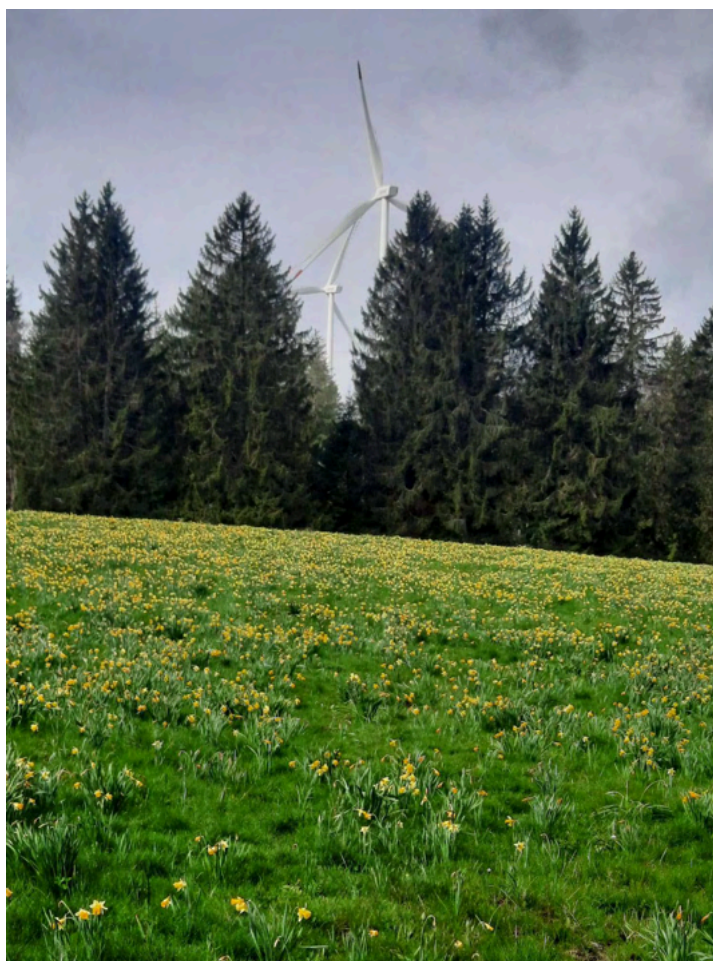




Rapport final du 11.12.2023 - Sous embargo jusqu'au 11.12.2024

Inter-policy Coordination Around Renewable Energies (ICARE)

La coordination des politiques sectorielles dans
le domaine des énergies renouvelables



Source: phb - 2021

Date: 11.12.2023

Lieu: Berne

Prestataire de subventions:

Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Recherche énergétique et cleantech
CH-3003 Berne
<http://www.ofen.admin.ch>

Bénéficiaires de la subvention :

Haute école d'ingénierie et de gestion du Canton de Vaud (heig-vd)
Haute école spécialisée de Suisse Occidentale(hes-so)
Département environnement construit et géoinformation, Institut d'ingénierie du territoire
Route de Cheseaux 1, CH-1401 Yverdon-les-Bains
www.heig-vd.ch

Université de Genève (unige)
Département de science politique et relations internationales
Boulevard du Pont d'Arve 40, CH-1211 Genève 4
www.unige.ch

Université de Lausanne
Institut d'études politiques (IEP)
Bâtiment Géopolis
1015 Lausanne
www.unil.ch

Berner Fachhochschule (bfh)
Hochschule für Agrar-, Forest und Lebensmittelwissenschaften (hafl)
Länggasse 85
3052 Zollikofen
www.bfh.ch

Auteur(s) par ordre alphabétique :

Pierre-Henri Bombenger, heig-vd, pierre-henri.bombenger@hes-so.ch
Marie-Joëlle Kodjovi, bfh, marie-joelle.kodjovi@bfh.ch
Philipp Trein, unil, josefphilipp.trein@unil.ch
Frédéric Varone, unige, frederic.varone@unige.ch
François-Xavier Viallon, heig-vd, francois-xavier.viallon@hes-so.ch

Ont également contribué : Adeline Cherqui (heig-vd), Ivanna Crmaric (bfh), Valentin Pirek (heig-vd), David Raemy (bfh), Belinda Ravaz (heig-vd), Ariane Reist (bfh), Pauline Savary (heig-vd), Francesco Sarti (unil) et Victor Zuccone (heig-vd)

Suivi du projet à l'OFEN:

Yuliya Blondiau, yuliya.blondiau@bfe.admin.ch
Anne-Katherin Faust, anne-Kathrin.Faust@bfe.admin.ch

Numéro du contrat de l'OFEN: SI/502091-01

Les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions du présent rapport.

Résumé

Une décarbonisation du système énergétique n'est possible que si suffisamment de projets locaux d'énergie renouvelable (REP) sont réalisés avant 2050. Dans les objectifs de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables de 2023, la Confédération vise une production d'électricité issue d'énergies renouvelables, hors énergie hydraulique, qui devrait être multipliée par un facteur cinq d'ici à 2035. Or les REP sont souvent confrontés à des problèmes de mise en œuvre dépendant de différentes politiques sectorielles insuffisamment coordonnées. Les fréquentes saisines des tribunaux montrent que les REP entrent en conflit avec des enjeux réglementés par les politiques de protection de l'environnement, du paysage, d'aménagement du territoire, de la gestion des eaux ou de la sauvegarde du patrimoine culturel.

Dans ce contexte, le projet de recherche "Icare" a identifié les conditions nécessaires à la réalisation d'installations de production d'énergie renouvelable. En particulier, le projet s'est penché sur les enjeux de coordination susceptibles de réduire les procédures judiciaires et les tensions politiques locales majeures, principaux facteurs limitant la réalisation effective des nouvelles installations de production. Méthodologiquement, le projet de recherche Icare, financé par l'Office fédéral de l'Energie, s'appuie sur l'étude comparative de douze projets locaux de production d'énergie renouvelable exploitant quatre technologies différentes : le photovoltaïque au sol, la géothermie profonde, la biomasse agricole et l'éolien. Les REP étudiés sont répartis dans trois pays : Suisse, France et Canada. Ils sont en exploitation, en cours de développement ou abandonnés, couvrant une panoplie de cas de succès ou d'échec. Chaque projet est étudié autour de trois enjeux de coordination.

La coordination spatiale désigne l'ensemble des négociations entre acteurs pour trouver un accord sur la localisation des installations de production et la minimisation de leurs impacts environnementaux. La coordination économique qualifie les pratiques de répartition des plus-values et moins-values économiques liées à un REP et l'évaluation de l'équité de traitement par les acteurs concernés. La coordination cognitive concerne les modalités de partage de l'information par les autorités et les promoteurs avec les autres parties prenantes, la construction d'un ancrage social entre les nouveaux projets énergétiques et les usages préexistants du territoire ainsi que les efforts de médiation et d'explication des technologies utilisées auprès des acteurs locaux. La comparaison des douze REP étudiés est menée en utilisant une méthode d'analyse comparative qualitative (ACQ). Le projet Icare a ainsi permis d'identifier des lacunes de coordination entre les acteurs, les modalités de mise en œuvre des dispositions légales et les facteurs de succès (pour la réalisation) des projets. Les résultats obtenus permettent de formuler une série de recommandations aux décideurs.

Lacunes de coordination. La comparaison des douze cas met en évidence que la combinaison d'une bonne coordination spatiale et d'une bonne coordination cognitive est une condition nécessaire à la réussite d'un REP. Plus précisément, l'analyse comparative montre que la coordination spatiale entraîne un niveau de conflit plus faible. Or l'atteinte simultanée d'une bonne coordination spatiale et cognitive est finalement assez peu présente dans les douze REP étudiés. En particulier, la sélection des sites est un processus généralement peu transparent. Par ailleurs, ces démarches souvent absentes de planification positive prennent du temps. Leur rythme de développement propre rentre en contradiction avec des dispositions législatives récentes qui souhaitent la réalisation des REP dans des échéances inusitées (3 ans) pour des projets à fort impact territorial. Notons également que les évolutions législatives des derniers mois induisent une rehiérarchisation juridique dans la pesée des intérêts. En conférant à la production d'énergie renouvelable un intérêt national souvent prépondérant, la législation n'accorde pas suffisamment d'importance aux facteurs de coordination spatiale au niveau local, en particulier au potentiel de conflit des REP. D'un point de vue économique, le partage de la rente d'exploitation, généralement garantie par des fonds publics, est peu développé. Les retombées locales de ces projets énergétiques sont limitées alors que la ressource naturelle exploitée est bien inscrite dans le local. Il en résulte une asymétrie entre les plus-values économiques générées par le REP et les moins-values générées par les impacts environnementaux et situationnels du REP pour les riverains et usagers du site exploité. In fine, il faut noter une absence de coordination entre, d'une part, les dispositifs économiques de subventionnement et de garantie publique à la réalisation des REP portés par les

acteurs essentiellement fédéraux et, d'autre part, les dispositifs d'autorisation environnementale et spatiale essentiellement cantonaux et communaux. Cette absence de coordination génère des processus de développement des REP qui reconnaissent insuffisamment les enjeux d'implantation de ces infrastructures dans le territoire.

Conditions de succès. L'analyse comparative montre le poids prépondérant des dispositions de coordination spatiale dans le succès des projets. Les REP qui se réalisent sans recours aux arbitrages judiciaires nécessitent une coordination spatiale approfondie entre les acteurs territoriaux et les développeurs. Dans ces projets réussis, les différentes aides publiques sectorielles soutenant les REP sont coordonnées avec le dispositif de choix des sites les plus appropriés. Pour ce faire, différents processus de sélection sont observés. Par exemple, une démarche de prospection de sites menée par un acteur facilitateur ou relais qui ne soit pas en mesure de développer lui-même le projet. Une autre solution est la sélection de sites par appel d'offres avec des puissances installées concessionnées. Ces types de dispositifs permettent de s'appuyer sur les avantages des offres faites par les acteurs de marché (maximisant ainsi les rendements de production et minimisant les coûts d'exploitation) tout en intégrant les critères de planification positive imposés par les autorités de régulation environnementale et territoriale. Ces approches, développées notamment en France, permettent de s'appuyer sur l'expertise technique et économique des développeurs tout en intégrant les obligations légales, telles que la cohérence avec les mesures de protection environnementale et la prise en compte des attentes des acteurs locaux concernés. Cette dernière dimension pourrait s'accompagner de la mise en place d'une procédure de vote consultatif sur le REP auprès de la population. Les aides publiques ne sont alors octroyées que pour les projets satisfaisants conjointement les critères d'optimisation spatiale de choix des sites et de haut rendement de production au moindre coût.

Dans les REP couronnés de succès, la circulation de l'information entre les différents groupes d'acteurs est généralement assurée plus ou moins formellement, par des acteurs relais. Élu local ou instance de médiation spécialisée, ces acteurs relais permettent de construire cette interface de circulation d'information entre les développeurs, les autorités locales, les autorités de régulation et les autres acteurs impliqués, en particulier les ONGE et les associations locales. Dans ce cadre, l'unanimité et la collégialité des exécutifs communaux autour du REP apparaît comme une condition nécessaire, mais non suffisante, pour le succès du projet. Or celle-ci n'est possible que dans un cadre de partenariat et de confiance dans lequel les informations relatives au REP (notamment sur ces aspects spatiaux, environnementaux et économiques) sont mises à disposition des parties prenantes. Par exemple, une plus grande transparence sur les montages financiers réalisés et la répartition des charges et des dividendes serait de nature à construire une plus grande confiance entre les acteurs impliqués.

Recommandations. Les résultats du projet Icare permettent de formuler les recommandations suivantes. Dans les choix des sites d'implantation des REP, une planification positive couvrant un large territoire est toujours préférable à des décisions au cas par cas. En particulier, la planification spatiale coordonnée devrait s'appuyer sur une reconnaissance de l'adéquation entre le REP et les usages existants et représentations héritées et projetées par les acteurs locaux sur leur territoire. Avec l'accroissement visé du nombre de REP, elle devrait également définir plus explicitement et préalablement les conditions de prise en charge, d'atténuation et de compensation des impacts négatifs des REP une fois le site sélectionné. Les plus-values économiques des projets, qui bénéficient souvent de soutiens publics, devraient être moins opaques et redistribuées (même pour une part minoritaire) de manière plus équitable avec les acteurs locaux, notamment pour compenser les moins-values environnementales. Par ailleurs, la mobilisation de foncier public pour l'implantation des REP et une exploitation du REP par une entreprise publique sont plus à-même de maximiser les gains publics collectifs de la transition énergétique, indépendamment de l'organisation d'un appel d'offres sur des concessions de production.

Enfin, d'un point de vue de la coordination cognitive, les exécutifs communaux sont des médiateurs essentiels pour ancrer les REP dans les usages existants du territoire et favoriser la diffusion des informations entre toutes les parties prenantes. Ils devraient être davantage soutenus par les acteurs fédéraux et cantonaux dans la construction de récits d'ancrage local du REP et dans la recherche d'un soutien des autorités communales pour les décisions relatives au projet.

Zusammenfassung

Eine Dekarbonisierung des Energiesystems ist nur möglich, wenn ausreichend viele lokale Projekte für erneuerbare Energie (EEP) vor 2050 umgesetzt werden. In den Zielen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien von 2023 strebt der Bund eine Stromproduktion aus erneuerbaren Energien an, exklusive Wasserkraft, die bis 2035 um das Fünffache gesteigert werden soll. Allerdings sehen sich EEP-Projekte oft mit Umsetzungsproblemen konfrontiert, die von verschiedenen unzureichend koordinierten sektoralen Politiken abhängen. Häufige Gerichtsverfahren zeigen, dass EEP-Projekte mit Fragen konfligieren, die durch Umweltschutz-, Landschafts-, Raumplanungs-, Wasserwirtschafts- oder Denkmalschutzrichtlinien geregelt sind. In diesem Kontext hat das Forschungsprojekt "Icare" die notwendigen Bedingungen für die Umsetzung von Anlagen zur erneuerbaren Energieproduktion identifiziert. Insbesondere hat sich das Projekt mit den Koordinationsfragen befassen, die dazu beitragen können, Gerichtsverfahren und bedeutende lokale politische Spannungen zu reduzieren, die die effektive Umsetzung von Projekten zu den erneuerbaren Energien begrenzen.

Methodisch stützt sich das vom Bundesamt für Energie finanzierte Forschungsprojekt Icare auf die vergleichende Studie von zwölf lokalen Projekten zur Produktion erneuerbarer Energie, die vier verschiedene Technologien nutzen: Photovoltaik, Geothermie, landwirtschaftliche Biomasse und Windenergie. Die untersuchten Projekte erstrecken sich über drei Länder: die Schweiz, Frankreich und Kanada. Sie befinden sich in Betrieb, sind in Entwicklung oder wurden aufgegeben und decken eine Vielzahl von Erfolgs- oder Misserfolgswerten ab. Jedes Projekt wird anhand von drei Koordinationsherausforderungen untersucht.

Die räumliche Koordination bezieht sich auf die Verhandlungen zwischen den Akteuren, um eine Einigung über den Standort der Produktionsanlagen zu erzielen und deren Umweltauswirkungen zu minimieren. Die wirtschaftliche Koordination bezeichnet die Praktiken der Verteilung von wirtschaftlichen Gewinnen und Verlusten im Zusammenhang mit einem EEP sowie die Bewertung der Gleichbehandlung aller betroffenen Akteure. Die kognitive Koordination betrifft die Modalitäten der Informationsweitergabe durch Behörden und Entwickler an andere Interessengruppen, den Aufbau einer sozialen Verankerung zwischen neuen Energieprojekten und den vorhandenen Nutzungen des Gebiets sowie Bemühungen um Vermittlung und Erklärung der verwendeten Technologien gegenüber lokalen Akteuren. Der Vergleich der zwölf untersuchten EEP-Projekte erfolgt unter Verwendung der Methode *Qualitative Comparative Analysis* (QCA). Durch diese Analysen kann dieses Forschungsprojekt Koordinationslücken zwischen den Akteuren, Umsetzungsmodalitäten gesetzlicher Bestimmungen und Erfolgsfaktoren für die Umsetzung von EEPs identifizieren. Die erzielten Ergebnisse ermöglichen die Formulierung einer Reihe von Empfehlungen für Entscheidungsträger.

Koordinationslücken. Der Vergleich der zwölf Fälle zeigt, dass die Kombination einer guten räumlichen Koordination und einer guten kognitiven Koordination eine notwendige Bedingung für den Erfolg eines EEP ist. Genauer gesagt zeigt die vergleichende Analyse, dass eine gute räumliche Koordination zu einem geringeren Konfliktniveau führt. Allerdings ist die gleichzeitige Erreichung einer guten räumlichen und kognitiven Koordination letztlich in den zwölf untersuchten EEP-Fällen recht selten. Insbesondere ist die Auswahl der Standorte ein in der Regel wenig transparenter Prozess. Darüber hinaus nehmen die fehlende Planungsvorgaben oft viel Zeit in Anspruch. Das tatsächliche Projekttempo steht im Widerspruch zu neuen gesetzlichen Bestimmungen, die die Umsetzung von EEP-Projekten in ungewöhnlich kurzen Zeiträumen (3 Jahre) verlangen und diejenigen Projekte fördern, die sich über grössere Flächen erstrecken. Es ist auch zu beachten, dass gesetzliche Entwicklungen der letzten Monate zu einer rechtlichen Neugewichtung bei der Abwägung von Interessen führen. Die nationale Gesetzgebung legt zu wenig Wert auf die räumliche Koordination auf lokaler Ebene, insbesondere auf das Konfliktpotenzial von EEPs. Aus wirtschaftlicher Sicht ist die Umverteilung der Gewinne von EEPs, die oft durch öffentliche Mittel finanziert sind, wenig entwickelt. Die lokalen Vorteile dieser Energieprojekte sind begrenzt, obwohl die genutzten natürlichen Ressourcen fest im lokalen Kontext verankert sind. Dies führt zu einer Asymmetrie zwischen den wirtschaftlichen Gewinnen, die durch EEPs generiert werden, und den Verlusten, die durch die Umwelt- und Situationsauswirkungen von EEPs für

die Anwohner und Nutzer des betroffenen Standorts entstehen. Abschliessend ist festzuhalten, dass es an Koordination mangelt zwischen den wirtschaftlichen Subventions- und Garantievorkehrungen für die Umsetzung von EEP-Projekten, die hauptsächlich von Bundesakteuren getragen werden, und den umwelt- und raumplanungsbezogenen Genehmigungsmechanismen, die hauptsächlich auf Kantonsebene und kommunaler Ebene liegen. Diese fehlende Koordination führt zu Entwicklungsprozessen von EEPs, die die lokalen Herausforderungen solcher Projekte zu wenig einbeziehen.

