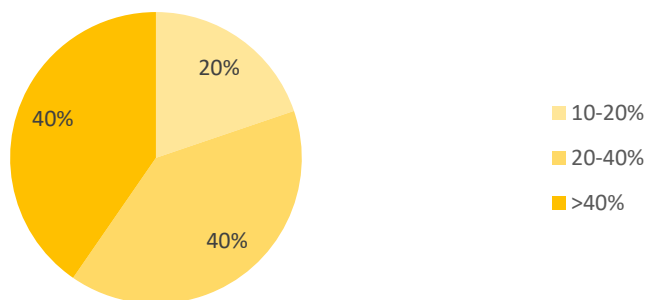


Figure 5. Répartition des RCP par ratio entre puissance photovoltaïque et puissance de raccordement souscrite (cumul des nouveaux RCP de 2018 et 2019)

La Figure 6 montre les réponses des GRD aux questions administratives qui leurs ont été posées sur leurs pratiques en matière de RCP.

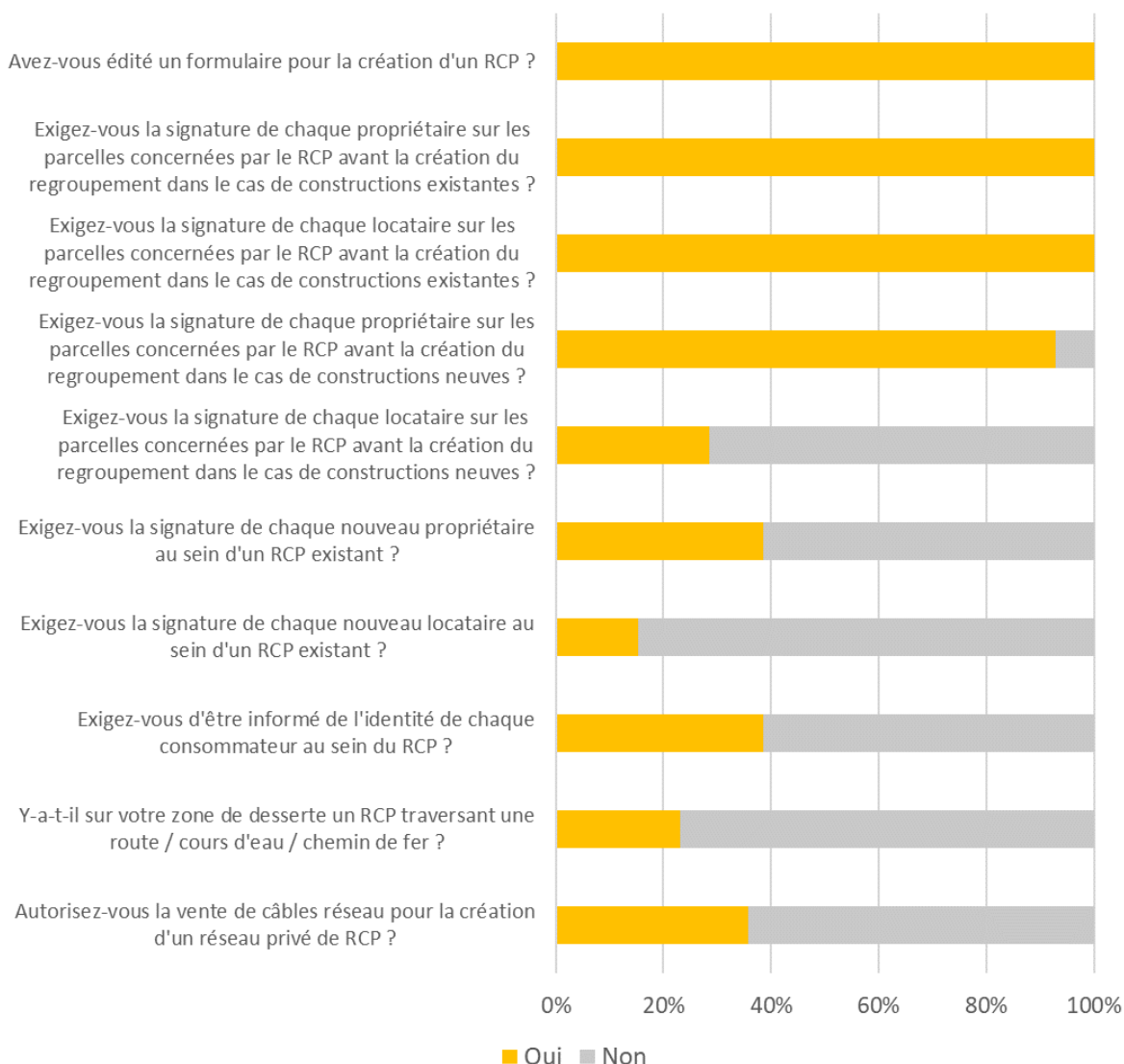


Figure 6. Réponses des GRD aux questions concernant les RCP

3.3 Communautés d'autoconsommateurs (CA)

La Figure 7 montre la proportion de GRD ayant répondu à l'enquête et qui proposent une solution de communauté d'autoconsommateurs selon l'ancien modèle. Ils sont 11 sur 16 à proposer cette solution. Le reste des résultats présentés sur les CA ne concernent que ces 11 GRD, dont les principales caractéristiques sont représentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 3. Caractéristiques des GRD proposant la solution CA

Nombre GRD	Nombre clients	Distribution (GWh)	Nombre de GRD par catégorie		
			Urbain	Urbain/Rural	Rural
11	760'750	7'680	6	3	1

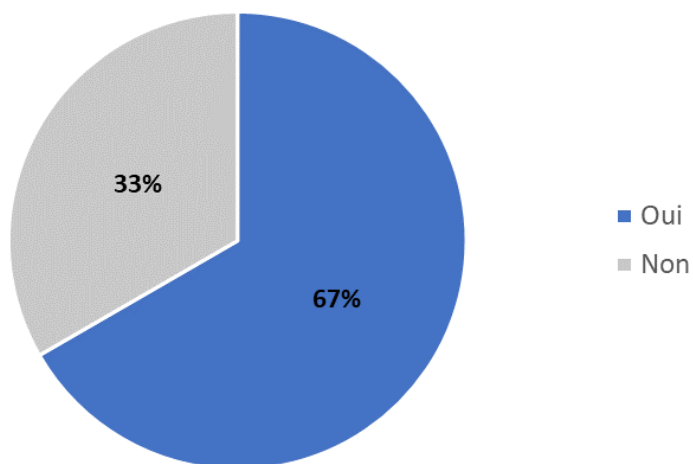


Figure 7. Proportion des GRD proposant une solution de communauté d'autoconsommateurs selon l'ancien modèle

La Figure 8 représente le nombre de nouvelles CA introduites en 2018 et en 2019 par les GRD de Suisse Romande ayant répondu à l'enquête. Sur les deux années, cela représente au total 111 CA.

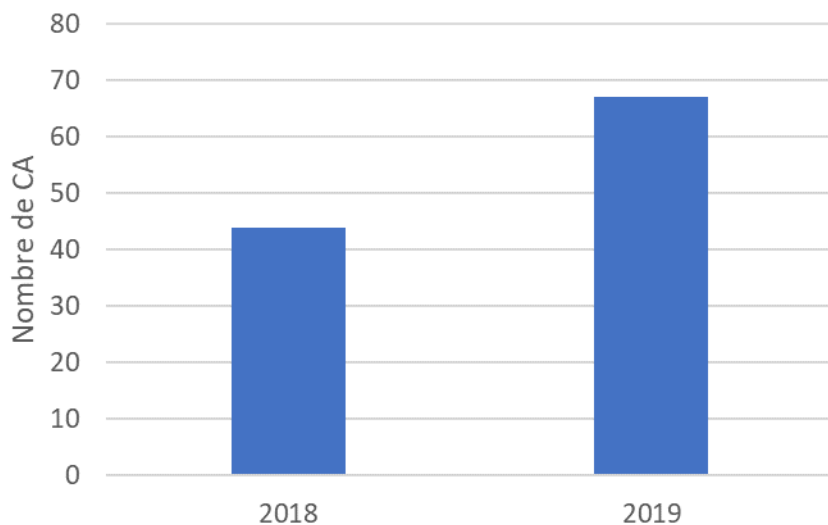


Figure 8. Nombre de nouvelles CA par année

La Figure 9 représente la répartition des CA entre les nouvelles constructions et les constructions existantes. Elle tient compte des CA introduites en 2018 et en 2019, pour autant que les GRD aient précisé la répartition. Ceci correspond à 52% des 111 CA comptabilisés sur ces deux années. On constate qu'un peu plus de la moitié des CA concernent des constructions existantes. Proportionnellement, les CA concernent plus de nouvelles constructions que les RCP. Cette donnée est relativement surprenante et peu intuitive. Elle ne correspond pas aux impressions laissées dans les entretiens avec les acteurs de la filière.