Erfolgsfaktoren. Die vergleichende Analyse zeigt eine dominante Rolle der räumlichen Koordinationsmaßnahmen für den Erfolg der Projekte. EEPs, die ohne den Einsatz von gerichtlichen Schiedsverfahren erfolgreich umgesetzt werden, erfordern eine vertiefte räumliche Koordination zwischen den territorialen Akteuren und den Entwicklern. In erfolgreichen Projekten werden die verschiedenen sektoralen öffentlichen Unterstützungen für EEP-Projekte mit dem Mechanismus zur Auswahl der am besten geeigneten Standorte koordiniert. Hierbei werden verschiedene Auswahlprozesse beobachtet. Beispielsweise wird die Standortsuche von einem vermittelnden Akteur durchgeführt, der jedoch nicht in der Lage ist, das Projekt selbst durchzuführen. Eine andere Lösung ist die Auswahl von Standorten durch kompetitive Ausschreibungen von Betriebskonzession. Diese Mechanismen ermöglichen es, von den Vorteilen der Angebote der Marktteilnehmer zu profitieren (was die Produktionsrenditen maximiert und die Betriebskosten minimiert), während gleichzeitig die durch Umwelt- und Raumordnungsbehörden auferlegten positiven Planungskriterien berücksichtigt werden. Solche Ansätze, die insbesondere in Frankreich entwickelt wurden, ermöglichen es, sich auf die technische und wirtschaftliche Expertise der Entwickler zu stützen und gleichzeitig die gesetzlichen Vorgaben, wie etwa die Kohärenz mit Umweltschutzmaßnahmen, und die Berücksichtigung der Erwartungen der betroffenen lokalen Akteure explizit einzubeziehen. Diese letzte Dimension könnte durch die Einführung eines konsultativen Abstimmungsverfahrens über das EEP mit der Bevölkerung verbunden sein. Öffentliche Unterstützungshilfen werden dann nur für Projekte gewährt, die sowohl den Kriterien der räumlichen Optimierung der Standortauswahl als auch der hohen Produktionsleistung bei minimalen Kosten entsprechen.

In erfolgreichen EEPs wird der Informationsaustausch zwischen den verschiedenen Akteursgruppen in der Regel mehr oder weniger formal von Vermittlungsakteuren sichergestellt. Lokale Amtsträger oder spezialisierte Vermittlungsstellen ermöglichen den Aufbau dieser Informationsaustauschnittstelle zwischen Entwicklern, lokalen Behörden, Regulierungsbehörden und anderen beteiligten Akteuren, insbesondere NGOs und lokalen Vereinigungen. In diesem Rahmen erscheinen Einigkeit und Kollegialität der Gemeindeverwaltungen als notwendige, aber nicht ausreichende Bedingung für den Projekterfolg. Diese Einigkeit ist jedoch nur in einem Partnerschafts- und Vertrauensrahmen möglich, in dem Informationen zum EEP (insbesondere zu seinen räumlichen, Umwelt- und wirtschaftlichen Aspekten) den Interessengruppen zur Verfügung gestellt werden. Eine größere Transparenz bei den durchgeführten Finanzierungen und die Aufteilung von Belastungen und Dividenden könnten beispielsweise dazu beitragen, das Vertrauen zwischen den involvierten Akteuren zu stärken.

Empfehlungen. Die Ergebnisse des Icare-Projekts ermöglichen die Formulierung der folgenden Empfehlungen. Bei der Auswahl von EEP-Standorten ist eine umfassende positive Planung, die ein großes Gebiet abdeckt, immer vorzuziehen gegenüber Einzelfallentscheidungen. Insbesondere sollte die koordinierte räumliche Planung auf der Anerkennung der Eignung des EEP im Hinblick auf bestehende Nutzungen und die Präferenzen von lokalen Akteuren beruhen. Mit der angestrebten Zunahme der Anzahl von EEPs sollte auch die Bedingungen für die Übernahme, Abschwächung und Kompensation der negativen Auswirkungen von EEPs nach der Standortauswahl klarer und vorab definiert werden. Die wirtschaftlichen Gewinne der Projekte, die oft öffentliche Unterstützung erhalten, sollten weniger undurchsichtig sein und gerechter auf lokale Akteure umverteilt werden, insbesondere zur Kompensation von Umweltverlusten, auch wenn dies nur anteilig geschieht. Darüber hinaus tragen die Installation von EEPs auf öffentlichem Grund und die Betreibung von EEPs durch öffentliche Unternehmen eher dazu bei, die kollektiven öffentlichen Gewinne der Energiewende zu maximieren unabhängig davon, ob eine kompetitive Ausschreibung von Betriebskonzessionen stattfindet. Schließlich sind aus kognitiver Koordinationssicht die Gemeindeexekutiven wesentliche Vermittler, um REP in bestehende Nutzungsmuster des Gebiets zu integrieren und die Informationsverbreitung

zwischen allen Beteiligten zu fördern. Sie sollten von Bundes- und Kantonsakteuren stärker unterstützt werden, um lokale Legitimität für EEPs aufzubauen und Unterstützung von kommunalen Behörden für projektbezogene Entscheidungen zu suchen.

Summary

The decarbonization of the energy system is only possible if a sufficient number of local renewable energy projects (REP) are implemented before 2050. In objectives of the Federal Act on a Secure Electricity Supply from Renewable Energy Sources approved in 2023, the Confederation aims for a fivefold increase in electricity production from renewable energies, excluding hydropower, by 2035. However, REP projects often face implementation challenges due to various poorly coordinated sectoral policies. Frequent legal actions indicate that REP projects conflict with issues regulated by environmental protection, landscape, land use planning, water management, or cultural heritage preservation policies.

In this context, the research project "Icare" has identified the necessary conditions for the realization of renewable energy production facilities. Specifically, the project has focused on coordination issues that could reduce legal proceedings and major local political tensions, which are key limiting factors for the effective implementation of new production facilities.

Methodologically, the Icare research project, funded by the Swiss Federal Office for Energy, is based on the comparative study of twelve local renewable energy production projects employing four different technologies: ground-mounted photovoltaics, deep geothermal energy, agricultural biomass, and wind power. The studied REP projects are distributed across three countries: Switzerland, France, and Canada. They are either operational, in the process of development, or abandoned, which allows us to cover a range of cases of success or failure. Each project is examined in relation to three coordination issues. Spatial coordination refers to the negotiations among stakeholders to reach an agreement on the location of production facilities and the minimization of their environmental impacts. Economic coordination characterizes the practices of distributing economic gains and losses associated with a REP and evaluating the fairness of treatment by the concerned parties. Cognitive coordination involves the sharing of information by authorities and developers with other stakeholders, the construction of social connections between new energy projects and pre-existing land uses, as well as efforts to mediate and explain the technologies used to local actors. The comparison of the twelve studied REP projects is conducted using a qualitative comparative analysis (QCA) method. These analyses have allowed to identify coordination gaps among stakeholders, the implementation modalities of legal provisions, and the success factors for project realization. The obtained results enable the formulation of a series of recommendations for decision-makers.

Coordination Gaps. The comparison of the twelve cases highlights that the combination of a high level of spatial coordination and a high level of cognitive coordination is a necessary condition for the success of a REP. Specifically, the comparative analysis shows that spatial coordination leads to a lower level of conflict. However, the simultaneous achievement of good spatial and cognitive coordination is rare in the twelve studied REP. In particular, the site selection process is generally opaque. Moreover, planning processes are important to achieve REPs but they take time. The real development duration of REPs contradicts recent legislative provisions that aim at creating REPs in short timeframes (3 years) and focus on projects with a significant territorial impact. It is also noteworthy that recent legislative developments imply a legal re-ranking in the weighing of interests. By making renewable energy production a matter of national importance, existing legislation overlooks the aforementioned spatial coordination factors at the local level, especially the potential conflict of REPs with existing land uses. From an economic perspective, the sharing of operating income, usually guaranteed by public funds, is limited. The local benefits of these energy projects are constrained, even though the exploited natural resource is deeply rooted in the local context. This results in an asymmetry between the economic gains generated by the REP and the losses generated by the environmental and situational impacts of the REP for the residents and users of the exploited site. Ultimately, there is a lack of coordination between,

on the one hand, economic subsidy and public guarantee mechanisms for REP realization driven mainly by federal actors, and, on the other hand, environmental and spatial authorization mechanisms primarily at the cantonal and municipal levels. This lack of coordination generates REP development processes that inadequately recognize the placement challenges of these infrastructures in the territory.

Conditions for Success. The comparative analysis reveals the predominant importance of spatial coordination arrangements in the success of projects. REPs that materialize without resorting to legal arbitrations require in-depth spatial coordination between territorial actors and developers. In these successful projects, various sector-specific public aids supporting REP projects are coordinated with the mechanism for selecting the most appropriate sites. We find different ways to reach this goal, for instance, the involvement of an intermediary actor who is not capable of developing the project themselves. Another solution is the selection of sites through competitive bidding for operating concessions. These types of mechanisms allow leveraging the advantages of offers made by market actors (thus maximizing production yields and minimizing operating costs) while integrating positive planning criteria imposed by environmental and territorial regulatory authorities. These approaches, developed notably in France, enable relying on the technical and economic expertise of developers while explicitly incorporating legal requirements such as coherence with environmental protection measures and consideration of the expectations of the concerned local actors. This latter dimension could be accompanied by the implementation of a consultative vote procedure on the REP with the local population. Public aids are then granted only for projects that simultaneously satisfy spatial optimization criteria for site selection and high production efficiency at the lowest cost.

In successful REP projects, the flow of information between different groups of actors is generally ensured more or less formally by intermediary actors. Local elected officials or specialized mediation bodies, these intermediary actors help build this information circulation interface between developers, local authorities, regulatory authorities, and other involved actors, particularly NGOs and local associations. In this context, unanimity and collegiality among municipal executives regarding the REP project appear as a necessary but not sufficient condition for success. This unanimity is only possible within a framework of partnership and trust in which information related to the REP (especially its spatial, environmental, and economic aspects) is made available to stakeholders. For example, greater transparency on financial structures and the distribution of costs and dividends would contribute to building greater trust among the involved actors.

Recommendations. The results of the Icare project allow the formulation of the following recommendations. In the selection of sites for the implementation of REP projects, a general planning covering a broad territory is always preferable to case-by-case decisions. In particular, coordinated spatial planning should be based on the recognition of the compatibility between the REP and existing uses and representations inherited and projected by local actors on their territory. With the targeted increase in the number of REP projects, there should also exist a more explicit definition of the conditions for addressing, mitigating, and compensating for the negative impacts of REP projects once the site is selected. The economic gains of projects, which often benefit from public support, should be less opaque and redistributed (even if only to a minor extent) more equitably with local actors, especially to compensate for environmental losses. Moreover, the mobilization of public land for the implementation of REP projects and the operation of the REP by a public entity are better suited to maximizing the collective public gains of the energy transition, notwithstanding the organization of a public bidding for operating concessions. Finally, from a cognitive coordination perspective, municipal executives are essential mediators to anchor REP projects in the existing uses of the territory and facilitate the flow of information among all stakeholders. They should be further supported by federal and cantonal actors in constructing local anchoring narratives for the REP and in seeking support from municipal authorities for project-related decisions.

Take-home messages

- Les plus-values économiques des projets, qui bénéficient souvent de soutiens publics, devraient être moins opaques et redistribuées (même pour une part minoritaire) de manière plus équitable avec les acteurs locaux, notamment pour compenser les moins-values environnementales.
- Les exécutifs communaux sont des médiateurs essentiels pour ancrer les REP dans les usages historiques du territoire et favoriser la diffusion des informations entre toutes les parties prenantes.
- Dans les choix des sites d'implantation des REP, une planification positive est préférable à des décisions au cas par cas.
- Les coordinations spatiales et cognitives sont deux conditions nécessaires, mais non suffisantes, pour le succès d'un projet.

Table des matières

Résumé.....	4
Zusammenfassung	6
Summary	8
Take-home messages.....	10
Table des matières.....	11
Table des illustrations	13
Liste des abréviations	15
1 Introduction	16
1.1 Contexte.....	16
1.2 Justification du projet.....	16
1.3 Objectifs du projet	17
2 Méthodologie de recherche	18
2.1 Choix des études de cas	19
2.2 Données collectées	20
2.3 Méthode de comparaison	20
3 Études de cas	21
3.1 Cas éoliens	21
3.1.1 Projet éolien neuchâtelois.....	21
3.1.2 Projet éolien du Jura français	27
3.2 Cas biomasse agricole	33
3.2.1 Projet de biomasse agricole fribourgeois	33
3.2.2 Projet de biomasse agricole vaudois	38
3.2.3 Projet de biomasse agricole du Centre-du-Québec	43
3.3 Cas géothermie	48
3.3.1 Projet de géothermie profonde du Nord de l'Alsace 1	48
3.3.2 Projet de géothermie profonde du Nord de l'Alsace 2.....	54
3.3.3 Projet de géothermie profonde vaudois	58
3.3.4 Projet de géothermie profonde jurassien	64
3.4 Cas photovoltaïque.....	70
3.4.1 Projet photovoltaïque valaisan.....	70
3.4.2 Projet photovoltaïque bernois	77
3.4.3 Projet photovoltaïque provençal	84
4 Résultats	90
4.1 Comparaison des cas par technologie.....	90
4.1.1 Éolien	90

4.1.2	Biomasse agricole	92
4.1.3	Géothermie profonde.....	94
4.1.4	Photovoltaïque	96
4.2	Comparaison des cas dans une approche inter-technologique.....	97
4.3	Configuration des facteurs de coordination.....	100
4.4	Policy brief : recommandation aux décideurs.....	107
5	Conclusions et résumé	113
6	Aperçu et mise en œuvre prochaine	115
7	Coopération nationale et internationale	115
8	Communication	115
9	Publications	115
10	Bibliographie	116

Table des illustrations

Figure 1 : Concurrences entre politiques publiques autour de différentes sources d'énergie	18
Figure 2 : Classement des projets d'énergie renouvelables étudiés par issue, pays, et vecteur	19
Figure 3 : Localisation du projet éolien neuchâtelois	23
Figure 4 : Trajectoire du projet éolien neuchâtelois	24
Figure 5 : Acteurs du projet éolien neuchâtelois	25
Figure 6: Dynamique de conflictualité du projet éolien neuchâtelois	26
Figure 7: Localisation du projet éolien français	29
Figure 8 : Trajectoire du projet éolien français	30
Figure 9 : Acteurs du projet éolien français	31
Figure 10 : Dynamique de conflictualité du projet éolien français	32
Figure 11 : Localisation du projet de biomasse agricole fribourgeois	35
Figure 12 : Trajectoire du projet de biomasse agricole fribourgeois	36
Figure 13 : Acteurs du projet de biomasse agricole fribourgeois	37
Figure 14 : Dynamique de conflictualité du projet de biomasse agricole fribourgeois	38
Figure 15 : Localisation du projet de biomasse agricole vaudois	40
Figure 16 : Localisation du projet de biomasse agricole vaudois	41
Figure 17 : Acteurs du projet de biomasse agricole vaudois	42
Figure 18 : Dynamique de conflictualité du projet de biomasse agricole vaudois	43
Figure 19 : Localisation du projet de biomasse agricole du Centre-du-Québec	45
Figure 20 : Trajectoire du projet de biomasse agricole du Centre-du-Québec	46
Figure 21 : Acteurs du projet de biomasse agricole du Centre-du-Québec	47
Figure 22 : Dynamique de conflictualité du projet de biomasse agricole du Centre-du-Québec	48
Figure 23 : Localisation des projets de géothermie alsacien cas 1 et cas 2	51
Figure 24 : Trajectoire du projet de géothermie alsacien cas 1	52
Figure 25 : Acteurs du projet de géothermie alsacien cas 1	53
Figure 26 : Dynamique de conflictualité du projet de géothermie alsacien cas 1	54
Figure 27 : Trajectoire du projet de géothermie alsacien cas 2	56
Figure 28 : Acteurs du projet de géothermie alsacien cas 2	57
Figure 29 : Dynamique de conflictualité du projet de géothermie alsacien cas 2	58

Figure 30 : Localisation du projet de géothermie vaudois	61
Figure 31 : Trajectoire du projet de géothermie vaudois	62
Figure 32 : Acteurs du projet de géothermie vaudois	63
Figure 33 : Dynamique de conflictualité du projet de géothermie vaudois	64
Figure 34 : Localisation du projet de géothermie jurassien	67
Figure 35 : Trajectoire du projet de géothermie jurassien	68
Figure 36 : Acteurs du projet de géothermie jurassien	69
Figure 37 : Dynamique de conflictualité du projet de géothermie jurassien	70
Figure 38 : Localisation du projet PV valaisan.....	72
Figure 39 : Trajectoire du projet PV valaisan	73
Figure 40 : Acteurs du projet PV valaisan	75
Figure 41 : Dynamique de conflictualité du projet PV valaisan	76
Figure 42 : Localisation du projet PV bernois.....	79
Figure 43 : Trajectoire du projet PV bernois.....	80
Figure 44 : Acteurs du projet PV bernois.....	82
Figure 45 : Dynamique de conflictualité du projet PV bernois	83
Figure 46 : Localisation du projet PV provençal	85
Figure 47 : Trajectoire du projet PV provençal	86
Figure 48 : Acteurs du projet PV provençal.....	88
Figure 49 : Dynamique de conflictualité du projet PV provençal.....	89
Figure 50 : Coordination des politiques et satisfaction à l'égard du projet au niveau de l'analyse individuelle.....	102
Figure 51 : Distribution des variables au niveau du projet.....	103
Figure 52 : Conditions nécessaires et succès du projet	104
Figure 53 : Conditions nécessaires et absence de conflit.....	105
Figure 54 : Conditions SUIN pour la satisfaction à l'égard du projet.....	106
Figure 55 : Priorisation des recommandations et responsabilité pour leur mise en oeuvre	112

Liste des abréviations

BFH	Berner Fachhochschule
CDAP	Cour de droit administrative et publique (tribunal administratif cantonal vaudois)
CHF	Francs suisses
CPTAQ	Commission de protection des terres agricoles du Québec
DLVA	Durance Luberon Verdon Agglomération
DREAL	Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (France)
ESTI	Autorité (suisse) de surveillance et de contrôle des installations électriques
GES	Gaz à effet de serre
GNR	Gaz naturel renouvelable
HAFL	Hochschule für Agrar-, Forst- und Lebensmittelwissenschaften
ICARE	Inter-policy coordination around renewable energies
ICPE	Installation classée pour la protection de l'environnement (procédure française)
LEne	Loi fédérale sur l'énergie (Suisse)
MGP	Medium geothermal power
MWh	Mégawatt-heure
MWc	Mégawatt-crête
OFEN	Office fédéral de l'énergie
ONGE	Organisation non-gouvernementale environnementale
PAC	Plan d'affectation cantonal
PC	Permis de construire
PV	Photovoltaïque
PDCn	Plan directeur cantonal
REP	Projets locaux d'énergie renouvelable
RPC	Rétribution à prix coûtant du courant injecté
RTE	Gestionnaire du Réseau de transport électrique français
SIG	Services industriels de Genève
SL-FP	Fondation suisse pour la protection et l'aménagement du paysage
TF	Tribunal fédéral
ZDE	Zone de développement de l'éolien terrestre (procédure d'affectation française)
ZHAW	Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften

1 Introduction

1.1 Contexte

Dans son appel à projets 2020, le programme « Énergie, économie, société » de l'Office fédéral de la recherche met en évidence un besoin de production de connaissances sur l'efficacité (de la combinaison) des politiques publiques de décarbonisation du système énergétique suisse, dans le but d'atteindre des émissions de GES nettes nulles d'ici 2050. Il propose également d'explorer des combinaisons exemplaires de politiques publiques, expérimentées en dehors de la Suisse et qui pourraient servir de modèles.

À la lumière de ces besoins de recherche, notre projet propose une approche novatrice : examiner les facteurs qui peuvent favoriser ou, au contraire, entraver les projets d'énergie renouvelable (REP) au niveau local, afin d'atteindre à temps les objectifs fédéraux de décarbonisation.

De nombreux REP sont confrontés à d'importants problèmes de mise en œuvre au niveau local, car les différentes politiques publiques ne sont pas toujours suffisamment coordonnées. Par exemple, la politique de protection des paysages entre en concurrence avec le développement de l'énergie éolienne. L'aménagement du territoire et la politique de développement territorial sont des obstacles à l'utilisation de la géothermie et de la biomasse agricole. Le photovoltaïque peut présenter des conflits avec la protection des sites patrimoniaux.

Notre projet de recherche se concentre sur ces types de REP locaux, tant en Suisse qu'à l'étranger. En comparant des cas de succès et d'échecs, l'objectif est de découvrir la combinaison de facteurs (i.e. la coordination de différentes politiques sectorielles) menant au succès des projets, ou au contraire conduisant à leur échec. Notre ambition est d'identifier les conditions nécessaires et suffisantes pour que la coordination des politiques publiques en concurrence soutienne la réalisation de REP locaux. De cette manière, notre projet de recherche contribue à soutenir une fourniture d'énergie sûre, durable et économique, et vise à fournir des recommandations sur les bonnes pratiques qui aideront à la prise de décision.

1.2 Justification du projet

L'idée principale du projet intitulé ICARE (pour "Interpolicy Coordination Around Renewable Energies") est que la décarbonisation requise ne peut être possible que si suffisamment de REP décentralisés sont réalisés avant 2050 et sont suffisants pour remplacer l'énergie carbonée actuellement consommée dans le pays. L'émergence de tels projets a déjà commencé, sous l'impulsion de l'incitation fédérale lancée en 2008, la RPC (i.e. rétribution au prix coûtant), qui a ensuite été réformée en 2018. Cependant, la matérialisation de ces projets, c'est-à-dire leur construction effective, reste un défi. Un frein particulier aux REP, comme le montrent les recours judiciaires, est leur capacité à intégrer les exigences concurrentes de diverses politiques publiques. En analysant les obstacles et les leviers aux projets d'énergie renouvelable, le projet ICARE interroge l'efficacité de la combinaison de différentes politiques au stade de leur mise en œuvre.

Le recours (croissant) aux tribunaux démontre des problèmes de cohérence entre des politiques qui n'ont pas été initialement coordonnées, notamment aux niveaux fédéral et cantonal (Kodjovi et Bombenger 2019a, b). La longueur des procédures judiciaires et les incertitudes quant aux jugements des tribunaux qui en découlent empêchent la réalisation de l'objectif quantitatif de zéro émission nette et de l'objectif temporel, c'est-à-dire dans un délai de 30 ans. L'une des principales conclusions du PNR Énergie était la nécessité de concevoir les futures politiques énergétiques de manière plus coordonnée avec les autres politiques encadrant les REP (Balthasar et Schalcher 2020). Cependant, une telle coordination inter-politique précoce peut représenter des coûts de transaction élevés dans un système fédéraliste, dans lequel les cantons et les communes ont une grande latitude dans la mise en œuvre des politiques publiques. Pour s'affranchir d'une coordination des politiques publiques en amont, très

difficile à réaliser, ou d'un arbitrage en aval, par des décisions de justice, notre projet de recherche cherche à comprendre comment la coordination inter-politique peut être accomplie au niveau d'un REP.

Les défis des politiques de décarbonisation efficaces vont au-delà de la création d'incitations suffisantes pour l'émergence de REP intégrant des objectifs de décarbonisation. Au fur et à mesure que ces REP émergent, des obstacles de nature non-financière s'opposent à la mise en œuvre concrète des REP, parmi lesquels les difficultés de coordination des différentes politiques publiques, qui peuvent imposer des réglementations concurrentes, voire contradictoires, aux producteurs d'énergie.

Le système suisse étant un système fédéraliste, une coordination plus poussée des politiques publiques à leurs débuts (au niveau de la législation fédérale) représente des coûts de transaction élevés et n'est donc pas forcément la solution la plus acceptable politiquement. Cependant, la réalisation d'une telle coordination par les tribunaux, lors des étapes finales des politiques publiques, n'est pas non plus une solution optimale.

Notre projet de recherche vise dès lors à étudier les questions de coordination entre les politiques énergétiques et les autres politiques en examinant comment elles se concrétisent au niveau des REP locaux. Il cherche à comprendre comment le "policy mix" (i.e. la combinaison des instruments de plusieurs politiques publiques) pourrait être rendu efficace à ce niveau et quelles sont les conditions nécessaires et suffisantes pour le succès des REP.

1.3 Objectifs du projet

Le projet de recherche ICARE vise à répondre aux questions suivantes :

- Pourquoi les REP qui visent une décarbonisation à court terme échouent à intégrer adéquatement les exigences d'autres politiques publiques ?
- Quelles configurations de coordination économique, spatiale et cognitive conduisent à une réalisation réussie des REP ?
- Comment cette coordination inter-politique peut-elle être mise en œuvre au niveau de la réalisation locale des REP ?

Les impacts attendus du projet ICARE sont ainsi les suivants :

- 1) Impact scientifique : contribuer de manière significative à la compréhension de la façon dont la coordination des politiques sectorielles affecte le succès des REP, et par conséquent, l'atteinte des objectifs en matière de climat et de transition énergétique ;
- 2) Impact sociétal : rendre visible les effets des interventions non coordonnées de multiples acteurs territoriaux, au niveau local, sur la mise en œuvre des politiques énergétiques, et donc la nécessité de processus d'inclusion ;
- 3) Impact énergétique : soutenir la Confédération et les cantons dans leur recherche d'outils permettant d'améliorer le "policy mix" et de garantir l'atteinte des objectifs de la Stratégie énergétique 2050 ;
- 4) Impact économique : fournir des éclairages aux développeurs de REP permettant d'améliorer la localisation de leurs projets de production d'électricité et de chaleur au niveau local, par l'identification, en amont, à la fois des obstacles et des bonnes pratiques.

In fine, nous aspirons à améliorer le succès (le démarrage opérationnel) des REP et à contribuer aux objectifs de décarbonisation.

Trois facteurs affectent potentiellement l'efficacité du "policy mix" au niveau d'un REP :

- les aides publiques (qui peuvent impliquer des subventions sur la matière première, l'équipement et la création de l'installation ; le soutien aux études d'impact technique et réglementaire ; ou la RPC basée sur la production de kWh),

- les caractéristiques territoriales (qui couvrent les usages économiques et sociaux préexistants du territoire),
- et les acteurs intermédiaires (tels que les "entrepreneurs politiques", les "courtiers politiques", ou les "acteurs relais").

Nous formulons les attentes suivantes liées à ces facteurs explicatifs du succès des REPs :

- Coordination économique* : plus les différentes aides publiques sectorielles soutenant les REP sont coordonnées, plus il est facile de réaliser un REP ;
- Coordination spatiale* : plus le projet est cohérent avec les usages économiques et sociaux préexistants du territoire et les intègre, plus il est facile de réaliser un REP ;
- Coordination cognitive* : plus les acteurs intermédiaires sont capables de soutenir les acteurs inexpérimentés qui adhèrent aux innovations énergétiques (dans leurs dimensions technologiques, économiques, sociales et institutionnelles, et leurs incertitudes), plus il est facile de réaliser un REP.

2 Méthodologie de recherche

Le projet ICARE teste ces attentes théoriques dans différentes études de cas et avec un sondage auprès des acteurs impliqués portant sur quatre vecteurs énergétiques : éolien, biomasse agricole, géothermie profonde et photovoltaïque. Un cas correspond à un REP qui est potentiellement bénéfique à la décarbonisation à court terme du système énergétique. Nous sélectionnons des REP qui rencontrent des difficultés similaires (en termes de problèmes de coordination inter-politique). Nous considérons en outre que chaque source d'énergie est confrontée à un type particulier de concurrence entre les politiques publiques, comme présenté dans le tableau suivant.

Figure 1 : Concurrences entre politiques publiques autour de différentes sources d'énergie

Vecteur énergétique	Principales politiques publiques en concurrence avec les politiques énergétique et de décarbonisation
Eolien	Aménagement du territoire; Environnement; Paysage
Biomasse agricole	Aménagement du territoire; Protection des eaux; Agriculture;
Géothermie profonde	Aménagement du territoire; Protection des eaux; Développement territorial; Exploitation des Sous-sols
Photovoltaïque	Aménagement du territoire; Sauvegarde du patrimoine; Paysage

Les cas sont sélectionnés en Suisse, en France et au Canada sur la base des propositions de l'équipe de recherche, en coordination avec le groupe de suivi du projet à l'OFEN. Nous choisissons ces deux autres pays pour leurs pratiques passées (c'est-à-dire le succès des REP) dans les cas sélectionnés. De plus, dans ces deux pays, les cadres réglementaires des REP ont été adaptés pour répondre aux défis de la coordination intersectorielle des politiques, ce qui constitue un retour d'expérience précieux pour la Suisse. Pour chaque vecteur énergétique, nous prenons au moins un cas de réussite (le REP est construit ou en phase de construction car les procédures d'autorisation ont été entièrement achevées et il a été validé par les plus hautes instances exécutives, législatives ou judiciaires), et un cas en difficulté (soit un échec avéré, soit un cas en attente d'autorisation définitive). Pour trois des quatre vecteurs, nous faisons le choix de rajouter un ou deux cas supplémentaires afin de mieux cerner la diversité des dynamiques des REP étudiés sur les critères concernés.

2.1 Choix des études de cas

Nous appliquons la méthode des études de cas comparatives qui implique une analyse approfondie de quelques cas jugés significatifs (Yin 2018). Les études de cas permettent d'étudier l'impact d'un concept théorique (c'est-à-dire les trois défis de la coordination inter-politique) de manière détaillée et complète. Nous proposons une sélection d'études de cas combinant une logique de cas les plus similaires et les plus différents. Tout d'abord, nous choisissons un certain nombre de vecteurs d'énergie renouvelable très différents – l'énergie éolienne, la biomasse agricole, la géothermie et le photovoltaïque – qui ont tous déjà été mis en œuvre avec succès dans la pratique. Pour chaque vecteur énergétique, nous sélectionnons un projet en Suisse, qui a échoué ou qui a de sérieuses difficultés de réussir, et un projet à l'étranger qui a été mis en place avec succès.

Il convient de préciser que dans l'approche choisie :

- un *succès* est un REP qui ne fait l'objet d'aucun recours judiciaire ou d'une opposition sociale ou politique marquée (par exemple un référendum ou une votation liée).
- un *échec* est un REP qui fait l'objet d'un ou plusieurs recours judiciaires dans sa phase d'autorisation ou d'une opposition sociale ou politique marquée (par exemple un référendum ou une votation liée).

La notion de succès ou d'échec ne porte donc pas sur la réalisation finale, ou non, du REP, mais sur son processus de développement et sa capacité à être réalisé dans une temporalité restreinte (moins de dix ans), en accord avec les objectifs de décarbonation de la production énergétique d'ici 2030. Ainsi, un projet éolien qui finirait par être réalisé après plus de vingt années de procédures devant les tribunaux est considéré comme un échec.

Ensuite, nous sélectionnons les cas de comparaison parmi les systèmes les plus similaires, notamment le Canada (Québec) et la France (Alsace, Jura français et Provence). Ces deux pays représentent des contextes similaires à la Suisse, car ils sont liés aux traditions administratives et étatiques françaises et, de plus, les autorités régionales décentralisées disposent d'une certaine autonomie pour décider des projets locaux de politique énergétique (même si nous sommes conscients des différences d'autorité régionale entre ces pays). Ainsi, ils représentent des cas idéaux pour analyser comment nos facteurs explicatifs (i.e. la coordination économique, spatiale et cognitive) mènent au succès ou à l'échec des REP.

Il importe de noter que les cas étudiés sont à des niveaux d'avancement très différenciés comme l'indique le tableau ci-contre.

Figure 2 : Classement des projets d'énergie renouvelables étudiés par issue, pays, et vecteur

	Cas de <i>succès</i>			Cas d' <i>échec</i>
	Canada	France	Suisse	
Eolien		Cas Jura français		Cas neuchâtelois
Photovoltaïque		Cas provençal	Cas bernois	Cas valaisan
Biomasse	Cas Centre-du-Québec		Cas fribourgeois	Cas vaudois
Géothermie		Cas alsacien 1		Cas jurassien
		Cas alsacien 2		Cas vaudois

Légende : État des projets

En cours	Achévé	Abandonné
----------	--------	-----------

2.2 Données collectées

Pour évaluer les liens postulés entre la coordination inter-politique et le succès des REPs, nous utilisons une analyse de "traçage des processus" (Beach et Pedersen 2019). Pour collecter et trianguler les données, nous menons des entretiens et réalisons une analyse de contenu des documents. Les informations obtenues permettent de garantir la validité de nos conclusions (Banning 2003). Plus précisément, nous analysons l'impact des facteurs explicatifs sur le succès des REP en termes de nécessité et de suffisance. Cela signifie que nous concevons nos entretiens et l'analyse des documents de manière à évaluer laquelle des (combinaisons de) coordinations économique, spatiale et cognitive doit nécessairement être présente (mais pourrait ne pas être suffisante) pour qu'un REP soit un succès. En outre, nous menons une analyse comparative qualitative (ACQ; voir point 2.3.) pour identifier, de manière plus formelle, les conditions nécessaires d'un REP réussi (Thomann et Maggetti 2017). Finalement, nous développons, sur la base des constats comparatifs et à l'attention des décideurs politiques des recommandations pratiques sur les conditions nécessaires et suffisantes pour le succès des REP.

La méthodologie développée pour chaque étude de cas est constituée comme suit :

- Une revue de presse des journaux régionaux ;
- Une analyse des documents institutionnels (demande de permis, outil de planification, etc.)
- Une analyse des modalités de mobilisation politique des acteurs (site internet, communiqué de presse, pétition, etc.) ;
- Des entretiens semi-directifs avec les principaux acteurs qui sont intervenus sur le cas (porteur du projet, énergéticien, acteurs politico-administratifs, opposants, etc.) ;
- Un questionnaire semi-ouvert qui demande aux principaux acteurs d'apprécier (quantitativement) le niveau de coordination économique, spatiale et cognitive atteint lors du processus de décision, ainsi que l'importance de ce degré de coordination pour la réussite ou l'échec du REP.

Chaque étude de cas est restituée sous la forme d'une synthèse sur quelques pages organisée de la manière suivante :

- Résumé succinct du projet : type de projet, caractéristiques techniques essentielles, avancement du projet, principales caractéristiques du lieu d'implantation ;
- Dynamique du projet : illustrée par une schématisation temporelle permettant de saisir les principales phases du projet ainsi que de caractériser les dynamiques de coordination spatiale, cognitive et économique pour chaque phase ;
- Relations entre les acteurs : dynamiques des relations entre acteurs sous forme schématique et commentée ;
- Estimation de la dynamique de conflictualité ;
- Points clés en termes de coordination spatiale, économique et cognitive.

2.3 Méthode de comparaison

Nous cherchons à comprendre si et comment les coordinations cognitive, économique et spatiale sont des conditions nécessaires à la réussite d'un projet, à l'absence de conflit durant le processus de décision ainsi qu'à la satisfaction des parties prenantes quant au résultat du projet. Pour ce faire, nous recourons à une "analyse comparative qualitative" (ACQ ci-après), basée sur l'algèbre de Boole. Nous utilisons les réponses à un questionnaire écrit qui a été rempli par 57 personnes que nous avons interrogées dans le cadre des différents REP analysés empiriquement.

3 Études de cas

Le projet de recherche initial prévoyait la réalisation de deux études de cas par secteurs énergétiques. Afin d'enrichir le corpus de données de données selon la méthode de la plus grande différenciation des cas, certains secteurs énergétiques ont fait l'objet de trois études de cas.

3.1 Cas éoliens

3.1.1 Projet éolien neuchâtelois

- Présentation succincte du projet

Ce projet éolien se situe dans la zone montagneuse du Canton de Neuchâtel. Il concerne trois communes : Val-de-Travers, La Côte-aux-Fées et Les Verrières. Cette région a un important passé industriel (machine à tricoter et secteur de l'horlogerie). La crise industrielle des années 1970 y a provoqué un fort recul démographique.

Le site d'implantation prévu pour le parc est un plateau constitué de prairies boisées. Son usage principal est une agriculture relativement intensive orientée vers l'élevage bovin. Le site est inscrit dans le Plan Directeur cantonal qui définit depuis 2013 les cinq sites d'implantation de parc éolien. Le choix des sites a fait l'objet d'un référendum sanctionné positivement par 65 % des suffrages exprimés dans le cadre de la votation sur le contre-projet à l'initiative cantonale pour la protection des crêtes.

Le projet éolien se compose de 19 éoliennes dont la hauteur totale sera d'environ 180 mètres (mât + rotor + pâles). La production annuelle est estimée à 100 GWh, soit 10% de la consommation électrique du canton. Ce projet, s'il est mis en service, serait le plus grand parc éolien de Suisse. Le coût prévisionnel d'investissement est estimé à 140 millions de CHF.

- Dynamique du projet

Le parc éolien est toujours en phase judiciaire à ce jour (septembre 2023). Nous proposons de l'analyser en quatre phases :

Phase 1 - Émergence du projet : à la suite de l'entrée en vigueur de la RPC en 2009, le site fait l'objet d'un intérêt marqué par des développeurs éoliens. Il est identifié dès 2011 comme site adéquate à l'exploitation de la ressource vent dans le Plan directeur cantonal. Un développeur irlandais, en partenariat avec les SIG prépare dès 2008 un projet de parc de 24 turbines. Il signe des conventions foncières avec des agriculteurs du plateau et discute avec la Commune des Verrières. Parallèlement, Greenwatt (filiale de Groupe E) développe également un projet de 12 turbines sur des parcelles adjacentes. Les discussions entre le développeur fribourgeois et les agriculteurs se formalisent principalement au cours de l'année 2009 par des ententes foncières. Cet électricien axe ses discussions avec les communes de Val-de-Travers et de la Côte-aux-Fées. Pour lutter contre la prospection éolienne sur leur territoire, l'association Assim (Association pour la sauvegarde des sites de la Montagne de Buttes qui s'opposait dès 2000 aux projets éoliens dans la région) se réorganise et devient l'association Les Travers du Vent avec pour objectif de lutter contre l'industrialisation éoliennes des crêtes du Jura. En 2010, l'entreprise irlandaise crée la société Verrivent SA qui deviendra la société d'exploitation du parc. Elle signe également une convention avec la Commune des Verrières. Celle-ci précise les obligations de soutien de la commune quant au déroulement des processus d'autorisation, les processus de communication vis-à-vis de la population et indique les indemnités que touchera la commune.