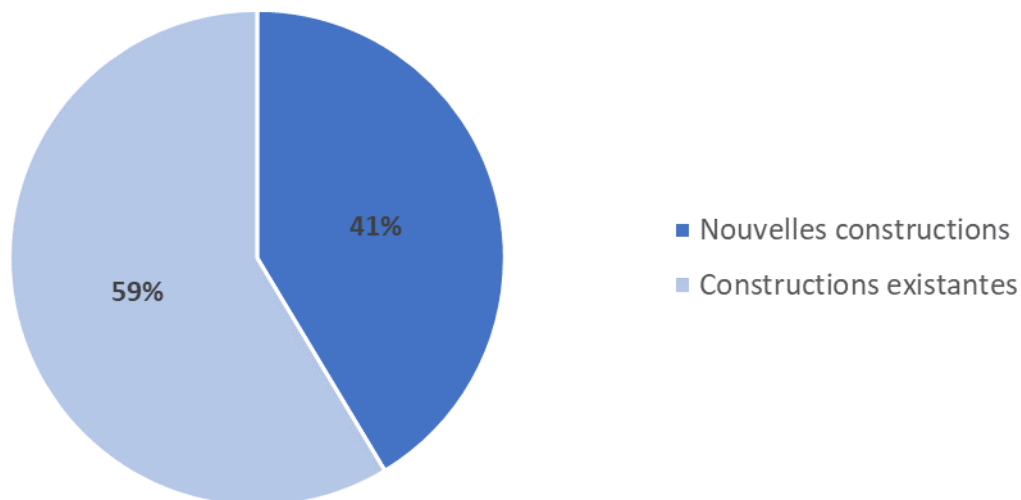


Figure 9. Répartition des CA entre nouvelles constructions et constructions existantes (cumul des nouveaux CA de 2018 et 2019)

La Figure 10 et la Figure 11 représentent respectivement la puissance de production PV (en Wc) et la puissance de raccordement souscrite des nouvelles CA introduites en 2018 et en 2019. Ces puissances correspondent à 71% des CA comptabilisées pour les GRD ayant répondu à l'enquête (tous les GRD n'ayant pas fourni cette information).

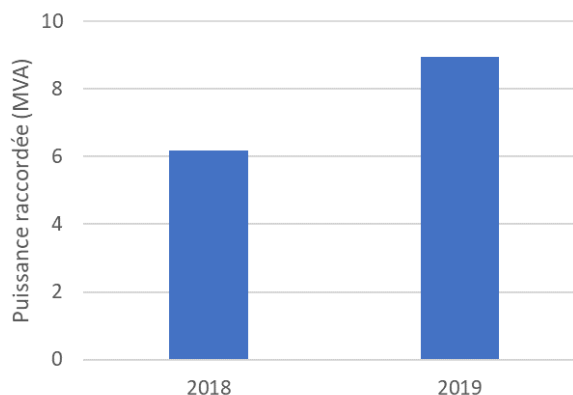
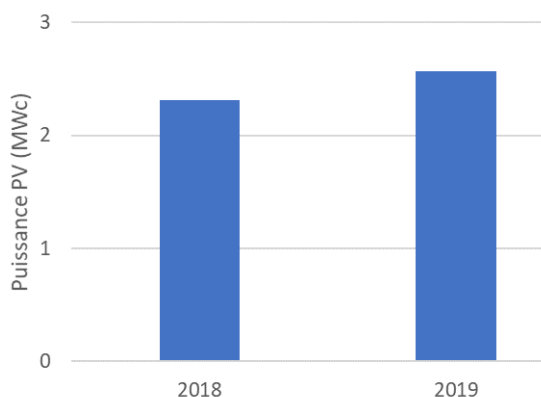


Figure 10. Puissance de production souscrite des nouvelles CA par année Figure 11. Puissance de raccordement photovoltaïque DC des nouvelles CA par année

La Figure 12 représente la répartition des CA selon 4 classes de puissance PV. Ce graphique est obtenu en tenant compte de 71% des RCP comptabilisés en 2018 et 2019 pour lesquels les GRD ont fourni cette information. On constate que les CA concernent en moyenne des installations PV de plus grande taille que les RCP. En effet, 47% des CA ont des installations PV de plus de 30 kWc (contre seulement 16% pour les RCP) et 20% de plus de 100 kWc (contre 5% pour les RCP).

Répartition des CA par puissance PV

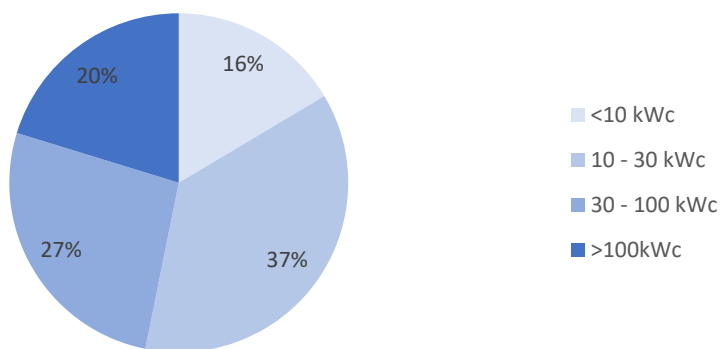


Figure 12. Répartition des CA par puissance photovoltaïque (cumul des nouvelles CA de 2018 et 2019)

La Figure 13 représente la répartition des CA selon le ratio entre puissance photovoltaïque et puissance de raccordement souscrite. Ce graphique est obtenu en tenant compte de 68% des CA comptabilisées en 2018 et 2019 pour lesquelles les GRD ont fourni cette information. A l'instar des RCP, la majorité des CA (>75 %) ont des installations PV dont la puissance crête représente au moins 20% de la puissance souscrite.

Répartition ratio puissance PV/puissance raccordée

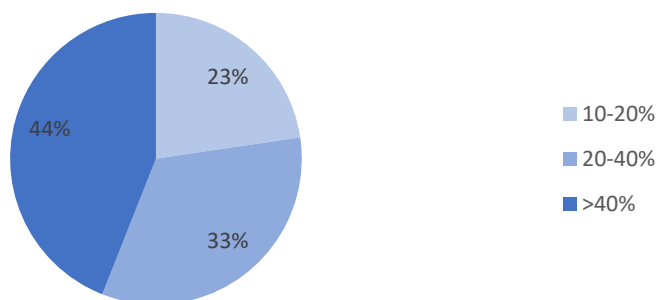


Figure 13. Répartition des CA par ratio entre puissance photovoltaïque et puissance de raccordement souscrite (cumul des nouvelles CA de 2018 et 2019)

La Figure 14 montre les réponses des GRD aux questions administratives qui leur ont été posées sur leurs pratiques en matière de CA (uniquement ceux qui proposent une solution de communauté d'autoconsommateurs selon l'ancien modèle).

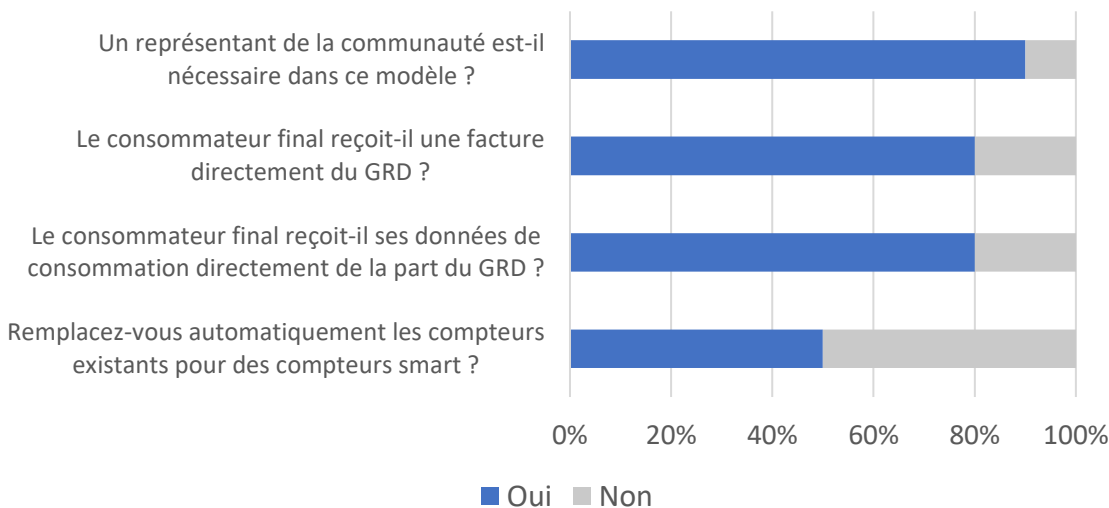


Figure 14. Réponses des GRD aux questions concernant les CA

3.4 Synthèse de l'enquête GRD et extrapolation des résultats

Analyse des données quantitatives

Le tableau ci-dessous récapitule les principaux résultats quantitatifs de l'enquête. Les différentes données ont été extrapolées à l'ensemble de la zone de desserte des GRD de la plateforme, en fonction du nombre de clients de chacun.

Tableau récapitulatif		2018	2019	Total
RCP				
Nombre total de RCP	u	248	385	633
Puissance de production photovoltaïque cumulée des RCP	MWc	8.5	9.1	17.6
CA 2018				
Nombre total de CA	u	71	108	179
Puissance de production photovoltaïque cumulée des RCP	MWc	3.0	3.4	6.4
Total autoconsommation collective				
Nombre total d'opérations d'autoconsommation collective	u	319	493	812
Puissance de production photovoltaïque cumulée des opérations d'autoconsommation collective	MWc	11.6	12.5	24.0

La puissance raccordée des CA est étonnement élevée au regard du nombre total et de la moindre quantité de GRD la proposant. Il est probable que ces chiffres importants reflètent plutôt quelques grosses CA en contracting développées par certains GRD dans des zones industrielles notamment. Le marché des RCP représente environ 75% de l'autoconsommation collective, contre 25% pour les CA. Les évolutions sont relativement similaires entre 2018 et 2019, avec une croissance autour de 10%. Il est probable que le marché des RCP, après le temps de mise en place, connaisse une croissance forte en 2020.

Il est surprenant de constater que selon les données reçues, il se construit en proportion plus de CA que de RCP sur les bâtiments neufs. Les analyses de la filière, présentées ci-dessous, semblent contredire ce fait.

Il est également contre intuitif de constater que la puissance PV moyenne dans une CA est plutôt plus élevée que la puissance PV moyenne dans un RCP, alors que seul le RCP possède une puissance minimale légale (10% de la puissance de raccordement). En dehors d'un concours de circonstance, la principale justification pourrait résider dans quelques investissements de GRD dans des grandes centrales PV, par exemple en zone industrielle. Ces acteurs privilégient en effet les CA plus simples à mettre en œuvre et proposées par leur entreprise. Le modèle de CA n'induisant pas forcément une solidarité financière de l'investisseur PV avec les consommateurs pourrait également influencer dans le choix de cette solution pour des puissances PV de grande envergure, afin de limiter le risque.

De manière générale, les acteurs indépendants soulignent un biais dans la concurrence avec les filières d'investissement des gestionnaires de réseau, notamment par la sécurité financière apportée par la gestion du réseau et la séparation stricte des activités difficiles à évaluer. Les opportunités offertes par les CA, avec la possibilité pour les GRD de proposer des solutions « internes » et bénéficiant de la non solidarité financière des propriétaires fonciers, accentuent ce phénomène, alors que l'investisseur indépendant est obligé de solliciter le GRD pour offrir la même prestation.

Analyse des données administratives

Pour les RCP sur les constructions existantes, les GRD demandent à l'unanimité la complétude d'un formulaire propre à la création du RCP, et la signature de l'ensemble des propriétaires et locataires sur les parcelles concernées par le RCP. Pour les RCP sur constructions neuves, la plupart n'exigent que la signature des propriétaires. Cette différence est liée au fait que la signature d'un locataire n'est requise que pour valider le changement de fournisseur d'énergie, soit l'arrêt du contrat avec le GRD.

La signature des locataires sur le neuf n'est pas nécessaire, mais 30% des GRD dépassent l'exigence légale. Au même titre et sans exigence légale, 40% des GRD exigent d'être informés de l'identité de chaque nouveau consommateur alors que le RCP est déjà créé. Ceci peut être dû à une méconnaissance du cadre légal, à un temps d'adaptation ou à une volonté de conserver des données précises sur leur réseau.

Deux tiers exactement des GRD proposent un modèle de communauté d'autoconsommateurs, représentant 71% de la zone de desserte en termes de nombre de clients. Parmi ceux-ci, 80% ou plus exigent l'identification d'un représentant de la CA, envoient directement la facture au consommateur final, qui reçoit ses données de consommation. La moitié profitent de la création de la CA pour mettre en place des compteurs smart. Il est intéressant de noter que la CA constitue une opportunité pour le GRD de déployer son parc de compteur smart, alors qu'une clé de répartition annuelle est suffisante.

Synthèse

Il est important de retenir de cette enquête les points suivants :

- Avec l'apparition des RCP, le déploiement des CA n'a pas été freiné et ce modèle est toujours d'actualité, voire prisé pour les GRD. Les RCP n'ont donc pas remplacé les CA.
- La puissance moyenne des RCP reste relativement faible, avec 85% de centrales en dessous de 30 kWc. Le nombre de RCP augmente plus vite que la puissance cumulée, ce qui signifierait que la puissance moyenne (en nombre) tend à diminuer,
- Certains GRD dépassent l'exigence légale en matière de démarches administratives et contrôle des données. Une uniformisation paraît nécessaire afin que ces processus ne constituent pas un frein au déploiement du modèle dans certaines zones,

Les données fournies pour 2019 sont plus complètes et détaillées que 2018 : les GRD déploient une procédure d'enregistrement efficace, même si elle reste très hétérogène en fonction des acteurs.

4 Retours d'expérience et pistes de développement

Afin de recevoir un retour d'expérience sur la mise en œuvre des RCP et le potentiel de déploiement, une série d'entretiens a été menée auprès d'acteurs concernés par les RCP. Parmi ceux-ci, les professions retenues sont :

- Les gestionnaires de réseau,
- Les prestataires de service de comptage et facturation au sein d'un RCP,
- Les installateurs photovoltaïques et électriciens de réseau,
- Les planificateurs photovoltaïques,
- Les investisseurs photovoltaïques.

8 auditions ont été menées avec pour objectif de créer un panel le plus représentatif de ces acteurs. Les entreprises auditionnées sont citées par ordre chronologique des entretiens dans le tableau ci-dessous. Les personnes interviewées sont citées et leur rôle au sein de l'entreprise est représenté par les croix dans les cases correspondantes.

Entreprise	Intervenant	GRD	Installateur réseau	Installateur PV	Prestataire de service	Investisseur PV	Planificateur PV
Romande Energie	M. Genolet					x	
Duvoisin-Groux	JM. Aeschlimann		x				
Tritec	R. Plass			x			
Smart Energy Link	N. Brusa T. Stahel				x		
Climkit	N. Vodoz				x		
Groupe E	C. Chanez M. Huguenin	x					
SEIC	D. Gisiger	x		x	x		
Planair	L. Perret						x

Les entretiens se sont déroulés selon un canevas réparti en 4 thèmes principaux :

- L'impact du déploiement des RCP sur les réseaux de distribution,
- L'impact du modèle RCP sur le déploiement du photovoltaïque,
- La planification d'un projet en RCP,
- La pertinence du modèle et les pistes d'amélioration.
- La discussion a été laissée libre, afin que chaque acteur puisse apporter sa contribution sur les thèmes sur lesquels il est le plus concerné.

4.1 Impact du déploiement des RCP sur les réseaux de distribution

Constat général

De manière générale, le taux de pénétration actuel des RCP entraîne peu d'impact sur la gestion des réseaux de distribution. La typologie des projets réalisés à ce jour, avec des RCP plutôt sur un seul bâtiment, conforte ce constat. Le déplacement de la limite de responsabilité et de propriété des actifs dans ce cas est extrêmement faible.

Difficultés identifiées

Un certain nombre de remarques ont été formulées au regard de cet impact. Il convient d'abord de séparer l'état actuel et des scénarios de projection des RCP. Aujourd'hui, l'impact sur les réseaux de distribution, tant en termes de visibilité, de risque et d'efficacité est jugé unanimement comme négligeable. Le taux de pénétration est encore assez faible pour n'être confronté qu'à des difficultés ponctuelles et isolées. Les remarques suivantes s'appliquent donc plutôt à un déploiement important à massif des RCP dans les réseaux de distribution.

L'impact est également jugé différemment qu'il s'agisse de RCP sur des bâtiments neufs ou anciens, ou de RCP sur un seul bâtiment ou associé à la création d'un microgrid.

Neuf / ancien :

Pour les bâtiments neufs, le réseau est moins influencé que pour un bâtiment ancien. Il n'existe pas de possibilités de réseau parallèle, l'infrastructure n'étant pas encore construite. Les seuls impacts négatifs sont une perte d'accès aux données par le GRD, et la non maîtrise de la distribution finale en cas de microgrid.

Ampleur du RCP :

Dans le cas d'un bâtiment seul, la configuration du réseau n'est pas modifiée. La seule modification concerne le concept de comptage, avec la nécessité d'un compteur d'introduction supplémentaire pour le RCP, mais elle n'a pas d'impact sur la gestion du réseau. Elle peut cependant avoir un impact sur la rentabilité du RCP, dans le cas où elle entraîne une modification importante des tableaux. Dans le cas de microgrid, le GRD comme mentionné ci-dessus perd la maîtrise et la responsabilité de la distribution finale. Ce point est détaillé ci-dessous et peut potentiellement entraîner une différence de qualité. Sur des quartiers existants, la création d'un RCP peut entraîner une perte d'efficacité, dans la mesure où une modification du réseau est nécessaire. Un risque de réseau parallèle (non utilisation des installations existantes au profit d'installations neuves) persiste.

Résumé de l'impact sur le réseau des RCP selon les configurations

Impact sur le réseau	Bâtiment	Microgrid
Neuf	Négligeable <i>Perte de données pour le GRD</i>	Faible <i>Perte de données pour le GRD</i> <i>Perte de visibilité sur les actifs</i>
Ancien	Négligeable <i>Perte de données pour le GRD</i>	Potentiellement important <i>Perte de données pour le GRD</i> <i>Perte de visibilité sur les actifs</i> <i>Possibilité de perte d'efficacité</i> <i>(réseau parallèle)</i>

Avec le soutien de

Visibilité des données de consommation :

Avec la création d'un RCP, le GRD perd la responsabilité et donc la maîtrise du comptage du consommateur final. Il conserve cependant la maîtrise de la donnée principale pour l'exploitation des réseaux, à savoir la mesure de l'injection et du soutirage à l'échelle du RCP.

Le déploiement des compteurs intelligents n'étant pas encore effectif, l'impact en termes de visibilité des données de consommation reste pour l'instant limité. Cependant, compte tenu de l'exigence légale pour les GRD de déployer la mesure intelligente, la non mesure par le GRD des consommateurs finaux générera une perte de données qui pourrait être utile pour établir des prévisions en vue d'un pilotage et d'une gestion intelligente à l'échelle du réseau local. La donnée de consommation est non seulement moins précise mais absente, compte tenu du fait que le GRD n'enregistre que l'interface réseau du RCP, soit l'injection et le soutirage, sans connaître la part autoconsommée sur site. Afin d'y remédier, la multiplication des RCP et opérations d'autoconsommation collective permettra aux GRD d'établir des prévisions sur la base de profils réels, sans mesure de chaque consommateur. Les exigences actuelles en termes de comptage au sein d'un RCP entraînent la mise en œuvre de dispositifs très hétérogènes qui rendrait difficile une centralisation des données entre exploitants de RCP et GRD.

Visibilité de la construction du réseau :

L'impact est ici très différent pour un RCP sur un immeuble ou la construction d'un microgrid. Pour un immeuble, le GRD ne perd que la visibilité du comptage. Ceci est notamment dû au fait qu'il n'y a pas, comme en France voisine, de colonne montante appartenant au GRD. Pour un microgrid, le GRD perd la visibilité des câbles de la zone. Ainsi, la cartographie du réseau se trouve amputée de ses liaisons terminales. Cet effet pourrait avoir un impact significatif au cas où le GRD souhaiterait implanter au plus juste des dispositifs de stockage pour une optimisation de son réseau. Les dispositifs de stockage locaux devront alors être sous le contrôle des RCP, et leur exploitation sera faite au profit du RCP et non du réseau local. Des mécanismes d'incitation créés par les GRD pour des batteries favorables à une exploitation efficace du réseau pourraient être mis en œuvre pour pallier d'éventuels effets indésirables sur le réseau.