Phase 2 - Coordination des acteurs : les SIG rachètent au développeur irlandais le projet. Ils poursuivent le développement de leur projet d'une vingtaine de turbines dont 12 projetées sur la commune des Verrières. Le nouveau conseiller communal (exécutif) du Val-de-Travers en

charge des énergies, avec le soutien du Canton, impose aux SIG et à Groupe E de s'entendre autour d'un seul projet en contrepartie du soutien municipal. En juin 2013, le Conseil d'État demande officiellement cette coordination entre les deux développeurs. En 2013, elle sera officialisée avec l'entrée de Greenwatt dans le capital de la société Verrivent SA. Le nouveau Municipal et les deux développeurs associés mettent en place un comité de pilotage (COPIL) comprenant deux représentants des Conseils Communaux (Val-de-Travers, la Côte-aux-Fées et Les Verrières) En échange de cette sur-représentation des communes, ces dernières s'engagent à favoriser l'acceptation du projet par les populations locales. Cet engagement se traduit en 2014 par la signature de trois conventions entre les développeurs (regroupés sous la société Verrivent SA) et les autorités communales. Ils mettent également en place deux groupes de travail intitulés « Nature » et « Paysage ». Les ONGE invitées au groupe Nature (notamment le WWF, Pronatura, Birdlife et Nos Oiseaux) prennent part aux négociations. Celles invitées au groupe Paysage refusent (notamment Helvétia Nostran et la Fondation Suisse pour la protection et l'aménagement du Paysage (SF-FP)). Le groupe Nature négocie avec les développeurs le design d'un parc de 20 turbines au total et notamment les mesures compensatoires concernant l'impact sur l'avifaune et les chiroptères. De plus, l'une des turbines est abandonnée en raison de son impact jugé trop important par les ONGE sur la population du Grand-Duc. Les ONGE négocient également des mesures compensatoires portant sur les pratiques agricoles. La nécessité de créer un chemin d'accès au sein d'une zone de protection communale engendre une modification du Plan local d'Aménagement de la commune de Val-de-Travers. Cette modification a été soumise à référendum en septembre 2016 et la population l'a accepté à plus de 58 %. A l'échelle cantonale, l'association Procrêtes lance en 2014 une initiative populaire dénonçant l'industrialisation des crêtes jurassiennes. Cette initiative oppose le décret de protection des crêtes jurassiennes datant de 1966 au PDCn et à sa fiche E_24 identifiants 5 sites d'exploitation éolienne. Le fort soutien populaire exprimé dans les urnes pour le contre-projet du Conseil d'État à plus de 65% et le refus de l'initiative à plus de 60% donnent aux autorités cantonales, mais également communales, la légitimité pour soutenir les projets éoliens dont celui de la Montagne de Buttes.

Phase 3 - Instruction du dossier. Forts du soutien des ONGE et des autorités cantonales, les développeurs soumettent simultanément en juin 2016 à enquête publique un plan d'affectation cantonal, les permis de construire ainsi que la procédure ESTI. Suite à l'enquête publique, cinq oppositions sont formulées, notamment l'une portée par l'association Les Travers du Vents (1347 signatures pour leur opposition collective) auxquelles s'ajoutent l'opposition de SL-FP et d'Helvétia Nostra, deux autres formulées par des propriétaires fonciers riverains du parc et enfin une opposition formulée par une association locale de lutte contre le parc en France. Le Conseil d'État lève les oppositions et valide le PAC en mai 2019 et valide les permis de construire en décembre 2020.

Phase 4 : Judicialisation : les opposants font recours contre le PAC devant la Cour administrative cantonale en juin 2019 à l'encontre des permis de construire en janvier 2021. En janvier 2021, le tribunal cantonal déboute l'ensemble des opposants et valide le PAC. Ces derniers vont saisir le Tribunal fédéral concernant l'instrument de planification cantonal. Les développeurs ont fait le choix depuis la fin du printemps 2023 d'arrêter les échanges d'écritures pour cette instruction fédérale afin qu'une décision soit prise. Pour ces derniers, l'enjeu d'obtenir une décision juridique se situe également au niveau de la procédure des permis de construire. En effet, le tribunal cantonal a signifié aux parties prenantes qu'il attendait la décision du Tribunal fédéral avant de prendre position sur les recours contre les permis de construire.

Figure 3 : Localisation du projet éolien neuchâtelois

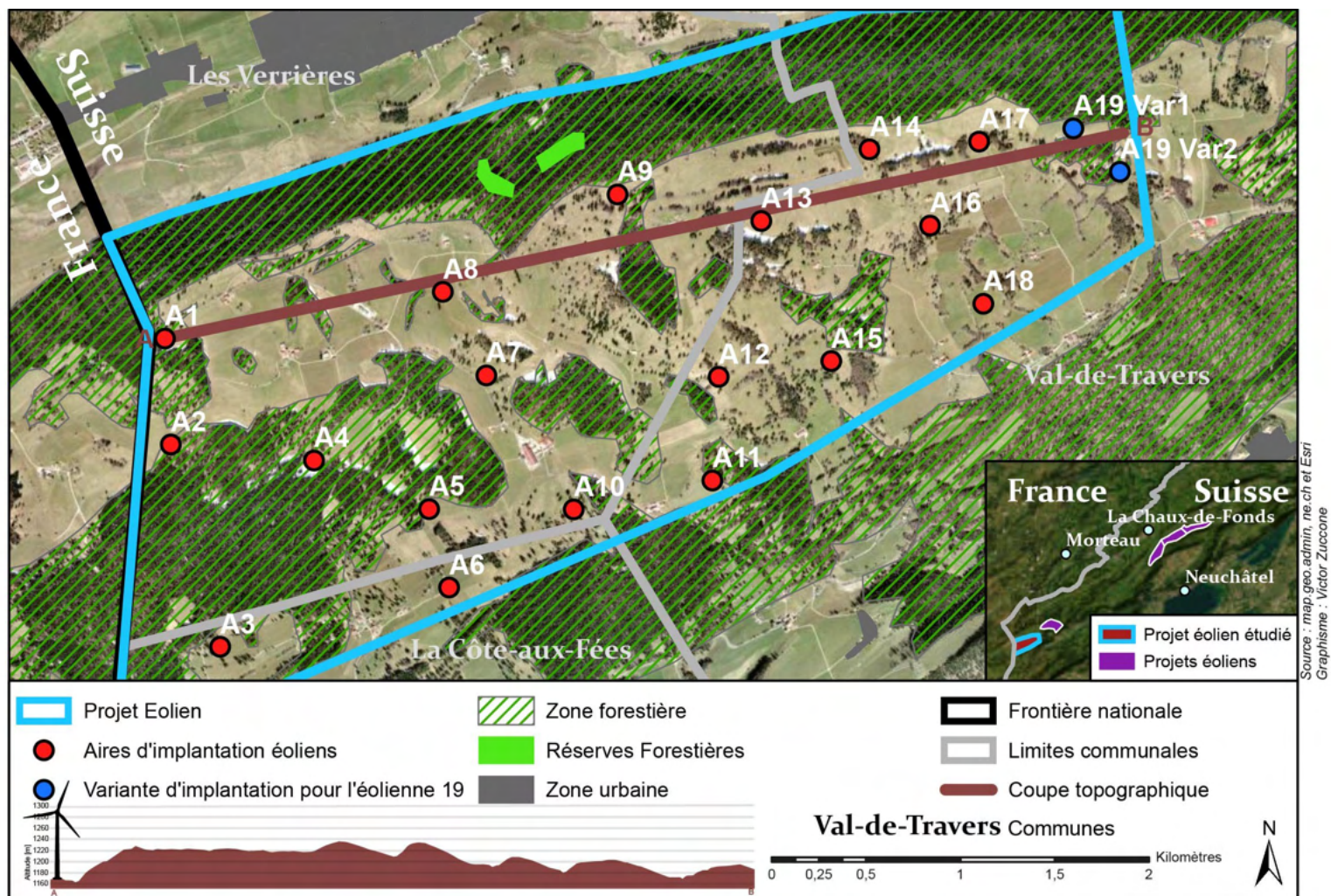
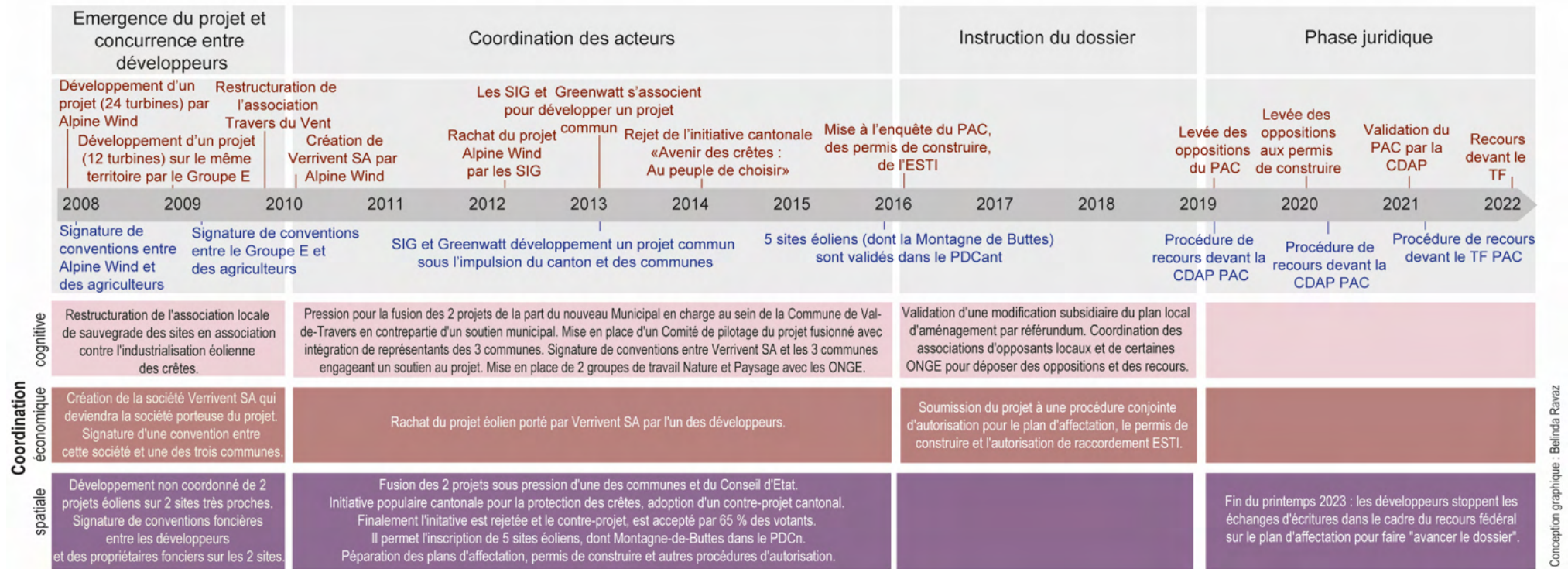


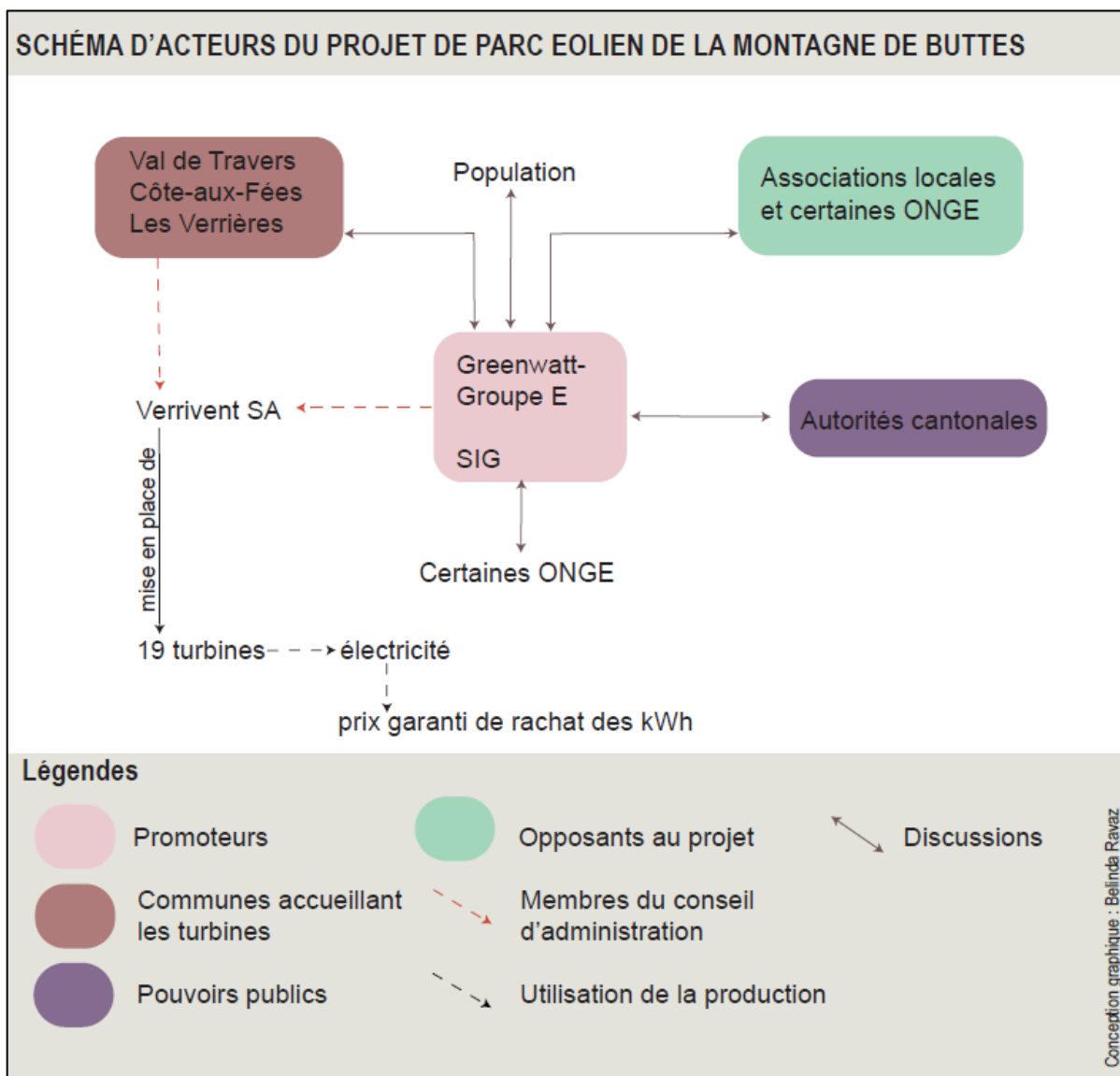
Figure 4 : Trajectoire du projet éolien neuchâtelois



Conception graphique : Belinda Ravaz

- Relations entre les acteurs

Figure 5 : Acteurs du projet éolien neuchâtelois



Les principaux acteurs du projet sont :

Greenwatt - Groupe E : l'un des développeurs du projet. Cet énergéticien est également l'électricien régional. Ce développeur possède 50% de la future société d'exploitation Verrivent SA.

Services Industriels de Genève - SIG : second développeur du projet. Il est actuellement co-actionnaire de la société Verrivent SA.

Canton de Neuchâtel : autorité de délivrance des autorisations d'affectation.

Commune de Val-de-Travers : autorité communale impliquée dans les procédures d'autorisation et interlocuteur politique principal du projet dans son territoire.

Les *ONGE environnementales* : Pronatura, WWF, Birdlife, Helvetia Nostra, SF-FP. Les trois premières ont établi une collaboration avec les développeurs dans le cadre du groupe « Nature ». Les deux dernières organisation ont fait opposition et recours contre le projet et ont refusé de participer au groupe « Paysage » proposé par le promoteur.

Travers du Vent : association locale de lutte contre le projet éolien.

- Évaluation de la dynamique de conflictualité

Le projet s'avère relativement conflictuel avec certains voisins du site, l'association locale de défense du site et certaines ONGE environnementale. Cette conflictualité s'exprime classiquement par une mobilisation sociale ascendante qui culmine au moment de l'enquête publique et qui se maintient pendant la phase juridique (toujours en cours).

Figure 6: Dynamique de conflictualité du projet éolien neuchâtelois

Phase du projet	Niveau de conflictualité
Émergence du projet et concurrence entre les développeur-rices	-
Phase de coordination entre les différents acteur-rices	++
Phase d'instruction du dossier	+++
Phase juridique	++

Conception graphique : Belinda Ravaz

- Points clés en termes de coordination

Coordination spatiale : le projet se caractérise notamment par la mise en œuvre d'une planification supralocale (cantonale) d'identification des sites des parcs éoliens. Celle-ci est également légitimée par la sanction démocratique à travers un vote populaire. Enfin, elle méconnaît les effets de proximité avec les parcs éoliens situés à quelques kilomètres dans d'autres planifications directrices cantonales avec lesquelles les coordinations sont faibles.

Coordination cognitive : le projet se caractérise notamment par des postures de médiation originales entre les mondes associatifs (ONGE environnementales), industriels (développeurs) et politiques (élus municipaux et administration cantonale). Ces relations s'appuient par ailleurs sur de multiples conventions engageant les communes vis-à-vis des promoteurs notamment dans le soutien politique au projet et les modalités de communication.

Coordination économique : le cas d'étude est particulièrement instructif notamment parce que l'intervention publique a limité la concurrence par deux fois : d'une part, la sélection du site dans la planification cantonale s'appuie sur le projet initial d'un promoteur et non d'une procédure publique de sélection de sites ; d'autre part, les autorités communales et cantonales ont poussé les deux promoteurs à fusionné leurs deux projets situés l'un à côté de l'autre. Notons également que si les communes sont membres du conseil d'administration de la société qui gère le projet, elles n'en sont pas actionnaires aujourd'hui. A priori et le cas échéant, une ouverture du capital aux communes à hauteur de 10 % est prévu au moment de la construction du parc.

Prospective : actuellement, les procédures de permis de construire et de plan d'affectation sont toujours pendantes devant le tribunal cantonal et le Tribunal fédéral. Le projet sera sans doute l'un de ceux qui bénéficiera des nouvelles dispositions de la loi fédérale sur l'énergie relative à l'accélération des projets éoliens. Il serait intéressant de voir comment l'expérience de ce projet influera le projet éolien de Mont-de-Boveresse qui concerne également la commune de Val-de-Travers.

3.1.2 Projet éolien du Jura français

- Présentation succincte du projet

Le projet est localisé dans la commune de Chamole située dans le département français du Jura. Celle-ci comptait 170 habitants en 2019. Le territoire communal de moins de 6 km² est agricole sur plus de 70 % de sa superficie. Cette activité est dédiée essentiellement à l'élevage bovin. Le territoire communal est principalement occupé par des zones agricoles (prairies) ainsi que des zones forestières (forêt communale). Le site du parc éolien est situé à environ 1,8 kilomètres de la zone bâtie à cheval sur la zone de prairie et la zone forestière. Il n'y a pas de zonage de protection environnementale contraignant à moins de trois kilomètres du site.