Les GRD consignent également l'ensemble de leurs réseaux sur un cadastre. La création d'un RCP entraîne la non consignation d'une partie des câbles sur le cadastre, entraînant une perte de visibilité. Depuis l'autorisation de traversée du domaine public au sein d'un RCP, une problématique supplémentaire est engendrée par la bonne tenue du cadastre public. Les avis divergent sur cet impact : alors que certains ont peur de la perte d'information associée à une mauvaise gestion, d'autres considèrent qu'il est de la responsabilité du RCP et du propriétaire public du domaine traversé de la bonne mise à jour du cadastre.

Il pourrait être envisagé l'intégration des câbles des RCP dans les outils des GRD, qui les intégreraient également aux cadastres publics, moyennant une prestation de service facturable par ces derniers, pour maintenir une bonne visibilité des espaces souterrains.

Qualité des actifs / sécurité électrique

La création d'un RCP entraîne le déplacement de la limite entre les actifs réseau et les installations électriques intérieures.

Dans le cas d'un immeuble, cette limite n'est physiquement presque pas déplacée, ce qui est le cas pour la plupart des RCP et donc limite l'impact. Dans le cas d'un microgrid, le déplacement peut être important, avec notamment un réseau de câbles enterrés, traditionnellement câbles réseau devenus installations électriques intérieures d'un point de vue normatif. La création du RCP implique la mise en œuvre d'une infrastructure hybride : il s'agit de distribution électrique mais considérée d'un point de vue réglementaire comme installation électrique intérieure (OIBT). Ceci nécessite la prise en compte des conditions d'utilisation du matériel et de réglementations potentiellement contradictoires :

- Système de distribution en TNC ou TNS en fonction des critères (intensités, installation en extérieur ou intérieur)
- Installation des câbles en intérieur (contrainte tenue au feu) ou extérieur (contrainte d'étanchéité).
- Choix des organes de coupure (temps de déclenchement conformes à la NIBT).

De manière générale, ces évolutions n'ont pas d'impact sur la sécurité du réseau public de distribution. Le type d'organe de coupure et les équipements de protection restent inchangés. Les avis divergent quant à l'impact de ces modifications sur les installations internes au RCP, anciennement installations de réseau.

Un premier point de vue consiste à estimer que les installations intérieures sont soumises à des normes plus contraignantes, et à un processus de contrôle plus abouti que les actifs du réseau. Dans ce contexte, la sécurité des installations est jugée plus performante. Cependant, le contrôleur n'évalue que la sécurité des installations et pas la qualité de la mise en œuvre.

Avec le soutien de

A l'inverse, les gestionnaires de réseau ou leurs prestataires spécialisés ont développé un savoir-faire et un état de la technique performant, leur permettant de réaliser des installations adaptées et de qualité.

Une évolution de l'OIBT pour adapter les normes applicables à ces câbles de distribution aux exigences réseau et uniformiser les installations pourrait être pertinente.

Il est également à préciser que dans le cadre de microgrids d'envergure, ce sont souvent les mêmes entreprises qui réalisent les installations électriques que les entreprises qui réalisent traditionnellement les installations réseaux (prestataires en sous-traitance). Des entreprises habituellement aguerries aux installations électriques intérieures pourraient manquer d'expérience sur des installations enterrées répondant à des contraintes physiques d'installations réseau. Ceci est d'autant plus important que les constructeurs de réseau (monteurs et électriciens de réseau) n'ont pas les autorisations nécessaires pour intervenir sur ces installations : du moment où le câble fait partie de l'installation intérieure, seul un installateur électricien au bénéfice d'une autorisation d'installer peut intervenir.

Efficacité des actifs de distribution

Les gestionnaires de réseau sont soumis à un principe d'efficacité des actifs de distribution. Dans l'article 14 de la LApEI, qui définit les règles de base du timbre, il est inscrit que *les tarifs d'utilisation du réseau doivent tenir compte d'une infrastructure de réseau et d'une utilisation de l'électricité efficaces.*

Encore une fois, dans la situation actuelle, les RCP de par leur faible déploiement, surtout concentré sur les immeubles uniques, n'ont que peu d'influence sur l'efficacité des réseaux. Certaines remarques pertinentes sont cependant à prendre en considération :

Sur un nouveau quartier locatif, le microgrid comme terminaison du réseau ne répond pas aux mêmes exigences financières que le réseau. Ce dernier est financé partiellement par la contribution de branchement et le reste amorti et rémunéré selon le WACC en vigueur de 3.83%. Sa construction n'est pas soumise à concurrence. La construction du microgrid peut être soumise à concurrence, et amortie et rémunérée à 2% (avec éventuelle rémunération supplémentaire liée au partage des bénéfices entre producteurs et consommateurs). Ce taux est passé à 1.75% courant 2020. Dans certains cas, elle peut s'avérer plus efficace financièrement.

Sur un quartier existant, les actifs installés et rentabilisés, partiellement ou totalement, peuvent être remplacés par de nouveaux actifs, sans que cela soit nécessaire techniquement. Il existe alors une perte d'efficacité importante. La location des câbles par le GRD au RCP aurait été une solution pertinente financièrement, mais l'Elcom l'a rejetée. Elle comporte également le problème de la conformité des câbles à l'OIBT. La vente des câbles, ou la cession à titre gratuit, sont des solutions aujourd'hui valables et appliquées dans certains cas, même si le nombre de microgrids sur des quartiers existants reste relativement limité : il a été précisé par un GRD d'envergure que pratiquement aucune mise hors service de câble n'a été effectuée sur son réseau du fait des RCP. Le problème principal de cette cession de câble a été expliqué plus haut et réside, comme pour la location, dans la conformité des installations existantes aux nouvelles normes qui leur sont désormais applicables (OIBT). Par exemple, la couleur des câbles est différente selon la norme applicable.

Dans tous les cas, que les câbles soient vendus, cédés, ou simplement non utilisés, il est important que le calcul du timbre pour l'année suivante prenne en considération les modifications d'infrastructure. *Un équilibre pourrait être trouvé entre les différentes opportunités, comme par exemple :*

- *Pour les câbles non encore amortis, vente au RCP à la valeur résiduelle et suppression de l'actif dans le timbre,*
- *Pour les câbles amortis, cession à titre gratuit au RCP à la valeur résiduelle et suppression de l'actif dans le timbre.*

Ces solutions ne seraient proposées que pour les câbles dont la mise en conformité à l'OIBT peut être obtenue relativement facilement.

Un principe de consommation propre virtuelle pourrait également être mis en place pour éviter les réseaux parallèles.

Standardisation du matériel

Les GRD ont mené ces dernières décennies une politique de standardisation du matériel de distribution, qui ne sera pas appliquée dans les RCP. Il existe un risque de retrouver du matériel très hétérogène et pas forcément adapté au contexte et en adéquation avec la réglementation (câbles, appareillages de coupures).

Le principal impact se situe en termes de matériel de comptage. Les exigences à l'interne du RCP (comptage MID) sont différentes des exigences pour les GRD (comptage Metas). En dehors du compteur même, les compteurs MID nécessitent un espace moindre, et engendrent la construction de tableaux dans les bâtiments neufs qui ne permettent pas la possibilité de retour en arrière avec la pose de compteurs Metas (avec le matériel disponible sur le marché aujourd'hui). Cette difficulté pourrait être rencontrée dès l'ouverture des débats autour de la libéralisation du marché (les clients d'un RCP seront-ils considérés comme captifs ou non ?). Cependant, ces compteurs présentent l'avantage de réaliser des tableaux de comptage moins onéreux.

Planification des contrôles périodiques

Dans sa communication du 18 juillet 2019, l'ESTI clarifie la procédure de contrôle technique selon OIBT pour les RCP. L'absence potentielle de visibilité sur les changements de propriétaires, ou encore sur les affectations des locaux conditionnant les intervalles de contrôle, engendrent des craintes chez les GRD, qui sont responsables du suivi de ces procédures.

Limite de responsabilité

En cas de défaillance, il peut être difficile de définir la responsabilité entre le GRD et le RCP. Il est probable que dans l'idée d'un consommateur final, le GRD sera toujours responsable de la perte de qualité de son énergie électrique. Il s'adressera donc prioritairement au GRD et non au RCP, alors que son contrat est établi avec ce dernier. Un travail supplémentaire, imputable sur le timbre, pourrait alors être engendré pour une gestion de défaillances qui ne sont pas imputables au GRD. De manière plus générale, l'ajout d'un intermédiaire entre le GRD et le client final crée une interface à gérer au niveau administratif dans l'exploitation des RCP.

La défaillance ci-dessus évoquée peut entraîner des conséquences plus importantes si elle génère un accident, par exemple un incendie. *Dans ce contexte, une définition fine de la distribution des responsabilités entre GRD et RCP doit être établie.*

4.2 Impact du modèle RCP sur le déploiement du photovoltaïque

Constat général

L'objectif premier des RCP est de créer des conditions favorables et nouvelles opportunités pour la construction d'installations photovoltaïques. Dans ce contexte, l'impact des RCP sur le déploiement du photovoltaïque revêt plusieurs caractères : il permet de réaliser des installations plus importantes avec une rentabilité accrue, d'offrir des prestations innovantes et d'ouvrir de nouveaux marchés. Dans la mesure des indicateurs de croissance liée au RCP, il est important de prendre en considération qu'un certain nombre des installations se seraient réalisées également en l'absence de ce contexte légal (propriétaire volontaire ou exigence légale). Les différentes exigences cantonales, autour de 20% de la consommation électrique du bâtiment, étant moins contraignantes que les 10% de puissance installée pour constituer le RCP, celui-ci pousse à mieux exploiter les surfaces disponibles pour le photovoltaïque.

De manière générale et du point de vue des installateurs, la part des RCP, bien qu'en croissance, reste relativement faible rapportée au nombre global d'installations photovoltaïques.

Nouveaux acteurs

La cible préférentielle du marché des RCP est le secteur résidentiel collectif, selon la plupart des personnes interviewées. Les nouveaux acteurs identifiés sont donc prioritairement les investisseurs institutionnels et fonds de pension pour les bâtiments locatifs, ainsi que les PPE.

Les PPE sollicitent en général directement les installateurs photovoltaïques, l'investissement pouvant être effectué par la PPE elle-même ou quelques copropriétaires moteurs qui établissent un contrat de vente aux autres habitants. Malgré la complexité des processus de décision au sein de ces acteurs, une certaine émulation peut être créée dans le projet, qui tisse un lien social important. L'aspect de se regrouper pour acquérir une plus grande autonomie vis-à-vis du GRD participe à l'engouement potentiel pour les RCP, tout comme la perspective de passer prochainement à la mobilité électrique qui deviendrait alors une « mobilité solaire ».

Les investisseurs dans un/des bâtiment(s) locatif(s) s'accompagnent plutôt de bureaux d'ingénieurs, dans le cadre de la construction du bâtiment. Le RCP est alors construit soit en investissement propre, soit en contracting avec une offre de fourniture électrique complète pour le/les bâtiment(s) locatif(s). Ces acteurs peuvent cependant être freinés par la peur de surcharge administrative, et devront donc être convaincus par une rentabilité accrue de leur investissement.

Les communes commencent également à arriver sur le marché. Les centres de village, composés de plusieurs bâtiments communaux comme administration, établissements d'enseignement, établissements de service publics, sont propices à la création de RCP. Cependant, ces bâtiments sont pour l'essentiel déjà construits et les projets nécessitent donc la création d'un microgrid sur de l'existant, comportant un ensemble de contraintes techniques et financières relativement importantes.

Le modèle RCP a également créé de nouveaux marchés pour des entreprises du secteur de l'électricité ou des nouvelles technologies :

- L'entretien et le service de dépannage des installations électriques,
- Les prestations de gestion, notamment de comptage et facturation de l'électricité au sein du RCP.

Les arguments en faveur du RCP

Il est à peu près admis de toutes les personnes interviewées que les RCP ont permis de développer de nouveaux marchés et acquérir une nouvelle clientèle. La hausse de rentabilité, non uniforme selon les projets, en est la raison principale. Cependant, les avis sur les raisons de cette ouverture divergent. Pour certains, la possibilité d'accéder au marché libéralisé constitue l'argument principal de décision pour les maîtres d'ouvrage, alors que cette opportunité est jugée insignifiante ou constituant un « bonus » pour d'autres. A l'identique, l'augmentation de la consommation propre est jugée comme un argument insignifiant pour certains et comme l'atout principal pour d'autres. Une autre source de revenu, pour les microgrids, réside dans la réduction de la finance d'équipement. Avec le foisonnement entre les différents bâtiments, la puissance globale nécessaire est moins importante que la somme des puissances par bâtiment.

L'argument d'accès au marché libre peut être interprété différemment selon le rôle du propriétaire dans le projet : s'il est consommateur au sein du RCP, l'économie sur sa facture est l'argument principal. S'il loue l'ensemble des locaux, l'attractivité de son bien devient l'argument principal.

L'augmentation de rentabilité liée à la consommation propre accrue est également associée à une protection supplémentaire contre une éventuelle augmentation des prix des prix de marché à la consommation, et à une réduction éventuelle du tarif de reprise par le GRD. Les notions d'autosuffisance et d'autarcie sont associées à cette argumentation.

Dans les cantons où une puissance photovoltaïque minimale est exigée à la construction, la mise en œuvre d'un RCP en contracting est un argument fort permettant au Maître d'ouvrage de réaliser une économie sur la construction, en confiant l'investissement à un tiers. Dans ce contexte, la construction du RCP a un impact très positif, car le contracteur cherchera une rentabilité optimisée, qui correspond dans la grande majorité des cas à une puissance supérieure au minimum légal auquel le Maître d'ouvrage aurait dû se soumettre. Des RCP d'envergure sont ainsi créés sur de nouveaux quartiers, par le biais d'appel d'offres incluant la construction et l'exploitation des actifs, ainsi que la fourniture de l'énergie pour le quartier, dans sa globalité (pas seulement l'énergie photovoltaïque). Un effet néfaste peut être induit par ce processus. Les consommateurs sur le site, habituellement captifs, auraient consommé le produit standard du GRD constitué en grande majorité, ou en intégralité, d'énergies renouvelables. Avec la mise en concurrence, si aucune exigence n'est stipulée au regard du produit soutiré depuis le réseau, l'énergie complémentaire à l'énergie photovoltaïque produite sur site peut être fortement carbonée. Le RCP dégrade alors la qualité environnementale de l'approvisionnement global du site. *Une exigence sur le produit soutiré à l'extérieur pourrait être ajoutée aux textes de lois afin de contrôler l'approvisionnement externe.*

Nouvelles perspectives

Le modèle RCP a permis l'ouverture de nouveaux marchés pour des entreprises du secteur de l'électricité ou des nouvelles technologies :

- L'entretien et le service de dépannage des installations électriques,
- Les prestations de gestion, notamment de comptage et facturation de l'électricité au sein du RCP.

Ces marchés, même s'ils constituent une privatisation de prestations monopolistiques, permettent de diversifier le portefeuille de prestations de certains acteurs, ou encore l'éclosion de nouvelles entreprises, dynamisant les tissus économiques locaux. Les RCP peuvent également prendre part au déploiement d'une filière d'« investissement vert », par le développement de nouvelles sociétés d'investissement qui peuvent prendre la forme de SA ou encore de coopératives.

Le RCP entraîne également une vision systémique de l'approvisionnement électrique à l'échelle d'un quartier : le déploiement de prestations intégrant systèmes de stockage thermique ou par batterie, mobilité électrique, optimisation et flexibilité énergétique sont rendus possibles et viables par ce champ d'étude élargi.

Impact en cas d'ouverture totale du marché

La question de la compatibilité des RCP avec une ouverture totale du marché est centrale pour un déploiement efficient à long terme du modèle.

L'accès au marché libéralisé en tant que gros consommateur constituant pour certains acteurs l'argument essentiel pour la création d'un RCP, l'ouverture du marché constitue un frein pour ce modèle. Ce frein est limité par le fait qu'une offre de fourniture d'électricité pour un regroupement consommant une quantité importante d'énergie reste bien en dessous d'une offre pour un consommateur seul. D'un point de vue marketing, l'impact est cependant significatif.

Un éventuel bon de sortie accordé aux membres d'un RCP souhaitant s'approvisionner sur le marché libre constitue le risque principal pour les RCP. D'un point de vue technique, l'hétérogénéité des comptages mis en place ne permet pas un retour aisé au comptage par le gestionnaire de réseau. La perte d'un ou plusieurs consommateurs au sein du regroupement pourrait également avoir un impact fort sur la rentabilité du RCP, mettant en péril les investisseurs ayant été moteurs dans le déploiement du modèle. Il convient donc d'éviter un nouvel effet « RPC », soit des investissements rendus non rentables par le changement du cadre législatif. Cette problématique ne semble concerner que les RCP les plus fragiles, pour lesquels le prix de l'électricité est relativement proche du produit extérieur soutiré sur le réseau, car le potentiel tarif libéralisé serait alors inférieur au prix de l'électricité photovoltaïque produite. *La solution la plus simple pour répondre à la problématique est de garantir l'impossibilité de sortie d'un RCP, pour les consommateurs jusqu'à une certaine limite de consommation annuelle.*

4.3 Planification de projet

La complexité administrative constitue l'une des critiques les plus fréquemment émise au sujet des RCP. Le respect des contraintes réglementaires, les démarches à effectuer auprès des GRD et des consommateurs en sont les principaux aspects. La planification de projet peut ainsi être sous-estimée et représenter des frais difficilement amortissables pour les porteurs de projet.

Cohérence des délais

La création d'un RCP doit être déclarée 3 mois avant le raccordement de ce dernier au réseau, délai considéré relativement long par les acteurs, dont les gestionnaires de réseau. A titre comparatif, le délai pour la demande de raccordement au réseau d'une installation photovoltaïque (DRT) est de 10 jours. Si les conditions pour établir cette DRT ne sont pas connues 3 mois à l'avance, le RCP ne peut donc être constitué dès la mise en service de la centrale, ce qui entraîne une complexité administrative. Le délai d'annonce pourrait dans un premier temps être diminué, par exemple à 30 jours, puis certaines informations, comme la puissance exacte de l'installation ou des données administratives, pourraient être transmises dans un délai de 10 jours avant la mise en service.

Contraintes de dimensionnement

Pour avoir la possibilité de créer un RCP, la puissance crête de l'installation doit atteindre 10% de la puissance de raccordement du RCP. Cette puissance minimale est plus contraignante que les diverses exigences minimales cantonales et a donc pour effet d'augmenter la taille des installations PV. Cependant, cet effet de seuil peut entraîner certains biais :

- Des panneaux avec une efficacité très réduite (mauvaise orientation / inclinaison, fort ombrage) peuvent être installés pour atteindre cette limite : certains acteurs ont même proposé à des entreprises d'installer des panneaux non raccordés (non exposés à l'ensoleillement) pour atteindre ce minimum,
- La puissance de raccordement du quartier peut être dimensionnée au minimum, voire sous-dimensionnée.