Le parc éolien se compose de 6 éoliennes d'une hauteur de 190 m (mât + rotor + pâles) pour une production annuelle comprise entre 33 et 35 GWh. Ce projet éolien a la particularité d'être constitué de deux sociétés d'exploitation : SEPE Sabine qui exploite 5 éoliennes et SEPE Sabine 2 qui exploite l'éolienne dite citoyenne. En effet, l'une des éoliennes a été financée par une campagne de financement participatif et est ainsi exploitée par un groupement de citoyens via différentes coopératives (SEM-EnR C, Jurascic et ErCisol). Cette implication financière des citoyens est principalement le fruit de la volonté de l'ancien maire de la commune. Les investisseurs de cette éolienne dite citoyenne via la société coopérative Jurascic habitent à plus de 60% dans les communes proches du parc dont une forte majorité sur la commune. Le coût total du projet est de 30 millions d'euros.

Le parc de 6 éoliennes est mis en service en décembre 2017.

- Dynamique du projet

Phase 1 - Émergence du projet : le projet débute en 2007 de la rencontre entre le développeur, Intervent SA, et les autorités communales. Dès le départ, le maire souhaite un partage des plus-values économiques du projet. La procédure débute par la planification d'une « Zone de développement de l'éolien terrestre » (ZDE) avec 9 éoliennes. Pendant cette phase, le développeur va réaliser les études préliminaires ainsi que lancer les études environnementales. Les discussions débutent avec le groupe Enercon pour la construction du parc.

Phase 2 – Formalisation du projet : alors que le développeur prend en charge l'élaboration de la demande d'approbation de la ZDE, le maire mobilise son réseau pour entreprendre une réflexion sur la forme que pourrait prendre l'implication des citoyens dans ce projet énergétique. En 2013, Intervent SA dépose une demande d'autorisation de défrichement pour le parc éolien. Cette demande concerne les turbines et leurs chemins d'accès. La Préfecture de la Région Franche-Comté délivre l'autorisation de défrichement en juillet 2013. Parallèlement à cette demande, le développeur poursuit les études d'impact environnemental. En février 2014, la Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) rend un avis positif concernant la demande d'autorisation d'exploitation du parc éolien de 9 aérogénérateurs. Le projet est redimensionné avec l'arrivée sur le marché d'aérogénérateurs plus puissants : c'est ainsi une demande de permis de construire pour un parc de 6 éoliennes qui est soumis à enquête publique en juillet 2015. En accord avec la commune, le développeur fait le choix de ne conserver que les turbines dont l'emplacement est localisé sur les emprises publiques propriétés de la commune. Aucune opposition n'est déposée. Parallèlement aux procédures d'autorisation, les autorités municipales et plus particulièrement le maire poursuivent la structuration de la participation citoyenne au projet. En novembre 2011, l'association « Vents du Grimont » est créée notamment par le maire. Cette association a pour objectif de réfléchir puis de formaliser la participation citoyenne au projet éolien projeté sur la commune.

Phase 3 – Projet citoyen. Après de nombreuses prises de contacts, le collectif fait le choix de se rapprocher de l'association nationale Énergie Partagée qui a obtenu en 2011, un « visa pour collecter l'investissement des citoyens dans les projets de production d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique » de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF). Le montage de

l'actionnariat citoyen est laborieux car il s'agit de mobiliser près de 5 millions d'euros. En 2016, deux sociétés d'exploitation du parc éolien sont créées. La SEPE Sabine est détenue par le développeur Intervent SA. Elle sera rachetée par le constructeur ENERCON en 2018. La seconde société d'exploitation, SEPE Sabine 2, a pour finalité le rachat et l'exploitation de l'éolienne citoyenne. L'objectif des membres fondateurs de l'association « Vents du Grimont », qui vont également être à la base de la création de Jurascic ou encore de la SEM EnR C, est d'organiser le financement citoyen correspondant au minimum à 20% du coût de l'éolienne afin de contracter des prêts bancaires.

Phases 4 et 5 – Travaux et exploitation : en décembre 2016, la phase de travaux du parc éolien commence. L'entreprise Enercon France est en charge la construction du parc de 6 éoliennes. A partir de 2018, la production de la totalité du parc éolien est injectée dans le réseau. En 2018, la SEPE Sabine 2 est rachetée par la SEM EnR C (45%), Jurascic (39%), ErCiSol (5%), Énergie Partagée (5%) et la Commune (6%). Si les collectivités publiques sont quelque peu frileuses quant au montant d'investissement, leur participation apparaît indispensable pour obtenir un prêt auprès des banques.

Figure 7: Localisation du projet éolien français

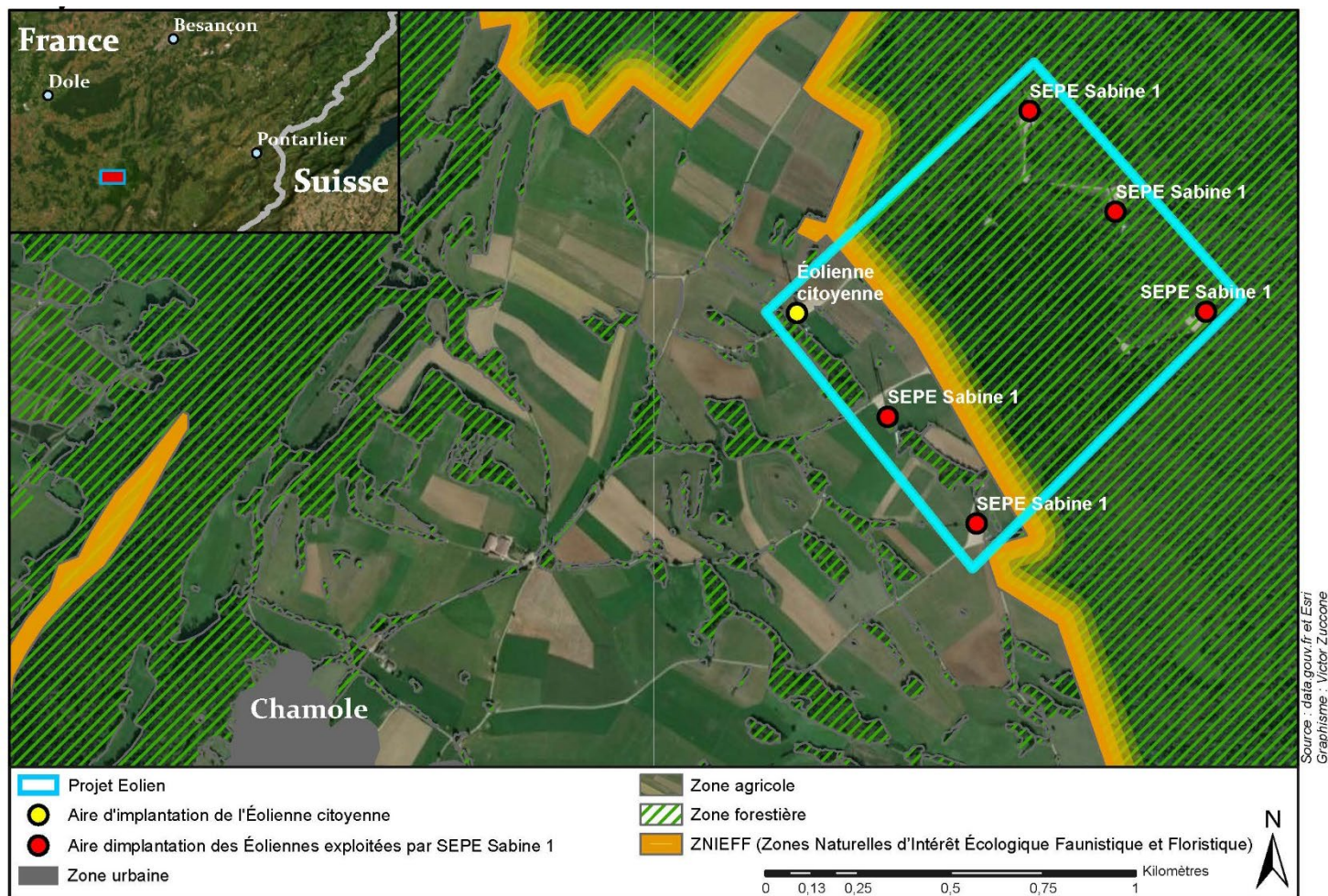
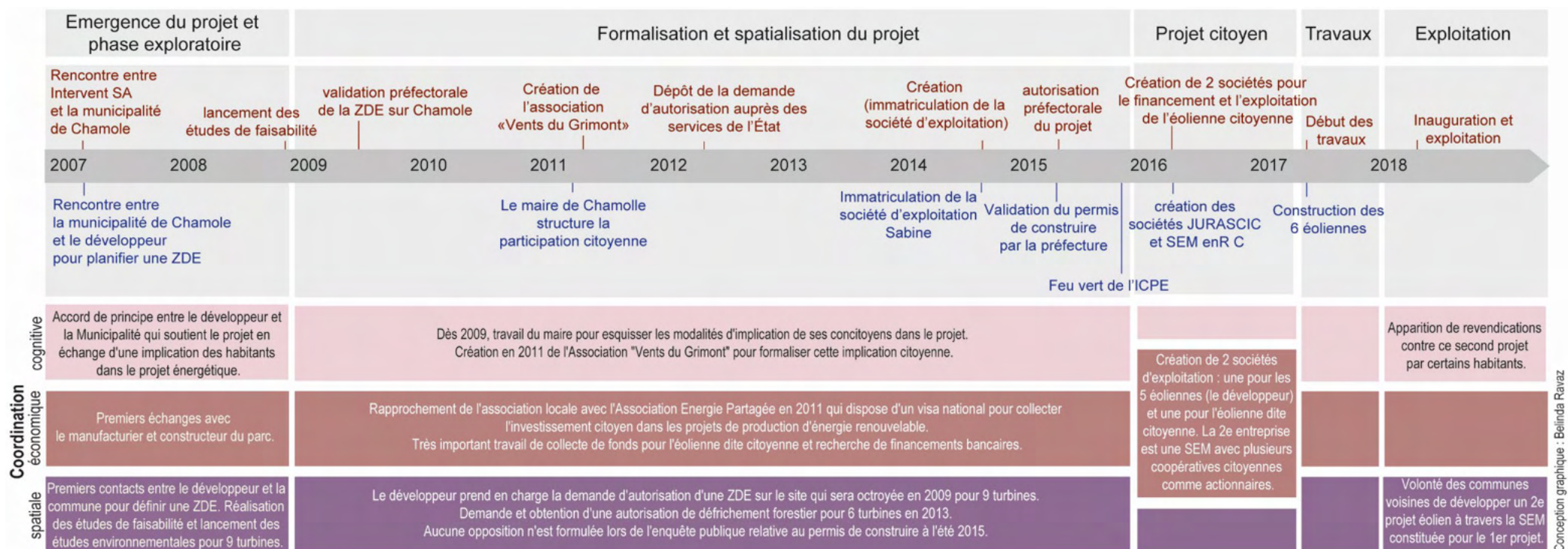


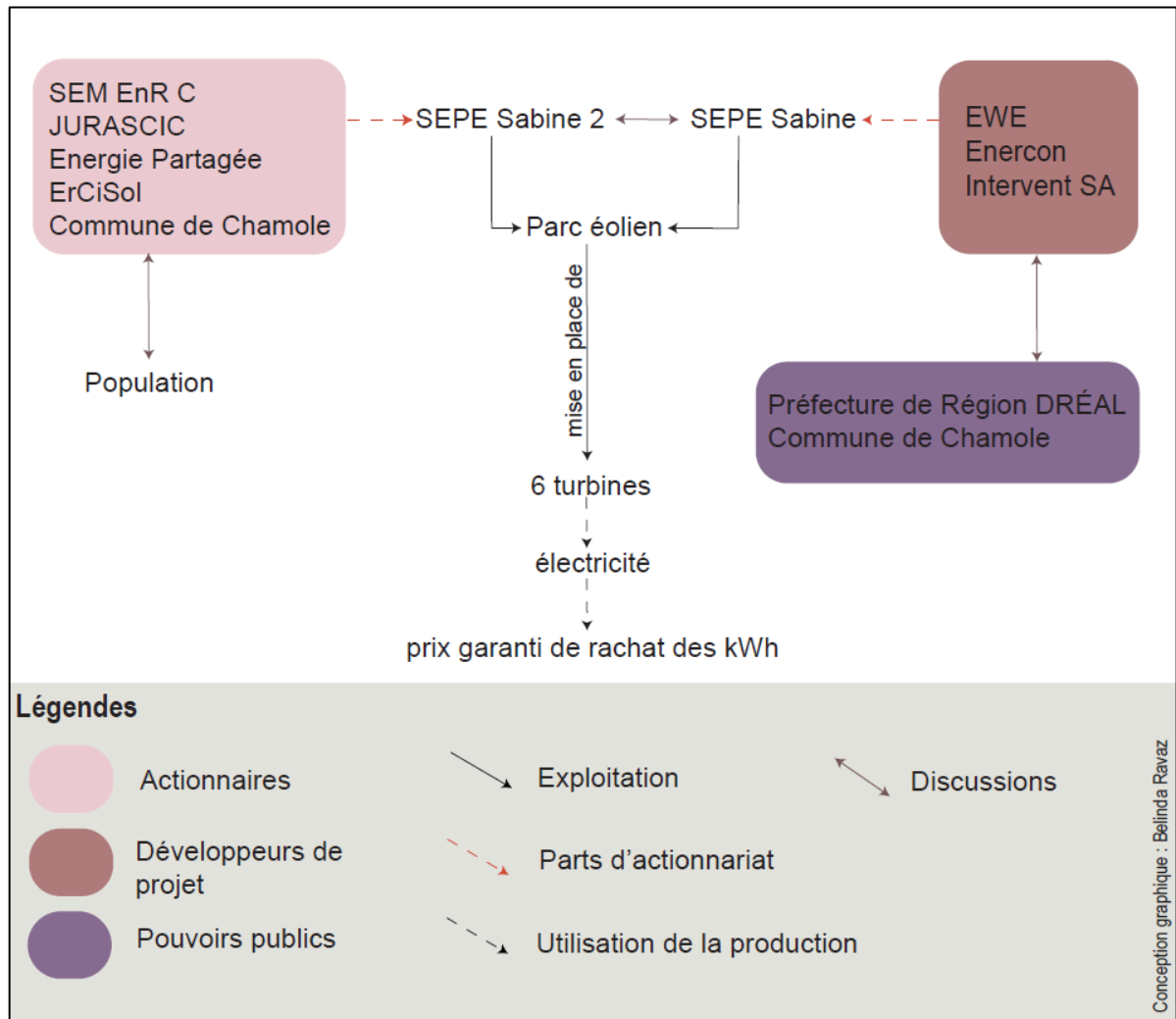
Figure 8 : Trajectoire du projet éolien français



Conception graphique : Belinda Ravaz

- Relations entre les acteurs

Figure 9 : Acteurs du projet éolien français



Les principaux acteurs du projet sont :

SEM Enr C : société en charge de l'exploitation de l'éolienne citoyenne via la société SEPE Sabine 2. Cette société d'économie mixte a été créée à la fin de l'année 2016. Elle compte 17 actionnaires pour un capital de 1'156'200 €. Cette société possède 45% de la société d'exploitation SEPE Sabine 2. Si elle s'est structurée autour du projet éolien, son objectif reste l'accompagnement des collectivités publiques dans les projets énergétiques renouvelables, éoliens et/ou photovoltaïques.

Jurascic : Société Coopérative d'Intérêt Collectif (SCIC) qui a été créée à l'occasion du projet éolien citoyen. Elle a pour objectif le financement de projet d'énergie renouvelable par les citoyens et les collectivités. Cet investissement offre ainsi aux actionnaires des dividendes issus de la vente de la production électrique des unités financées. Les citoyens peuvent faire le choix d'investir directement dans la coopérative via un investissement individuel (l'acquisition porte alors sur dix parts de coopératives, chaque part unitaire à une valeur de 100 euros) ou en participants à un club d'investissement (alors l'acquisition se porte sur une part de la

coopérative). Si ce financement est principalement ouvert aux citoyens, les collectivités publiques et les entreprises privées peuvent également acquérir des parts sociétales.

ErCiSol : société dont l'objectif est la production d'énergie renouvelable. Son fonctionnement (SAS) se base sur un financement participatif. ErCiSol est ainsi membre du groupement Énergie Partagée. L'investissement via l'achat de capital permet aux actionnaires de percevoir des dividendes. Néanmoins, comme beaucoup de structures similaires, le fond permet surtout le développement de leur activité et l'investissement dans de nouvelles centrales de production électrique. S'ils ont participé au financement de l'éolienne citoyenne, leurs activités sont principalement tournées vers le photovoltaïque ainsi que la petit hydraulique.

DRÉAL de Bourgogne Franche-Comté : service déconcentré de l'État ayant en charge la mise en œuvre des politiques publiques principalement environnementales. Dans le cadre des projets éoliens terrestres, c'est le service ayant en charge l'instruction des dossiers d'exploitation des activités classées sous le régime de l'ICPE (Installation Classée pour la Protection de l'Environnement), ce qui est le cas pour les parcs éoliens terrestres. La Préfecture de région s'appuie notamment sur l'avis de la DRÉAL et plus particulièrement la section en charge des ICPE pour délivrer ou non l'autorisation d'exploitation.

Intervent SA : développeur du parc éolien. Forte des expériences de son bureau allemand, la société accepte dès le lancement du projet (qui prend la forme de l'élaboration d'une ZDE), l'implication des citoyens dans le projet. Cette société cherche à renforcer son volet exploitation en demeurant actionnaire dans les sociétés d'exploitation des parcs éoliens qu'elle a développé.

Vents du Grimont : association créée notamment par le maire de la commune et sur laquelle ce dernier va s'appuyer pour élaborer le projet de l'éolienne citoyenne. Elle organise le financement participatif de la turbine mais est également le vecteur de communication auprès des différentes collectivités impliquées dans cette dernière. L'association va perdre de son dynamisme une fois la société SEPE Sabine 2 aux mains de ces actionnaires.

Commune : acteur phare du projet éolien citoyen à travers son maire.

- Évaluation de la dynamique de conflictualité

Le projet ne connaît pas de conflictualité. Aucune opposition n'a été déposée dans le cadre de l'enquête publique.

Figure 10 : Dynamique de conflictualité du projet éolien français

Phase du projet	Niveau de conflictualité
Émergence du projet	-
Phase de formalisation et spatialisation du projet	-
Phase de formalisation du projet citoyen	-
Phase de construction	-
Phase d'exploitation	-

Conception graphique : Belinda Panaz

- Points clés en termes de coordination

Coordination spatiale : le projet se caractérise par le fait qu'il dispose d'une localisation éloignée des zones résidentielles, dans un espace très peu dense et à l'écart des zones d'intérêt environnemental. L'activité éolienne ne crée ainsi pas de tensions avec les usages préexistants du site. En outre, la définition d'une ZDE validée au niveau régional intègre une certaine coordination supralocale dans les choix des sites par l'autorité de régulation publique qui délivre l'autorisation.