A l'inverse, des panneaux de plus forte puissance peuvent être nécessaires à l'atteinte de l'exigence minimale, augmentant le potentiel exploitable sur la toiture. *Une contrainte sur une efficacité minimale de l'installation pourrait être étudiée.*

Etendue des démarches administratives

Du point de vue du gestionnaire de réseau, la constitution d'un RCP n'engendre pas de complexité administrative particulière. Il semble un peu plus contraignant de travailler sur des projets où l'installation photovoltaïque n'est pas encore construite que sur des projets existants. Ceci est essentiellement lié à la différence de délais entre la demande pour le RCP et la DRT évoqué ci-dessus. En ordre de grandeur, il a été estimé qu'environ 40% des dossiers reçus sont retournés comme incomplets.

Il est admis que les aspects techniques sont désormais maîtrisés par les installateurs (types de compteur, installation). Cependant, deux complexités essentielles ont été relevées par l'ensemble des acteurs. Dans un premier temps, le RCP augmente le nombre d'interlocuteurs et engendre donc une complexité de planification. Dans un cas extrême, le maître d'ouvrage du bâtiment, son architecte, sa direction technique, son planificateur et son installateur électricien, d'un côté ; le contracteur photovoltaïque, son planificateur photovoltaïque, son installateur électricien et photovoltaïque, d'un autre ; le gestionnaire de réseau, l'entreprise d'exploitation du RCP (facturation / comptage), les consommateurs. L'ensemble de ces acteurs défendent ou représentent des intérêts distincts, et une bonne coordination doit être établie pour le succès du projet.

Pour des RCP dans des bâtiments existants, voire des bâtiments neufs mais dont certains lots sont déjà vendus au moment de la création du RCP, le recueil des signatures reste la principale difficulté rencontrée, même si la plupart des consommateurs / propriétaires sont favorables au projet. Une solution qui a été évoquée est de valider un processus type « opt out ». Il correspond à une annonce de participation au RCP au consommateur, en lui accordant un délai pour refuser cette proposition. Pour la plupart des personnes interviewées, ce processus ne peut être accepté pour deux raisons essentielles : la première et la principale est que l'adhésion à un RCP intègre un changement de fournisseur d'énergie, anciennement l'EAE, nouvellement le RCP. Concrètement, il s'agit donc de la résiliation d'un contrat avec l'EAE pour adhérer à un contrat avec un autre fournisseur. Ce changement contractuel profond nécessite une signature consciente du consommateur. Le second point réside dans le fait qu'un consommateur qui aurait manqué l'échéance de rétractation serait participant du RCP contre son gré, contraire au principe même du modèle économique. Il paraît donc difficile d'optimiser le processus de recueil de signatures.

En tant qu'installateur photovoltaïque ou représentant d'un RCP, le choix du produit de gestion et facturation au sein du RCP dans la diversité des produits proposés peut également être perçu comme une complexité administrative. A l'inverse, il peut être considéré comme la possibilité de trouver un produit répondant exactement aux attentes du maître d'ouvrage.

Des avis contradictoires ont été entendus concernant le degré de précision des textes réglementaires au sujet du cadre contractuel du RCP. Pour certains, un cadre simplifié permet une certaine flexibilité et marge de manœuvre pour constituer un RCP adapté au projet. Le principe de la réglementation doit être respecté, mais les conditions de mise en œuvre peuvent être adaptées. A l'inverse, d'autres acteurs prônent pour un cadre réglementaire clair et précis, limitant les possibilités d'interprétation. De ce point de vue, la complexité administrative ne peut être critiquée que si elle n'est pas très compréhensible.

Une fois le RCP mis en service et opérationnel, le suivi des consommateurs au sein du RCP peut constituer une complexité importante en termes administratifs si la gestion du RCP n'est pas professionnalisée. A chaque emménagement / déménagement, un décompte doit être établi et les modifications contractuelles au sein du RCP consignées. De ce point de vue, la communauté d'autoconsommateurs est plus simple car cette gestion reste de la responsabilité du GRD. On peut donc estimer que la complexité administrative protège le marché des prestataires de service spécialisés. Elle peut également favoriser le recours à un planificateur, en assistance à maîtrise d'ouvrage, pour l'accompagnement dans la démarche et la prise des bonnes décisions.

Compréhension des maîtres d'ouvrage et consommateurs

Encore une fois, les avis divergent sur la capacité de compréhension pour les membres d'un RCP. Pour les GRD, la communauté d'autoconsommateurs est jugée plus facile d'accès. L'explication de toutes les responsabilités au sein d'un RCP peut être estimée compliquée, notamment en termes de gestion des impayés ou de fourniture électrique, par exemple. Il est dans ce contexte plus simple de travailler sur un projet en construction, car le maître d'ouvrage est le seul interlocuteur : il n'y a pas de nécessité de convaincre les consommateurs finaux.

Le Guide édité par Suisse Energie fournit une explication relativement complète du fonctionnement d'un RCP et des décisions à prendre. Cependant, cette documentation est adaptée à la compréhension des professionnels et non du grand public. Une meilleure visibilité de la brochure *Suisse Energie pour les maisons plurifamiliales* pourrait être une solution pour l'information du grand public. Un programme d'information aux propriétaires institutionnels, même s'il est avéré qu'ils pénètrent progressivement le marché, pourrait être un atout supplémentaire pour le déploiement des RCP.

Pour d'autres acteurs, le concept a été rapidement appréhendé par les propriétaires et consommateurs. Une séance d'information est perçue comme très efficace pour compléter d'éventuelles explications écrites.

Le choix du bon prestataire pour piloter les projets en RCP est relativement important. Les idées énoncées dans ce sens lors des interviews sont :

- Une montée en compétence des planificateurs, notamment électriciens, peut être nécessaire pour optimiser le dimensionnement et la rentabilité des projets,
- Les installateurs peuvent s'appuyer sur certains participants (par un exemple un ou deux propriétaires dans une PPE) pour communiquer avec les autres consommateurs,
- Les installateurs ne bénéficient pas toujours des ressources pour une explication efficace, ayant tendance à accentuer sur les aspects techniques qui pourraient brouiller le message.
- Des compétences commerciales sont nécessaires pour obtenir l'adhésion des consommateurs, et un discours simple doit être favorisé, en insistant sur la réduction de la facture d'électricité pour des prestations équivalentes voire supérieures (fourniture d'une énergie locale et verte).

4.4 Pertinence du modèle

La dernière partie des interviews a été relativement libre et concerne la pertinence du modèle, l'évaluation des évolutions depuis la première version de la parution de l'ordonnance modifiée en 2018 et les pistes d'amélioration qui pourraient être étudiées.

Principaux freins au déploiement des RCP

Sur des projets de construction de bâtiments / quartiers, l'ensemble des personnes sondées considère qu'il n'y a pas ou relativement peu de freins au déploiement des RCP. Les seuls obstacles semblent être la complexité de planification, qui va se résorber avec la montée en compétence des acteurs, la nécessité de construire un réseau privé et le seuil de 10% de puissance à atteindre. Ce type de projet est particulièrement adapté et le déploiement devrait se généraliser à l'avenir. Les RCP sont considérés dès aujourd'hui comme la nouvelle norme lors de la construction de bâtiments.

Les freins sur les projets existants sont plus nombreux et surtout plus contraignants. La création d'un réseau privé, la modification des tableaux électriques, la mise en œuvre de nouveaux dispositifs de comptage, la capacité à convaincre les différentes parties prenantes et la rentabilité dans certains cas sont des obstacles importants au déploiement. Le fait de ne pas pouvoir utiliser les infrastructures existantes est la principale raison de ces difficultés. Ces éléments amènent certains acteurs à interpréter que les RCP ne sont réalisables que sur des projets neufs.

Un dernier frein commun aux deux types de projets réside dans le fait que le RCP est considéré comme un consommateur final : dans ce sens, seuls les propriétaires sont débiteurs de l'EAE, ce qui augmente le risque à l'investissement. Cet aspect est relativement peu connu des propriétaires : on peut cependant le comparer aux charges de chauffage, qui fonctionnent à l'identique, ce qui limite son impact.

Configuration idéale d'un RCP

Les différentes caractéristiques ci-dessous ont été identifiées comme étant favorables au RCP :

- Construction neuve,
- Majorité résidentielle, habitat collectif, plutôt locatif que PPE, avec une variété de profils suffisante pour bénéficier d'un foisonnement des consommations,
- Consommation suffisante pour bénéficier de l'accès au marché libre,
- Consommation propre élevée,
- Coût de production solaire inférieur au coût d'approvisionnement depuis le réseau,
- Un toit permettant d'installer une centrale de puissance satisfaisante pour bénéficier d'un tarif attractif de l'électricité solaire (minimum 30 kWc).

La seule différence dans les appréciations des personnes sondées réside dans l'ampleur du RCP : la réalisation sur un bâtiment seul limite les coûts d'investissement annexes et non imputables au photovoltaïque (1 RCP = 1 bâtiment), mais la création d'un microgrid augmente le foisonnement, améliore le tarif de consommation depuis le réseau et permet d'intégrer une gestion énergétique à l'échelle du quartier (convergence chaleur – électricité – mobilité).

Comparaison et compatibilité des modèles RCP / CA

Chacun de ces deux dispositifs semble présenter avantages et inconvénients. Des personnes interrogées, les gestionnaires de réseau sont plutôt favorables à la communauté d'autoconsommateurs, qui est relativement plus simple à mettre en œuvre et ne nécessite que peu d'intervention sur l'existant. Le développeur de projet bénéficie de cette simplicité, et le GRD garde la maîtrise des données du consommateur final. Considérant que l'un de ses rôles peut être de faciliter la transition énergétique, la création du RCP peut entraîner une perte d'influence sur le consommateur et avoir une influence sur l'utilisation efficace de l'énergie et le rôle de conseil que le GRD peut jouer. Également, pour ceux d'entre eux qui ne facturent pas de frais fixes de décompte facturation au consommateur final, le financement de la CA est une problématique importante.