Coordination cognitive : le projet se caractérise par le très fort soutien politique local de la commune représentée par son maire. La figure de l'élu-entrepreneur apparaît très clairement dans son action. Le développeur se caractérise également par son expertise dans le développement de projets associant les habitants. Par la mise en place de structures de médiation basées notamment sur un partage somme toute très limité de la plus-value générée par le projet, le maire parvient néanmoins à faire adhérer ses concitoyens.

Coordination économique : le projet se caractérise par la mise en place d'une démarche coopérative de partage (limité à une éolienne sur six) du capital et des dividendes du projet. La mise en place de la capitalisation citoyenne est complexe et difficile, mais parvient à aboutir après six années. La commune est également actionnaire de l'éolienne citoyenne.

Prospective : le projet éolien est en activité. La SEM Enr C souhaite élaborer un nouveau projet avec un financement sans développeur dans une commune de l'intercommunalité. Elle rencontre cependant quelques résistances locales face à ce nouveau projet. Il serait intéressant d'étudier ce que les expériences des uns et des autres apportent dans les dynamiques de développement d'un autre projet éolien sur le même territoire.

3.2 Cas biomasse agricole

3.2.1 Projet de biomasse agricole fribourgeois

- Présentation succincte du projet

Le projet est situé dans la commune rurale de Grandvillard dans le Canton de Fribourg. Le projet débute en 2008. L'unité de biométhanisation agricole produit 2,4 GWh/an d'électricité. Elle a une emprise au sol de 9'415 m². La société d'exploitation de cette unité de production regroupe 24 agriculteurs de la région, une laiterie, un énergéticien (que nous nommerons le développeur) ainsi que la commune, pour un capital-actions de 1'440'000 CHF. Le coût d'investissement du projet est de 5,6 millions de CHF. La chaleur produite (1,9 GWh/an d'énergie thermique) est injectée dans une boucle de chaleur vers la porcherie et la place d'armes à proximité.

L'unité énergétique est localisée sur une parcelle appartenant à la commune (la parcelle a été vendue à la société d'exploitation de la centrale énergétique). L'affectation est « zone réservée ». Le projet est situé plus de 500 mètres des plus proches habitations (hors exploitation agricole).

La centrale est en exploitation depuis la fin du printemps 2016.

- Dynamique du projet

Le projet peut être analysé en trois phases principales.

Phase 1 - Émergence du projet : en 2008, la Laiterie installée sur la commune contacte le développeur déjà fortement implanté sur le territoire et sa région, pour étudier le potentiel de mise en place d'une activité de biomasse agricole sur la commune. L'objectif de la laiterie est la gestion de ses résidus de petit lait. Dès 2009, le développeur lance des études de faisabilité. L'unité de méthanisation est alors envisagée sur deux parcelles adjacentes, l'une appartenant à la commune et la seconde appartenant à un agriculteur-exploitant. Avant même la validation du choix du site sur le terrain communal, l'Assemblée communale accorde une participation de

80'000 CHF comme participation financière à la future société d'exploitation de la centrale. Le projet ne suscite pas de contestation locale. La seule difficulté rencontrée réside dans le risque de pollution d'une zone de protection de la nappe d'eau souterraine située à proximité du site sélectionné. Le développeur soumet une demande de modification de l'affectation du sol et un permis de construire.

Phase 2 - Phase de mise en conformité du projet selon les attentes du Service cantonal de l'Environnement : lors de la mise à l'enquête du projet à l'été 2012, une seule opposition est formulée et concerne le réseau souterrain permettant la collecte du fumier et lisier des exploitations voisines. En effet, le réseau passe dans une zone sensible de nappe phréatique et la société de captage et d'adduction d'eau potable du secteur y fait opposition. Néanmoins lors de la rencontre entre ces opposants et le développeur, un accord est trouvé et ce dernier s'engage à proposer un autre emplacement pour le convoyage du lisier, évitant ainsi un risque de pollution de la nappe souterraine. Pour autant, à l'automne 2012, le Service cantonal de l'Environnement rend un préavis défavorable, car cette modification des plans du réseau n'est pas formalisée lors de cette procédure. A l'été 2013, le projet de centrale est resoumis à enquête publique sans le réseau souterrain. Cette nouvelle demande est soutenue par le syndic de la commune qui est également membre du conseil d'administration de la société d'exploitation de l'eau potable. L'enquête publique ne recense alors aucune opposition. Le projet obtient la garantie de prix de rachat de l'électricité (RPC).

Phase 3 - Lancement technique du projet : en 2015, la société d'exploitation de la centrale est créée. Le développeur possède 57% des parts de l'entreprise. Initialement, il prévoyait d'en détenir 30%, mais il a augmenté sa participation car les agriculteurs ne pouvaient pas investir autant qu'envisager au départ. Les travaux sont lancés la même année et la phase de test de la centrale débute au printemps 2016. La mise en service définitive de la centrale démarre en juin de la même année et la centrale est inaugurée à l'automne 2017. Notons que le développeur a cédé ses parts à une autre entreprise du domaine énergétique en 2020, dans le cadre d'une session de portefeuille d'entreprises du secteur de la biomasse agricole.

Figure 11 : Localisation du projet de biomasse agricole fribourgeois

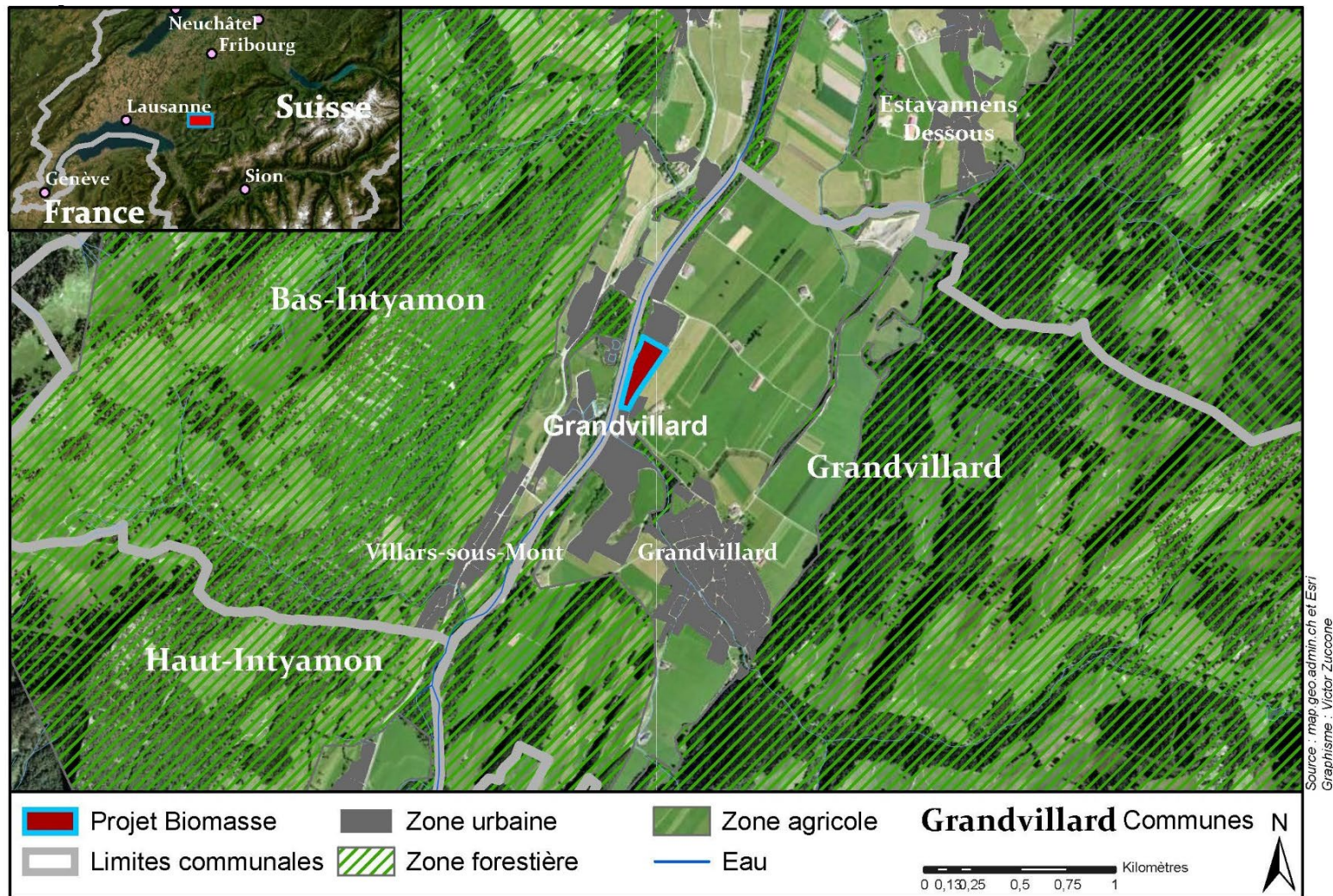


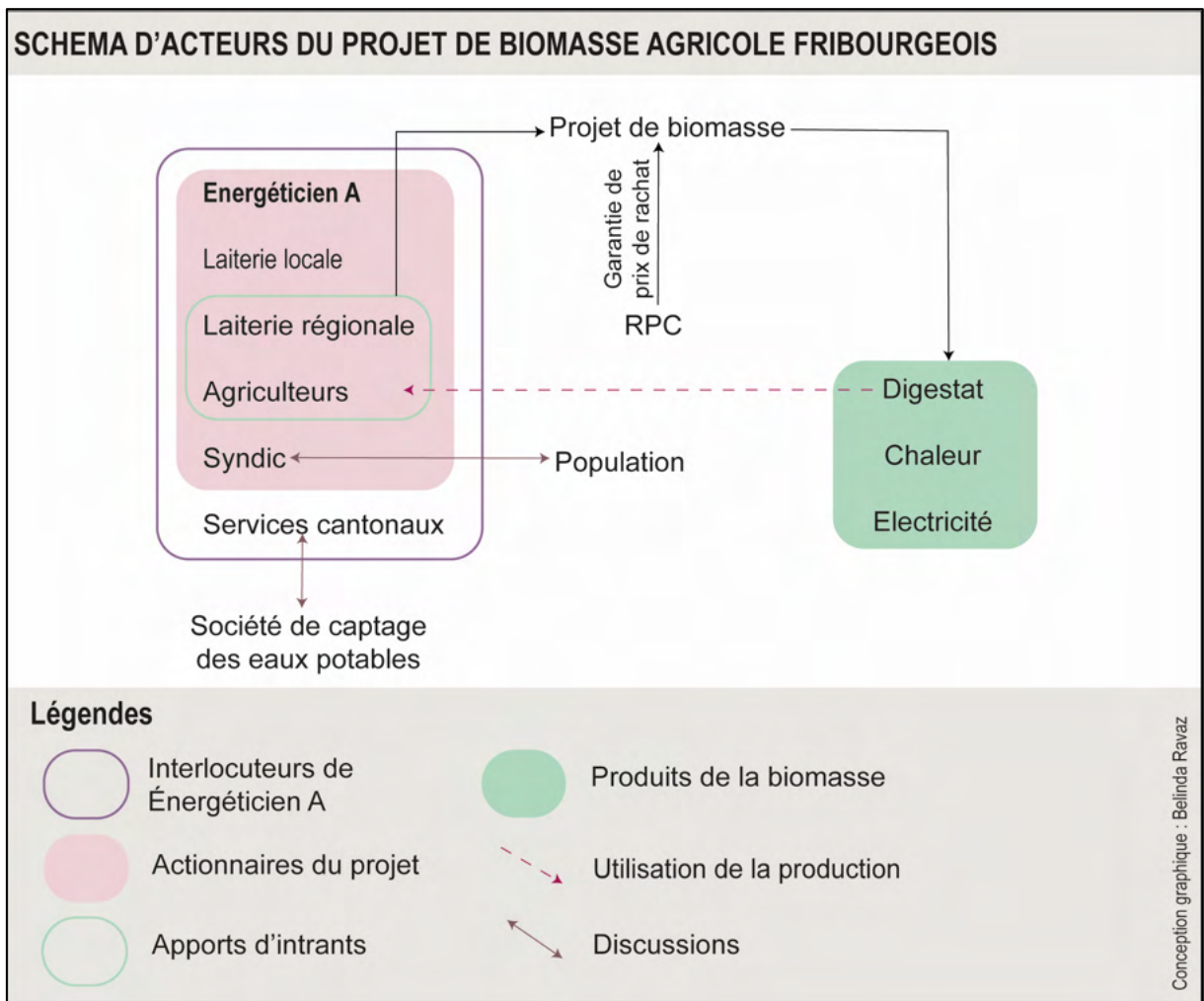
Figure 12 : Trajectoire du projet de biomasse agricole fribourgeois



Conception graphique : Belinda Ravaz

- Relations entre les acteurs

Figure 13 : Acteurs du projet de biomasse agricole fribourgeois



Les principaux acteurs du projet sont :

L'énergéticien : entreprise du secteur énergétique qui développe le projet. Il détient 57 % des parts de l'entreprise.

La Commune : le projet est soutenu par la Municipalité. En particulier le syndic facilite les relations entre acteurs, encourage le législatif communal à soutenir financièrement la société d'exploitation de la centrale et organise la vente du terrain communal pour accueillir la centrale de production.

Le service cantonal en charge de l'Environnement : instruit et délivre l'autorisation de conformité du projet au regard des dispositions de protection des eaux.

Les agriculteurs et la Laiterie : fournissent les intrants agricoles et agroalimentaires nécessaires au processus de méthanisation.

- Évaluation de la dynamique de conflictualité

Le projet rencontre une légère conflictualité au moment de la mise en conformité du projet avec les dispositions en matière de protection des eaux souterraines.

Figure 14 : Dynamique de conflictualité du projet de biomasse agricole fribourgeois

Phase du projet	Niveau de conflictualité
Émergence du projet	-
Mise en conformité du projet selon les attentes des services cantonaux	+
Lancement technique du projet	-

Conception graphique : Belinda Ravaz

- Points clés en termes de coordination

Coordination spatiale : le projet se caractérise par une procédure usuelle de planification et d'autorisation. Un point saillant de la coordination est la vente de la parcelle communale à la société d'exploitation de la centrale. Le site est idéalement situé à plus de 500 mètres de la zone résidentielle et à proximité de ces deux consommateurs de chaleur (une porcherie et une place d'armes).

Coordination cognitive : le projet bénéficie d'un réel soutien politique locale de la part de la Commune. En particulier, le syndic valorise la profession agricole et défend le projet lors de la phase de tension autour de la question de l'eau. Il n'y a pas d'opposition de riverains liée à la question des nuisances olfactives ou sonores.

Coordination économique : le projet bénéficie de la garantie de prix de rachat de l'électricité (RPC). En outre, la Commune a octroyé une subvention au projet. Il a trouvé un débouché pour la chaleur produite à proximité du lieu de production.

Prospective : un enjeu soulevé est celui de la rentabilité du projet lorsque la garantie de prix de rachat de l'électricité (RPC) arrivera à échéance et qu'il faudra réinvestir dans l'équipement de production.

3.2.2 Projet de biomasse agricole vaudois

- Présentation succincte du projet

Le projet est situé dans la commune fusionnée de Montilliez (VD) et plus précisément dans le village de Poliez-le-Grand. Situé à une vingtaine de kilomètres de Lausanne, la commune connaît une croissance résidentielle ces dernières années. Le projet final est situé à quelques dizaines de mètres des plus proches habitations, sur un siège d'exploitation agricole, en zone agricole.

Lancé en 2011, le projet a été abandonné par l'agriculteur qui le portait à la fin de l'année 2020. Il visait une production électrique de 3,3 GWh/an par la valorisation de biomasse agricole. Les intrants envisagés étaient composés de 24 200 tonnes annuels d'intrants agricoles et 5 400 tonnes annuels d'intrants non agricole (déchets de céréales, déchets verts, déchets maraichers et perméat de lait). La chaleur produite aurait dû servir au séchage des pommes de terre.

Le coût total du projet est estimé à 7,2 millions de CHF. La structure économique d'exploitation de cette centrale énergétique est envisagée sous forme d'une société anonyme dont le capital social est estimé à 1'160'000 CHF. Le capital d'action est réparti à 52% entre les agriculteurs partenaires, 43 % par l'énergéticien et enfin 5 % des parts restantes dont les actionnaires n'étaient pas encore identifiés.

- Dynamique du projet

Phase 1 - Émergence du projet : le projet est imaginé en 2011 par un exploitant-céréalier également gérant d'une compostière dans la région du Gros-de-Vaud. Son premier projet est ainsi structuré comme un complément à l'activité de sa compostière et projeté sur le terrain de cette dernière. Lors de cette phase d'élaboration du projet, l'agriculteur commence à organiser les partenariats nécessaires à la mise en place d'une unité de méthanisation et pose les prémices de la société d'exploitation de l'unité énergétique.

Phase 2 - Structuration du projet : suite à la soumission du projet au Service cantonal d'aménagement territoire, le projet est refusé une première fois car l'exploitation énergétique de la biomasse agricole doit être subordonnée à une activité agricole pour être autorisée en zone agricole. L'agriculteur relocalise le projet sur une de ses parcelles en gardant les partenariats précédemment noués avec les autres agriculteurs et laiterie, fournisseurs d'intrants. Le projet est soumis à l'examen préalable des services cantonaux et le Service cantonal du territoire le refuse une nouvelle fois car la parcelle n'est pas attenante à l'exploitation agricole. Le Canton suggère une relocalisation de l'unité énergétique directement sur la parcelle accueillant le siège d'exploitation. L'agriculteur engage alors une redéfinition de son projet et établit un contrat avec une entreprise énergétique pour l'exploitation de la biomasse agricole et le raccordement au réseau électrique. Cette seconde phase est peu publicisée dans le village.

Phase 3 - Publicisation du projet et début de la conflictualité locale : les habitants prennent connaissance du projet avec sa mise à l'enquête publique en 2018. En effet, ni les porteurs du projet, ni l'énergéticien ne souhaitent organiser une soirée d'information avec la population. L'organisation d'une soirée d'information a bien été discutée, mais les services cantonaux ne souhaitaient pas y être associés. La mise à l'enquête publique du projet correspond ainsi à la phase de publicisation de ce projet et va marquer le lancement de la mobilisation des riverains à son encontre. Le principal grief contre le projet a trait à sa localisation.

Phase 4 - Cristallisation du conflit local : deux ans après l'enquête publique, les oppositions sont levées et le permis de construire est délivré, ce qui accélère la structuration de l'opposition locale. Une pétition est rapidement lancée contre le projet. Des opposants développent leur site web et organisent un porte-à-porte pour la récolte de signatures. Ils publient également un « Tous ménages » et affichent de grandes pancartes dans le village pour dénoncer le projet aux abords des habitations.

Phase 5 - Procédure juridique : parallèlement à la structuration de l'opposition locale, les riverains opposants au projet vont également organiser la réponse juridique aux différentes décisions publiques (levée des oppositions et délivrance du permis de construire). Les adversaires du projet profitent d'une visite sur le site de la Cour de droit public pour montrer la forte mobilisation locale à l'encontre du projet. A la suite des oppositions et de la mobilisation locale, l'agriculteur abandonne son projet et clôt de facto la procédure juridique avant que le tribunal ne rende sa décision. L'agriculteur a envisagé un nouveau projet au nord du village, en dehors de la zone d'habitation. La parcelle ne lui appartenant pas, il n'est plus le porteur de ce projet, mais l'un des actionnaires. Cependant, les agriculteurs ne souhaitent finalement pas aller de l'avant sur ce nouveau projet, pour éviter de faire face à de nouvelles oppositions locales.

Figure 15 : Localisation du projet de biomasse agricole vaudois

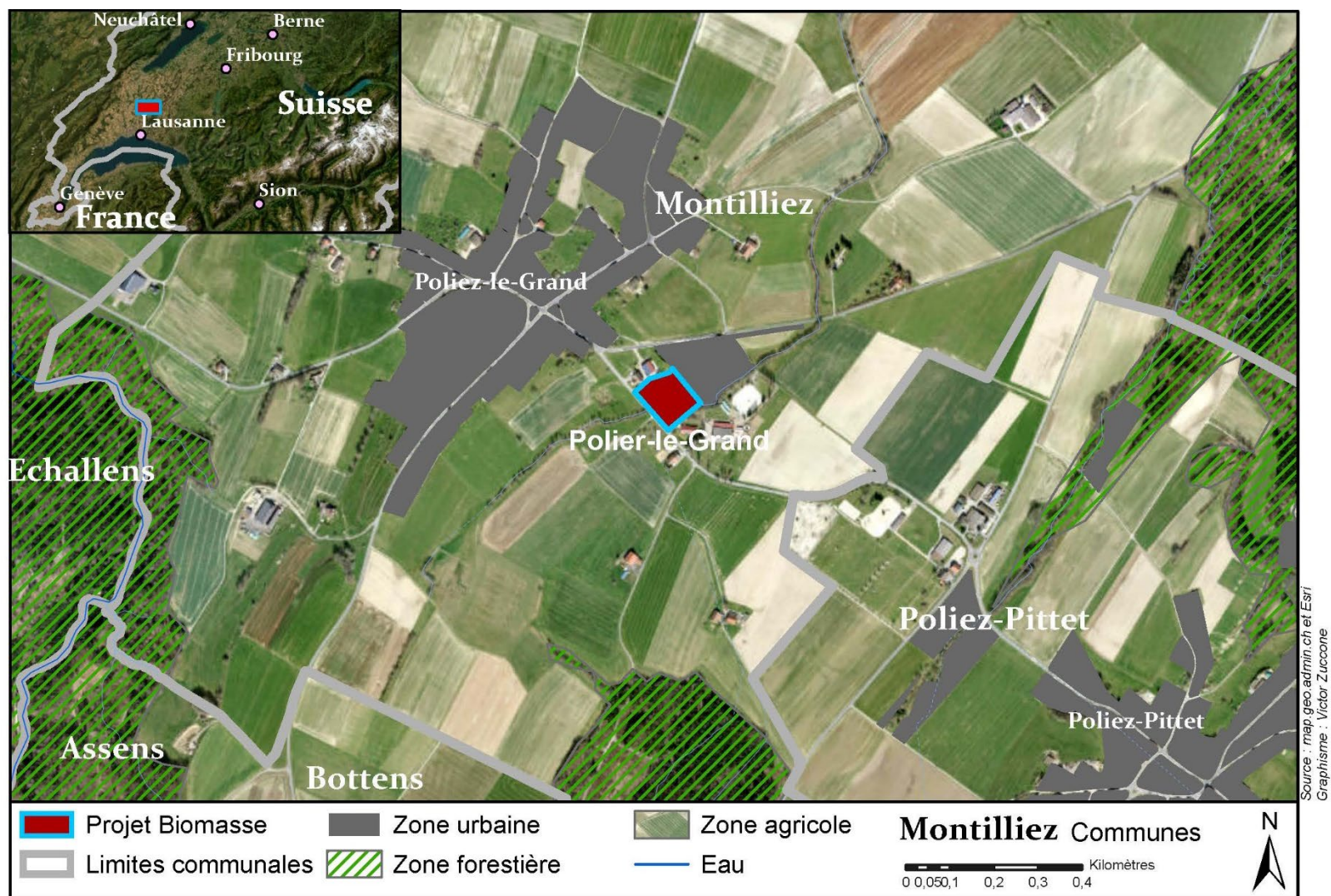
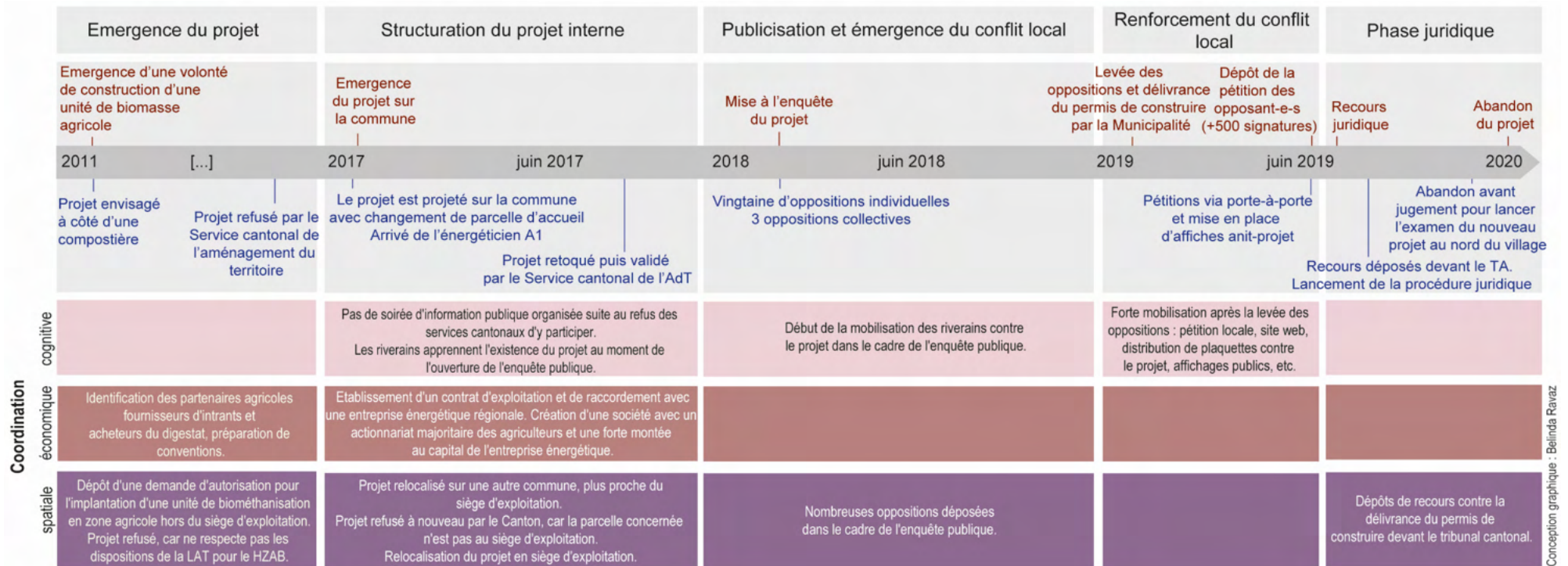


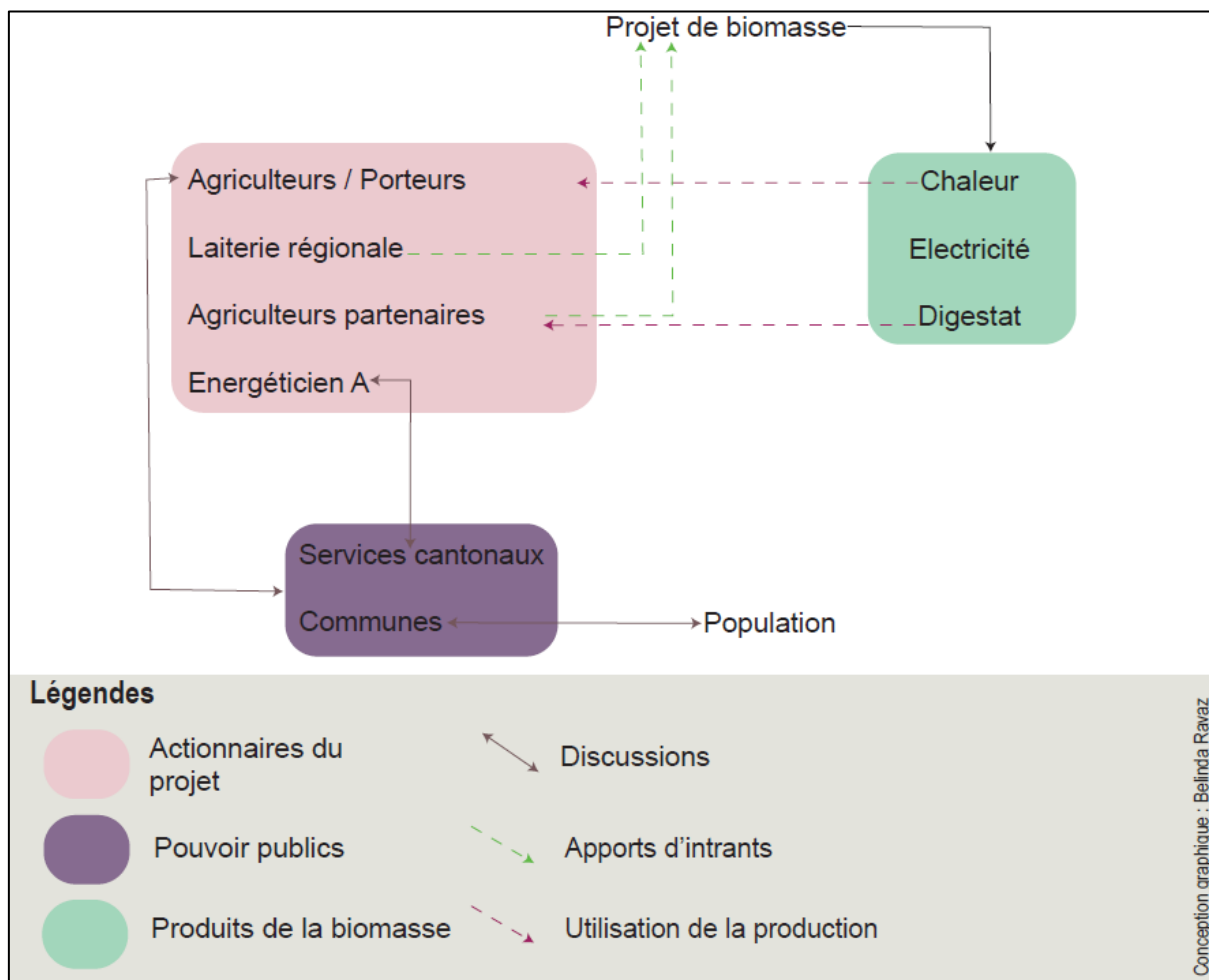
Figure 16 : Localisation du projet de biomasse agricole vaudois



Conception graphique : Belinda Ravaz

- Relations entre les acteurs

Figure 17 : Acteurs du projet de biomasse agricole vaudois



Les principaux acteurs du projet sont :

Agriculteur porteur du projet : également exploitant d'une compostière, il cherche à monter un projet de biogaz depuis une dizaine d'années.

Service cantonal du territoire : la division hors zone à bâtir de ce service a notamment en charge l'application des dispositions du droit fédéral de l'aménagement du territoire qui régit fortement le développement des installations de biogaz en zone agricole.

Comité d'opposition : habitants ayant structuré l'opposition locale à travers notamment une association locale de lutte contre le projet de biogaz.

Commune : elle ne soutient pas le projet dans le cadre de son action politique.

Énergéticien : en charge des études environnementales et d'aménagement relatives au projet. Il aurait dû commercialiser l'électricité produite. Il est peu impliqué sur le territoire régional, bien qu'il dispose d'une expérience probante dans le développement d'installations de biométhanisation agricole.

- Évaluation de la dynamique de conflictualité

Avant la phase 3 de *Publicisation du projet*, le projet ne connaît pas de conflictualité de nature politique. Sur le plan administratif, le projet est refusé deux fois par les services cantonaux en charge de l'aménagement du territoire pour des motifs de localisation non conforme aux dispositions de la zone agricole.

Dès le moment de l'enquête publique, le projet cristallise les tensions locales. Sa proximité avec la zone résidentielle génère une forte opposition. Le projet est accusé de générer des nuisances olfactives et sonores inacceptables. Il ne bénéficie pas d'un soutien politique communal. Au niveau cantonal, le préavis de projet avant enquête publique est octroyé avec de nombreuses dérogations au titre des dispositions environnementales. Les tensions avec les riverains ne s'atténueront qu'avec l'abandon du projet.

Figure 18 : Dynamique de conflictualité du projet de biomasse agricole vaudois

Phase du projet	Niveau de conflictualité
Émergence du projet	-
Structuration du projet	-
Publicisation du projet et début de la conflictualité locale	++ à +++
Cristallisation du conflit local	++++
Procédure juridique	+++

Conception graphique : Belinda Ravaz

- Points clés en termes de coordination

Coordination spatiale : le projet est soumis à de fortes contraintes de localisation en zone agricole, du fait de l'application des dispositions de la loi sur l'aménagement du territoire. Une multitude de dispositions légales vont s'appliquer sur chacun des trois sites successivement proposés.

Coordination économique : le projet porte essentiellement sur la production électrique. En outre, aucune entreprise gazière n'a été en mesure de proposer un prix intéressant de rachat du biométhane produit et garanti sur le moyen terme.

Coordination cognitive : l'agriculteur apparaît relativement isolé tant vis-à-vis des autorités politiques communales que du développeur qui accompagne la seconde partie du projet. En particulier, les élus municipaux semblent réfractaires à l'installation de l'activité.

Prospective : le projet a été abandonné. Le dernier site alternatif proposé avec d'autres agriculteurs, sur l'emplacement d'une ancienne porcherie, n'était a priori pas non plus conforme du point de vue du droit de l'aménagement.

3.2.3 Projet de biomasse agricole du Centre-du-Québec

- Présentation succincte du projet

Le projet est situé dans la Municipalité de Warwick dans la Région administrative Centre-du-Québec. Il injecte du biométhane dans le réseau de la société gazière Energir, qui détient un quasi-monopole de la distribution de gaz naturel dans la province. La production annuelle estimée du projet est de 2,3 millions de m³ de biométhane. Ce biométhane est produit avec 50% d'intrants agricoles auxquels sont ajoutés des résidus de papeteries, des stations d'épuration des eaux usées (STEP) et des déchets de l'industrie agro-alimentaire.

Cette installation de biométhanisation agricole a été la première mise en service au Québec en 2021.

Ce projet a été initié par une Coopérative de solidarité (nommée Coop B1) ayant pour objectif la lutte contre le réchauffement climatique, notamment à travers le soutien et l'accompagnement de projets collaboratifs de production d'énergie renouvelable. L'organisation économique en charge de l'exploitation énergétique a également pris la forme d'une coopérative que nous nommerons Coop B2. Cette structure est constituée de 12 agriculteurs et d'une laiterie. Le coût total du projet est de 12 millions de dollars canadiens dont environ 10% a été apporté par les membres de la Coop B2.

L'unité énergétique est située sur une parcelle appartenant à l'un des membres de la coopérative qui la loue à cette entité. Elle se situe en zone agricole à environ cinq kilomètres du village.

- Dynamique du projet

Le projet est organisé en trois phases.

Phase 1 - Phase d'émergence du projet : le projet est le fruit de la réflexion de la coopérative fédérée Coop B1 qui cherche à s'impliquer dans la réduction des GES. À partir de 2014-2015, sa stratégie est d'accompagner la mise en chantier d'unités de biométhanisation agricole. Pour ce faire, la Coop B1 va démarcher différentes régions agricoles de la province pour informer les agriculteurs des opportunités économiques offertes par cette filière naissante. Elle va également rencontrer l'entreprise gazière qui détient le quasi-monopole de distribution du gaz naturel au Québec ainsi que les ministères en charge de l'énergie et de l'agriculture. En effet, l'État a adopté en mars 2019 un Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur. Selon ces dispositions légales, les distributeurs devront livrer annuellement, ce qui correspond à 1 % de gaz renouvelable dans leur volume de gaz naturel à compter de 2020, à 2 % à compter de 2023, 5 % à compter de 2025 et 10 % à l'horizon 2030, conformément au Plan pour une économie verte 2030 (PEV 2030) mis à jour en novembre 2020. Or, la province ne produit que 25 % de sa consommation de gaz naturel renouvelable dans cinq installations de valorisation des déchets urbains et importe l'essentiel de l'Ontario et des États-Unis.

En 2018, le projet débute son élaboration sur ce territoire rural sous l'impulsion de l'un des agriculteurs de la commune convaincu par l'intérêt économique de la démarche. La Coop B1 joue le rôle de support technique, en particulier au niveau du montage juridique et économique, ainsi que de facilitateur organisationnel par la mise en réseau des acteurs impliqués dans la réalisation de cette unité de biométhanisation. Notons que le projet bénéficie de subventions spécifiques et d'un prix de rachat du biométhane produit qui sont propres à ce projet pionnier dans la province. Le projet est présenté à la municipalité qui le soutient politiquement. Elle facilite également son approbation par la Commission de Protection du Territoire Agricole du Québec (CPTAQ) en modifiant son règlement de zonage municipal.

Phase 2 - Mise en conformité du projet selon les attentes de la CPTAQ : situé en zone agricole, le projet est soumis à la CPTAQ. Cette dernière valide la localisation du projet. Néanmoins, la commission demande aux porteurs du projet de prévoir une garantie financière pour remettre le site en exploitation agricole à l'issue de l'exploitation de l'unité énergétique. Le bail de la parcelle est prévu pour une durée de vingt ans avec une option de prolongation de dix ans supplémentaires.

Phase 3 - Construction de l'installation et mise en exploitation : les travaux de construction ont eu lieu à partir du printemps 2020 pour une mise en service à la fin du printemps 2021.