En revanche, les prestataires de service RCP interrogés ne comprennent pas le maintien de ce dispositif, qui est perçu comme préservant le monopole et engendrant une concurrence déloyale aux acteurs qui ne peuvent pas le déployer. Le maintien des compteurs existants constitue également un avantage important. Une confusion est créée entre les modèles, et ces prestataires demandent avec insistance la suppression de l'ancien modèle jugé obsolète. Dans un registre similaire, l'utilisation des services de facturation du GRD dans un contexte de RCP est également jugé comme une concurrence déloyale.

Evolutions réglementaires depuis la création des RCP

Depuis la première modification des ordonnances en 2018, quelques évolutions réglementaires sont apparues, dont les deux principales sont la possibilité de traverser des voies et le partage des bénéfices entre propriétaires et locataires.

Concernant la possibilité de traverser des voies, de grands débats ont vu le jour en 2018, et l'interdiction avait été jugée à l'époque très contraignante par les développeurs de projet. Avec un peu de recul, il convient de signaler que cette évolution n'a eu qu'un impact extrêmement limité sur le déploiement des RCP. Les projets qui auraient recours à cette nouvelle autorisation sont en général relativement coûteux et ne voient pas souvent le jour. On peut cependant noter que quelques réalisations ont été permises grâce à cette évolution, mais il faut que le site s'y prête particulièrement : par exemple, une toiture à fort potentiel d'un côté d'une route, et un gros consommateur de l'autre côté.

Concernant l'exploitation des réseaux, on peut considérer que si un privé traverse une route, cela ne regarde que lui-même et le propriétaire de la route. Certains GRD ont du mal à accepter qu'un câble traverse le domaine public sans maîtriser cette information, car ils ont l'obligation pour leurs propres installations de renseigner le cadastre. Il est important de mettre en place une réglementation afin de s'assurer que les exploitants de RCP répondent aux mêmes exigences que les GRD en termes d'enregistrement cadastral, et possèdent les bons outils pour accomplir cette tâche, ou pour la confier au GRD local. En raisonnant de manière plus large sur le concept de traversée, il n'y a effectivement aucune raison que le domaine public soit un frein au déploiement des RCP et donc du photovoltaïque, il doit plutôt en constituer un pilier.

Il pourrait être envisagé que cette exception accordée aux routes, cours d'eau et voies ferrées soit étendue à toute parcelle non raccordée au réseau. Cette solution entraîne cependant une crainte pour les GRD de voir éclore des réseaux parallèles. Un compromis pour restreindre l'ampleur de ces traversées doit être recherché, mais il n'y a pas particulièrement de raisons d'effectuer une distinction, et cette nouvelle définition permettrait de clarifier la situation pour un certain nombre de projets. En effet, le texte de loi actuel ne semble pas permettre d'exclure la possibilité de traverser une parcelle non raccordée. Il pourrait être ajouté l'exigence qu'en cas de raccordement futur de la parcelle, celle-ci soit obligatoirement intégrée au RCP.

Le partage des bénéfices entre propriétaires et locataires a certainement eu un impact beaucoup plus significatif. L'ancienne règle (base rendement du capital + prime de risque) était beaucoup trop contraignante pour permettre à des propriétaires d'investir dans un RCP sur un bâtiment locatif. Cette évolution est cependant jugée insuffisante pour une très grande majorité des acteurs, qui considèrent que le plafond fixé (produit extérieur soutiré depuis le réseau) est largement suffisant pour garantir l'intérêt des consommateurs. Cependant, ce partage des bénéfices associé à la possibilité d'intégrer les installations réseau du RCP dans le capital à amortir entraîne des conditions suffisamment favorables pour développer un projet.

Pistes d'amélioration

Afin d'améliorer le modèle des RCP avec pour objectif un déploiement efficace et pérenne des installations photovoltaïques, les pistes d'amélioration suivantes ont été évoquées :

- Définir une tarification du réseau permettant qu'une moindre utilisation du réseau soit économiquement attrayante, à savoir essentiellement en fonction de la consommation ; toutefois, le renforcement de la composante « puissance » dans les tarifs du réseau pourrait permettre une optimisation aux regroupements.
- Permettre la consommation d'énergie solaire au-delà des limites du point de raccordement tout en restant dans une vision de consommation locale, au travers d'une tarification à faible coût – ou gratuite dans certains cas – tenant compte de la faible utilisation du réseau (pas d'utilisation des réseaux THT, HT et éventuellement MT). Une évaluation précise des contraintes et impacts sur le réseau doit être menée au préalable,
- Permettre aux RCP de bénéficier des avantages procurés par les CA, notamment afin d'équilibrer la concurrence : suppression de la solidarité financière des propriétaires fonciers et maintien des consommateurs comme clients du gestionnaire de réseau,
- Supprimer la certification des compteurs et leur étalonnage : ils ne sont utilisés dans les RCP que pour former une clé de répartition et non pour facturer,
- Redéfinir la répartition des bénéfices entre propriétaires et locataires, dans l'intérêt du propriétaire,
- Standardiser les démarches administratives entre les différents GRD : création d'un formulaire unique par exemple
- Simplification des démarches administratives par la digitalisation des processus et la création d'un guichet unique.

Perspectives pour l'avenir

Le modèle RCP a sa place dans le paysage réglementaire photovoltaïque suisse. Il permet de répondre efficacement, malgré quelques dysfonctionnements sur lesquels le présent rapport fournit des pistes d'amélioration, à certaines typologies de projet : il est bien adapté pour être mis en œuvre sur la plupart des bâtiments uniques neufs ou anciens, ou encore sur un quartier neuf. Sur un bâtiment unique, il entraîne peu de modifications électriques dans la majorité des cas, et permet d'augmenter la consommation propre sans frais d'utilisation du réseau. Sur un quartier neuf, en plus de l'argument précédent, il engendre une vision plus large de la consommation du quartier, ouvrant la voie à une optimisation locale de l'énergie : un système de gestion centralisé avec la possibilité d'implanter un stockage local, d'intégrer la mobilité électrique et le chauffage par pompe à chaleur, afin de poursuivre l'objectif d'une utilisation efficace du réseau de distribution (notamment, réduire la pointe de puissance). Les GRD devront alors concevoir un modèle de valorisation de cette flexibilité afin d'encourager les RCP à développer une optimisation énergétique efficace pour le réseau. Cela peut passer par une tarification plus importante de la pointe (en soutirage et/ou en injection), ou encore une incitation à un comportement efficace et lissé du profil de charge.

Certaines configurations sont cependant peu adaptées au RCP, notamment les quartiers déjà construits pour lesquels la création d'un point unique de raccordement serait inefficace d'un point de vue énergétique et financier. Des modèles complémentaires pourraient alors être proposés pour que l'énergie photovoltaïque produite et non autoconsommée ne soit pas valorisée sous forme de certificat, perçue comme trop éloignée de la réalité physique et ne produisant qu'une faible incitation. Ces modèles peuvent prendre des formes divergentes mais sont tous axés sur le concept d'une consommation réelle de l'énergie photovoltaïque : la provenance de l'énergie et non son certificat est identifiée de manière plus précise, en maintenant le principe de rémunération du réseau public en cas d'utilisation. Les quelques propositions suivantes apportent une réponse à cette problématique, sans être détaillées car elles ne constituent pas l'objet du mandat :

- Rémunération pour l'énergie produite
 - Peer to Peer : achat direct de l'énergie photovoltaïque au producteur par le consommateur : rémunération du GRD selon modèles ci-dessous (compatible seulement en cas d'ouverture du marché)
 - Gestion par l'EAE : vente de l'énergie par le producteur à l'EAE, qui la revend au consommateur (possibilité de rémunération de l'EAE pour ce service) : système proche du système actuel, en liant énergie et certificat.
- Rémunération pour l'utilisation du réseau
 - Microtimbre physique : rémunération du GRD pour l'énergie photovoltaïque transitant sur son réseau de manière locale, basé sur l'infrastructure de réseau (rémunération en fonction des niveaux de tension utilisés) : à l'échelle du réseau N7 (derrière le même transformateur), du réseau N5 (même réseau moyenne tension), ou encore de la zone de desserte du GRD. La rémunération du GRD peut être fixée de manière statique (relativement simple à mettre en œuvre), ou dynamique selon l'utilisation en temps réel du réseau afin d'inciter à la flexibilité (plus compliqué),
 - Microtimbre administré : rémunération du GRD pour l'énergie photovoltaïque en fonction de la distance physique parcourue (rayon de x kms selon modèle français), rémunération fixe sur la zone de desserte, rémunération fixe sur le territoire communal / cantonal / fédéral.

Dans ce contexte, le RCP resterait privilégié car il est le seul modèle qui ne nécessite pas de rémunération du réseau. En revanche, lorsqu'il est trop coûteux ou inefficace, l'énergie est valorisée selon l'un des modèles ci-dessus. Sur un même projet, associer RCP et revente locale de l'énergie excédentaire est tout à fait complémentaire et pertinent.

La problématique majeure de la consommation propre est de potentiellement créer un optimum économique pour une puissance qui ne permet pas la couverture complète de la toiture, engendrant une inefficacité d'utilisation des surfaces. Le risque sur le tarif de rachat du GRD, non garanti, accentue cet effet. Le RCP et les modèles complémentaires exposés ci-dessus vont dans le sens d'une augmentation de la surface potentiellement rentable en valorisant mieux les kWh consommés localement en dehors du lieu de la production (selon sa définition antérieure à 2018). Ils pourraient être complétés par une rémunération fixe de l'énergie excédentaire par l'EAE, afin de créer des conditions permettant de monter un plan d'affaires fiable à long terme.

4.5 Synthèse de l'enquête qualitative

Afin d'établir une synthèse des différents thèmes évoqués ci-dessus, les tableaux récapitulatifs sont suivants.

Maîtres d'ouvrage privilégiés	Remarques
Acteurs institutionnels	+ Possibilité de déploiement massif avec peu d'acteurs Nécessité de solliciter/développer leur intérêt - partage des bénéfices
PPE	+ Possibilité d'émulation entre copropriétaires - complexité de décision
Communes	+ cohérence énergétique, communication positive - essentiellement projets sur existant

Nouveaux marchés	Remarques
Construction microgrids	Pour installateurs électriciens, entreprises de réseaux remplace le marché de construction de réseau public
Comptage facturation	Pour prestataires de service Marché en développement, diversité des solutions proposées
Entretien dépannage réseau	Pour installateurs électriciens, entreprises de réseaux
Investissement renouvelable	Solutions pour des fonds de pension, coopératives, relocalisation d'investissements bancaires
Stockage, mobilité	Marché de l'optimisation énergétique pour prestataires de service, de la construction pour installateurs photovoltaïques et électriciens

Principaux arguments en faveur des RCP	
Accès au marché libre	Réduction de la facture des consommateurs
Hausse de la consommation propre	Amélioration de la rentabilité de la centrale Protection par rapport au tarif d'injection PV
Hausse de l'autosuffisance	Protection par rapport au tarif de consommation amélioration de l'autarcie / satisfaction des consommateurs
Baisse de la finance d'équipements	Rentabilité de l'investissement pour le propriétaire, seulement en cas de contracting
Baisse de la facture des consommateurs	Amélioration de l'attractivité du bien immobilier, Réduction de la facture pour PPE
Hausse de la puissance des centrales	Déploiement du PV Attractivité pour les contracteurs

Principales contraintes identifiées	Solutions proposées
Contraintes techniques / réseau	
Éviter les réseaux parallèles	Mise en œuvre d'un dispositif de consommation propre élargie (virtuelle ou physique), avec rémunération partielle du réseau utilisé

Avec le soutien de

Gestion du cadastre / visibilité du sous-sol	Mise en œuvre d'une procédure pour les RCP sur le domaine public. Possibilité de prestation de service des GRD pour intégrer les câbles de distribution du RCP dans leur cadastre
Qualité des installations réseaux internes au RCP	Evolution NIBT pour prise en considération des contraintes de la distribution Montée en maturité de la filière
Standardisation du matériel	Laisser se développer l'état de la technique
Hétérogénéité des compteurs	Imposer une taille standard de planchette pour les compteurs (engendre une perte d'efficacité financière)
Complexité technique photovoltaïque	Déjà maîtrisée par la filière
Contraintes de planification	
Contraintes administratives	Réduire le délai d'annonce à 10 jours (identique DRT) Uniformiser le formulaire d'annonce entre GRD Mettre en œuvre une plateforme digitalisée
Compréhension des propriétaires et consommateurs	Diffusion de la brochure et création d'une brochure pour investisseurs institutionnels
Gestion de projet : Diversité des acteurs et des solutions, complexité de coordination	Apprentissage de la filière
Gestion exploitation emménagement/déménagement par non professionnels	Déploiement de la filière professionnelle
Diversité produits gestion	Ne pas considérer comme un frein mais une opportunité
Recueil des signatures	Processus opt out non souhaité par la grande majorité des acteurs
Compatibilité avec l'ouverture du marché	Anticiper l'ouverture marché et offrir un cadre légal permettant d'accroître l'attractivité des RCP (peer to peer, microtimbre)
Degré de précision des textes réglementaires	Avis divergents

Principales contraintes identifiées	Solutions proposées
Contraintes énergétiques	
Risque d'acheter une énergie complémentaire "grise"	Mettre en place une réglementation sur le produit soutiré du réseau
Non optimisation pour respect de la contrainte 10%	Associer l'exigence en puissance avec une contrainte de performance minimale

Evolution de l'ordonnance en 2019	
Traversée de routes, voies ferrées, cours d'eau	Améliorer / clarifier la procédure de gestion du cadastre Etendre l'opportunité à toute parcelle non raccordée au réseau (exigence d'être intégrée au RCP en cas de raccordement futur)
Partage des bénéfices à 50-50	Evolution importante, nécessaire mais non suffisante Ne maintenir que l'exigence de fournir une énergie photovoltaïque à un prix inférieur au à l'électricité soutirée du réseau

Configuration idéale d'un RCP	
Age de la construction	Construction neuve
Typologie des consommateurs	Majorité résidentielle, habitat collectif, plutôt locatif que PPE, avec une variété de profils suffisante pour bénéficier d'un foisonnement des consommations,
Consommation	Consommation suffisante pour bénéficier de l'accès au marché libre, Consommation propre élevée
Installation photovoltaïque	Coût de production solaire inférieur au coût d'approvisionnement depuis le réseau, Centrale de puissance satisfaisante pour bénéficier d'un tarif attractif de l'électricité solaire.
Ampleur du RCP	2 niveaux d'optimisation : - Bâtiment unique pour optimiser les coûts réseau, - Quartier d'envergure pour bénéficier de l'effet de volume et associer de l'optimisation énergétique

Perspectives complémentaires	
Rémunération de l'énergie excédentaire - Peer to Peer : achat direct de l'énergie photovoltaïque au producteur par le consommateur - Gestion par l'EAE : vente de l'énergie par le producteur à l'EAE, qui la revend au consommateur	
Rémunération pour l'utilisation du réseau - Microtimbre physique : rémunération du GRD pour l'énergie photovoltaïque transitant sur son réseau de manière locale, basé sur l'infrastructure de réseau en fonction des niveaux de tension utilisés (statique ou dynamique) - Microtimbre administré : rémunération du GRD pour l'énergie photovoltaïque en fonction de la distance physique parcourue ou fixe sur un territoire donné : zone de desserte ou territoire communal / cantonal / fédéral.	
Tarif minimal de reprise de l'énergie excédentaire	

5 Conclusion

Afin d'évaluer les perspectives de déploiement des RCP en Suisse romande et proposer des solutions pour une accélération, une enquête a été menée auprès des GRD de la plateforme des GRD romands et des entretiens ciblés ont été réalisés auprès d'acteurs diversifiés de la filière. Les données recueillies concernent la période 2018 – 2019.

Les principales données recueillies sont synthétisées dans le tableau ci-dessous :

Tableau récapitulatif		2018	2019	Total
RCP				
Nombre total de RCP	u	248	385	633
Puissance de production photovoltaïque cumulée des RCP	MWc	8.5	9.1	17.6
CA 2018				
Nombre total de CA	u	71	108	179
Puissance de production photovoltaïque cumulée des RCP	MWc	3.0	3.4	6.4
Total autoconsommation collective				
Nombre total d'opérations d'autoconsommation collective	u	319	493	812
Puissance de production photovoltaïque cumulée des opérations d'autoconsommation collective	MWc	11.6	12.5	24.0

Les CA restent un modèle d'actualité malgré le déploiement des RCP. Les GRD estiment ce modèle pertinent car il leur permet de conserver un accès aux données du consommateur final et nécessite moins de modifications de réseau. Cependant, celui-ci est perçu comme vecteur d'une concurrence déloyale par les concurrents car il ne peut être déployé par les acteurs privés. Ceci est accentué lorsque le modèle CA est très avantageux pour les maîtres d'ouvrage.

Le principal argument en faveur des RCP reste la rentabilité. La hausse de la consommation propre, la réduction de la finance d'équipement, l'accès au marché libre sont des avantages qui bénéficient aux propriétaires, consommateurs, producteurs. Le concept d'autonomie et de résilience, avec un approvisionnement énergétique relocalisé, constitue également un argument fort pour convaincre les maîtres d'ouvrage.

Le déploiement des RCP a un impact significatif sur le marché photovoltaïque. Avec 120 à 140 MWc installés en 2018-19 en Romandie, les RCP représentent 10 à 15 % du marché, et l'autoconsommation collective cumulée 15 à 20% du marché. Il permet l'acquisition de nouveaux types de clients, comme les PPE et investisseurs institutionnels, le développement de prestations nouvelles, à la fois techniques et administratives, autour de la gestion du RCP et une synergie plus importante avec d'autres techniques pour concevoir un système énergétique efficient à l'échelle du quartier, favorable aux propriétaires, aux consommateurs et au GRD.

Depuis la parution de l'ordonnance en 2018, la traversée de voies ainsi que le partage des bénéfices sont les principales évolutions législatives pour les RCP. Même si elles sont jugées favorables par une grande majorité d'acteurs, la traversée de voie semble avoir eu peu d'impact et le partage ne semble pas adapté à un investissement dans l'énergie : le seul plafond du produit soutiré à l'extérieur semble une incitation suffisante pour l'acceptabilité des projets.

Des mesures d'optimisation semblent cependant nécessaires afin de lever certains freins : la simplification, la standardisation et potentiellement la digitalisation des démarches administratives ; la standardisation du matériel, ou du moins de ses fonctionnalités, tant au niveau comptage que distribution électrique ; la pérennisation du matériel et l'enregistrement des actifs ; l'optimisation énergétique (pas d'énergie grise soutirée sur le marché, pas de centrales à rendement dégradé pour atteindre le minimum légal)

Le modèle RCP ne semble pas pertinent quand il entraîne des modifications profondes et coûteuses du réseau de distribution. Il pourrait alors s'intégrer dans un concept plus large de production, distribution et consommation locale de l'énergie, en répartissant les responsabilités GRD/acteurs privés. Il est complémentaire avec une solution de consommation propre locale utilisant le réseau public du GRD, avec rémunération réduite aux seuls niveaux de tension utilisés pour transiter sur ce dernier. L'énergie pourrait être échangée au niveau local, soit en peer to peer, soit administrée par le GRD. Un tarif de reprise minimal, ainsi qu'une valorisation complémentaire de l'énergie pour les sites ou aucune consommation proche n'est disponible, pourraient constituer des compléments au modèle de consommation propre élargie.