Figure 19 : Localisation du projet de biomasse agricole du Centre-du-Québec

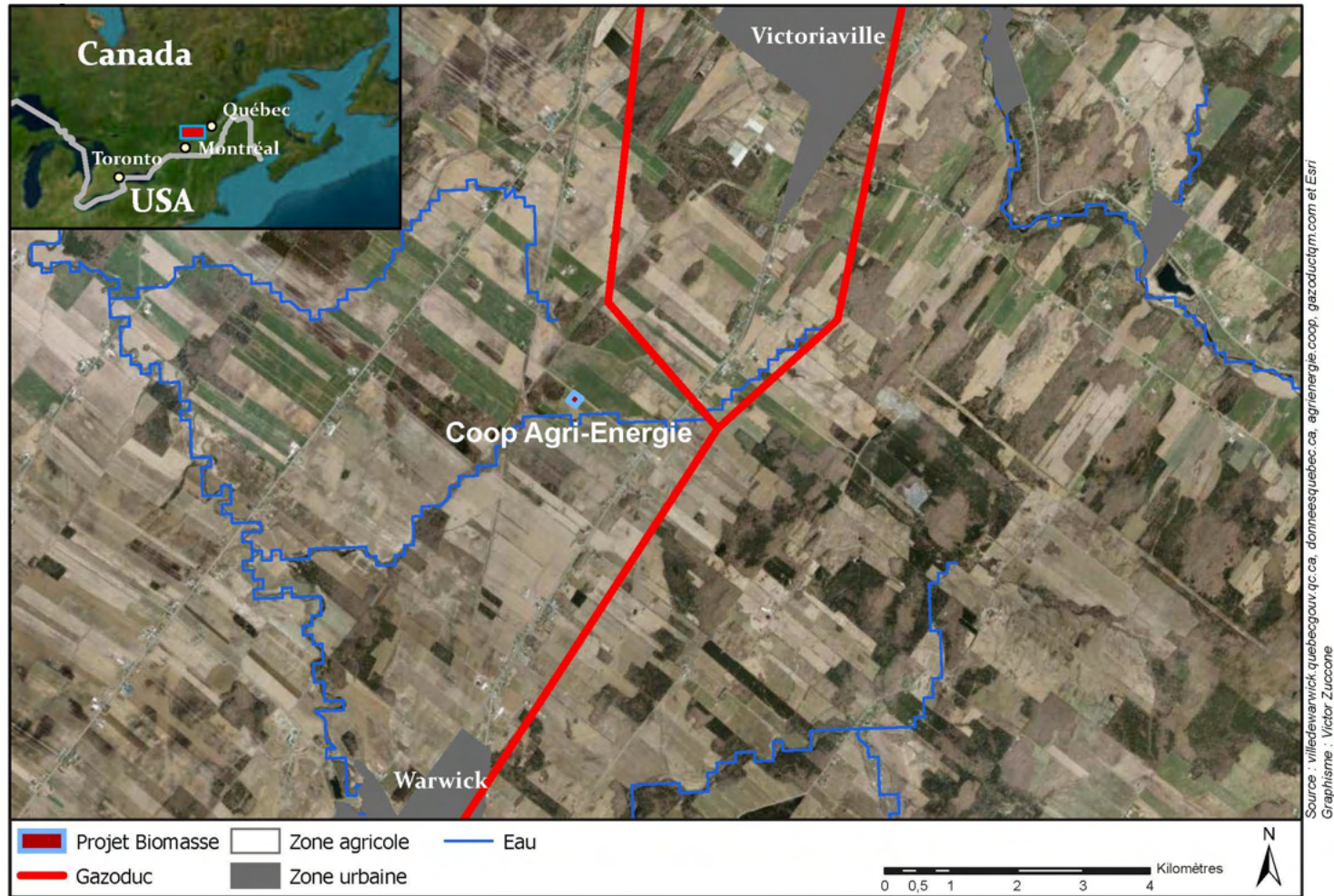
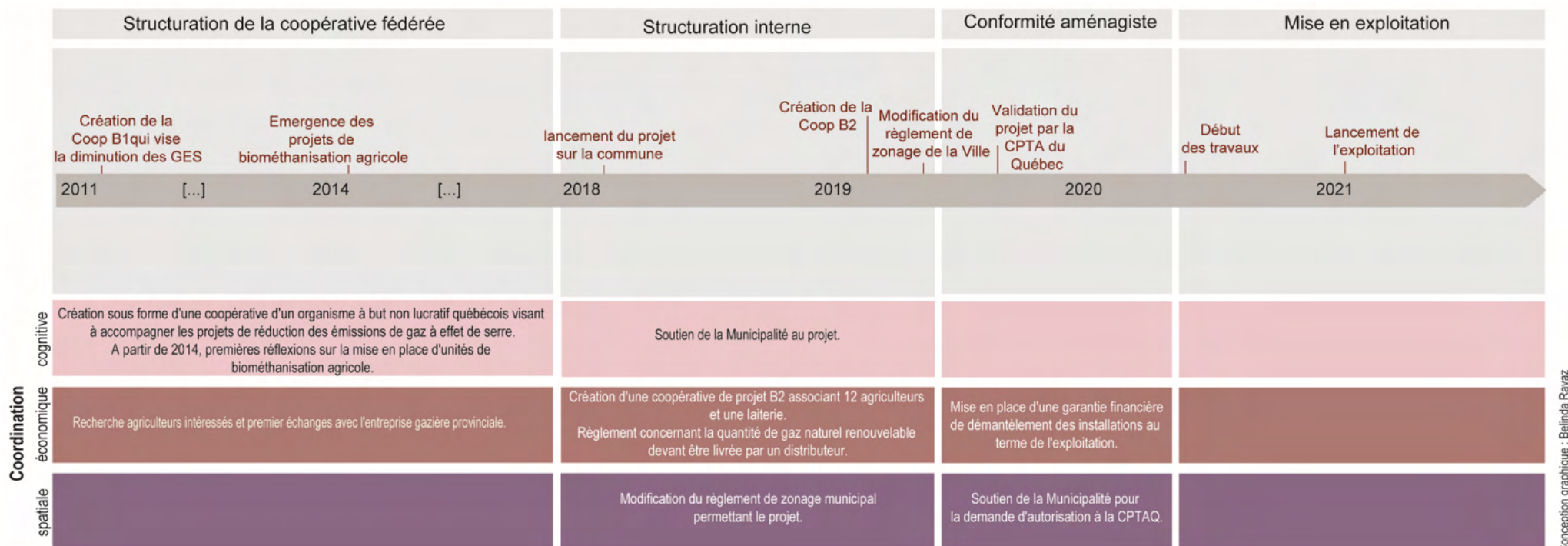
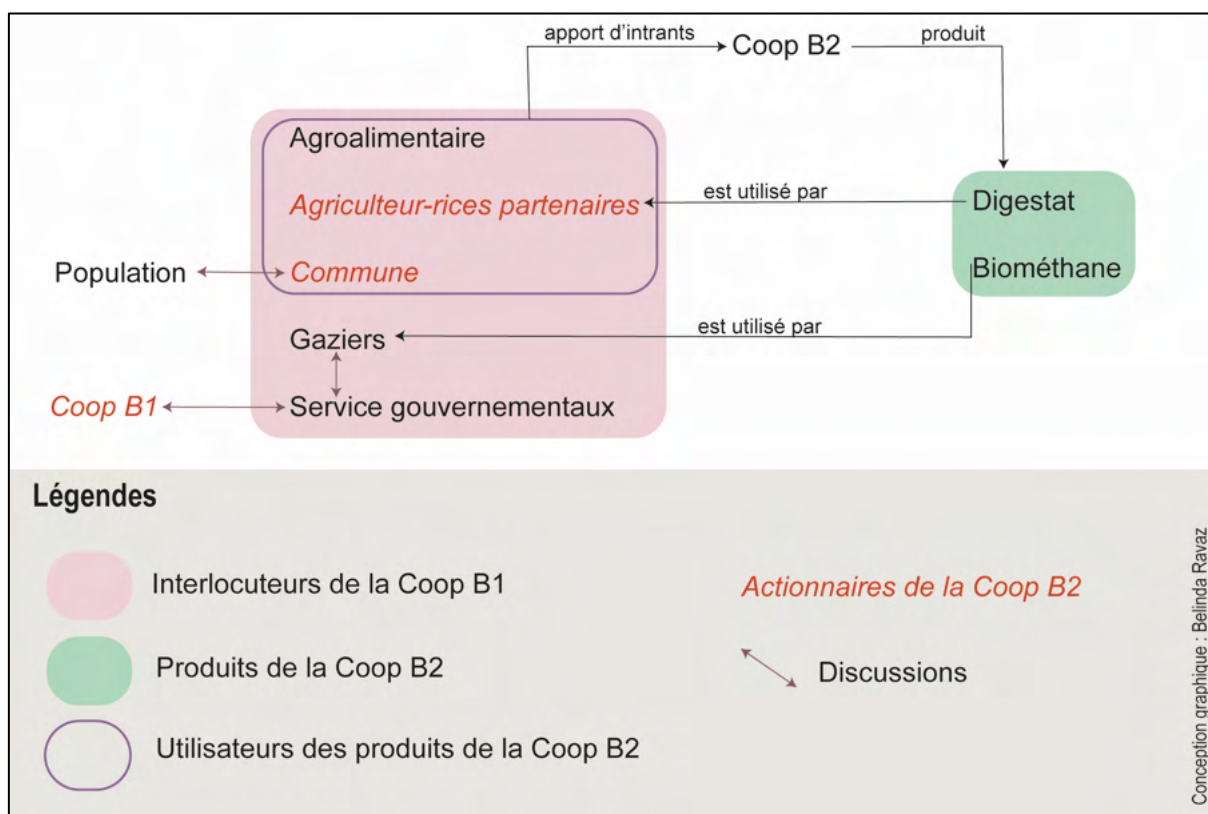


Figure 20 : Trajectoire du projet de biomasse agricole du Centre-du-Québec



- Relations entre les acteurs

Figure 21 : Acteurs du projet de biomasse agricole du Centre-du-Québec



Les principaux acteurs du projet sont :

Coop B1 : organisme à but non lucratif prenant la forme d'une coopérative de solidarité, elle lance un projet de biométhanisation dans la région du Centre-du-Québec. Ses salariés apportent le soutien aux agriculteurs pour le montage du projet sur la commune et interviennent auprès des autorités publiques (municipales mais également la Commission pour la protection du territoire agricole du Québec - CPTAQ).

Coop B2 : les agriculteurs porteurs du projet ont fondé une coopérative qui a pour objectif la mise en œuvre et l'exploitation de l'unité de biométhanisation. Un agriculteur-exploitant en est président. La plupart de ces exploitants agricoles sont éleveurs de bovins.

Maire de la commune : le projet est soutenu par la Municipalité et, plus particulièrement, par le maire. Ce dernier le porte publiquement et va également participer à la CPTAQ.

Entreprise gazière : énergéticien en charge du rachat du biométhane produit et du raccordement de l'unité de biométhanisation avec le réseau de distribution de gaz naturel. Il fait preuve de volontarisme sur ce projet et propose un prix de rachat du biométhane très favorable à la Coop B2.

Ministère de l'agriculture, des pêcheries et de l'alimentation : agit en régulation et en soutien aux activités du secteur primaire.

Ministère de l'énergie et des ressources naturelles : définit les conditions-cadres de développement des GNR et les outils de régulation (en particulier les subventions).

- Évaluation de la dynamique de conflictualité

Le projet ne connaît pas vraiment de conflictualité. Aucune opposition n'a été déposée dans le cadre de l'enquête publique. Une petite tension apparaît au moment de l'examen du projet par la CPTAQ.

Figure 22 : Dynamique de conflictualité du projet de biomasse agricole du Centre-du-Québec

Phase du projet	Niveau de conflictualité
Émergence du projet	-
Mise en conformité du projet selon les attentes de la CPTAQ	+
Lancement technique du projet	-

Conception graphique : Belinda Ravaz

- Points clés en termes de coordination

Coordination spatiale : le projet se déploie dans une zone agricole soumise aux dispositions de protection provinciale. Cependant, la CPTAQ semble faire preuve de mansuétude lorsque le projet est porté par des agriculteurs et en lien direct avec leur pratique professionnelle. On notera que la proximité du réseau de gaz est une contrainte de localisation pour l'installation de production.

Coordination économique : le projet s'appuie sur des organisations de type coopératives. La concurrence sur les intrants non-agricoles est forte et la Coop B2 n'a pas de contrat d'approvisionnement de plus de deux ans pour ces produits indispensables au processus de méthanisation. Les subventions publiques obtenues des ministères et le prix de rachat négocié avec l'entreprise gazière ne sont possibles que dans le cadre de cette expérience pilote.

Coordination cognitive : le rôle prégnant de la Coop B1 dans l'émergence territoriale du projet et sa médiation avec les acteurs institutionnels et économiques est particulièrement remarquable. L'agenda politique est également très favorable au développement des projets de biomasse agricole avec le Plan Vert 2030 assorti de subventions. Les agriculteurs demeurent cependant frileux car la question de la biosécurité alimentaire et de la protection des eaux souterraines se renforce. Le soutien politique municipal au projet est très fort.

Prospective : le projet est en activité. La Coop B1 et l'énergéticien souhaitent développer d'autres projets de biométhanisation agricole au Québec. Cependant, les subventions publiques obtenues et le prix de rachat du biométhane qui sont très favorables au projet ne pourront plus être proposés pour les projets suivants cette expérience pilote.

3.3 Cas géothermie

3.3.1 Projet de géothermie profonde du Nord de l'Alsace 1

- Présentation succincte du projet

Le projet de géothermie profonde de Soultz-sous-Forêt est localisé dans une commune rurale du nord de l'Alsace. Cette région a un important passé industriel, notamment dans l'exploitation d'hydrocarbures durant les années 1970. Elle entretient également des liens économiques ténus avec la région frontalière voisine de Rhénanie-Palatinat dans laquelle des projets similaires existent depuis 2007 et d'autres sont actuellement développés.

A l'origine, le site de Soultz-sous-Forêt est organisé comme site de recherche européen sur les différentes techniques liées à la géothermie profonde et plus précisément des techniques de forage et

l'étude des modifications du sous-sol induites par le forage et l'exploitation de la ressource chaleur. Après deux décennies de recherche, le site a été converti en site de production électrique au milieu des années 2010.

Aujourd'hui, la production énergétique annuelle est de 10 GWh.

Le passage de statut de site pilote à site industriel a entraîné une modification du fonctionnement de la société d'exploitation. En effet, les financements publics perçus lors des différentes phases expérimentales du projet étaient principalement liés aux activités de recherche et développement. Sans avoir totalement disparu, ils se sont raréfiés. Malgré ce changement de nature de l'activité, la forme juridique et organisationnelle de son exploitation n'a pas évolué. Actuellement, c'est toujours le même Groupement Européen d'Intérêt Économique qui exploite le site. Cependant, l'implication financière de l'électricien régional (Électricité de Strasbourg, filiale d'EDF) a pris de l'importance. Malgré la raréfaction des soutiens financiers publics, principalement européens, ils sont compensés par le prix de rachat garanti de l'électricité produite, permettant aujourd'hui la rentabilité du projet. Sur la totalité de la durée du projet, les montants investis en recherche et développement sont estimés entre 85 et 100 millions d'euros. Mais le coût de transformation d'un site pilote en site industriel n'est que de 8 millions d'euros.

- Dynamique du projet

Le projet est organisé en cinq phases.

Phase 1 - Phase d'émergence du projet : le projet-pilote est lancé en 1985 sur un ancien site d'exploitation pétrolière. Ce site est choisi, car l'exploitation antérieure a permis de capitaliser des connaissances sur un sous-sol présentant un intérêt géologique indéniable pour le développement de la géothermie profonde. L'établissement public français en charge de la connaissance sur la ressource sous-sol et son exploitation (le Bureau de recherche géologique et minier) cherche à cette époque à développer une filière de géothermie. Un projet européen est alors élaboré pour le site de Soultz-sous-Forêt avec des partenaires industriels et académiques franco-allemands. L'objectif du site est de tester grandeur nature différentes techniques de forage et de mesures de surveillance de ces technologies. Le projet est financièrement soutenu par divers organismes publics franco-allemands, européens ainsi que des investissements versés par les partenaires industriels des deux pays.

Phase 2 - Phase de forage à moyenne profondeur : dès le début des années 1990, les premiers forages ont lieu sur le site de Soultz. Le premier puit est foré en 1990. Cependant, son exploitation est compromise par des soucis techniques. Ce puit ne sera finalement pas exploité. En 1992, un second puit est foré. Ces premières expériences permettant également aux partenaires de développer des connaissances tant sur les techniques de forage que sur les phénomènes de sismicité induite. Ces travaux se déploient sans tension aucune avec la population. En 1996, les partenaires économiques s'organisent et créent le Groupement européen d'intérêt économique (GEIE) Exploitation de la Chaleur Minière. Cette structure juridique a pour objectif principal la gestion administrative et financière du projet (notamment financement public et demande des différentes autorisations). Les membres du GEIE ont évolué dans le temps, mais l'électricien régional français reste aujourd'hui encore présent au sein du GEIE et détient plus de 60% des parts. Entre 1995 et 1997, deux nouveaux puits sont forés à plus de 3 000 mètres de profondeur. En 2000, une stimulation hydraulique sur l'un des puits est effectuée engendrant un séisme d'une magnitude de 2,6, a priori peu ressenti par la population.

Phase 3 - Phase de forage à grande profondeur : en 2001, le puit 2 est approfondi pour atteindre la profondeur de 5 000 mètres. Deux ans après, deux nouveaux puits sont forés à la même profondeur. Ces forages ne provoquent pas de mouvements sismiques ressentis par la population. En 2003, un séisme de magnitude 2,9 survient la nuit. Plusieurs dizaines d'habitants constatent des fissures sur leur habitation. Après examen par des experts, il apparaît que les phénomènes de fissures sont principalement liés au phénomène de sécheresse, sans lien avéré avec l'exploitation géothermique.

Phase 4 - Phase de production d'électricité : dès 2008, les différents puits sont terminés et les projets de recherche et développement s'amenuisent. Afin de reconverter le site, le GEIE se dirige vers une production électrique issue de la chaleur. La centrale produit 10GWh annuel d'électricité. Cette production électrique est injectée sur le réseau et bénéficie d'un rachat subventionné (de type équivalent RPC). Cette phase apparaît importante car elle est le résultat d'une pesée des intérêts entre abandon du site et reconversion de ce dernier. En faisant le choix d'investir dans un transformateur, les membres du GEIE font le choix de maintenir la centrale et de produire de l'électricité.

Phase 5 - Phase d'exploitation industrielle de la centrale géothermique : en 2016, la phase d'exploitation industrielle de la centrale commence et cette dernière est inaugurée. Bien que pouvant également produire de la chaleur, aucun réseau de chaleur n'est structuré. La centrale aujourd'hui rentable n'a qu'une production électrique faible, principalement en raison du débit d'eau. Sa rentabilité semble être rendue possible principalement par le prix de rachat de l'électricité mais surtout parce que le coût des forages et installations a très majoritairement été assumé par divers soutiens financiers publics lors des phases de recherche et développement. La transformation du site en centrale industrielle est chiffrée à seulement 8 millions d'euros. Pour l'électricien régional français, principal actionnaire du GEIE, cette centrale reste un lieu de recherche et de test notamment sur le vieillissement des forages et les problématiques de prise en charge des phénomènes de corrosion des installations de grande profondeur.

Figure 23 : Localisation des projets de géothermie alsacien cas 1 et cas 2

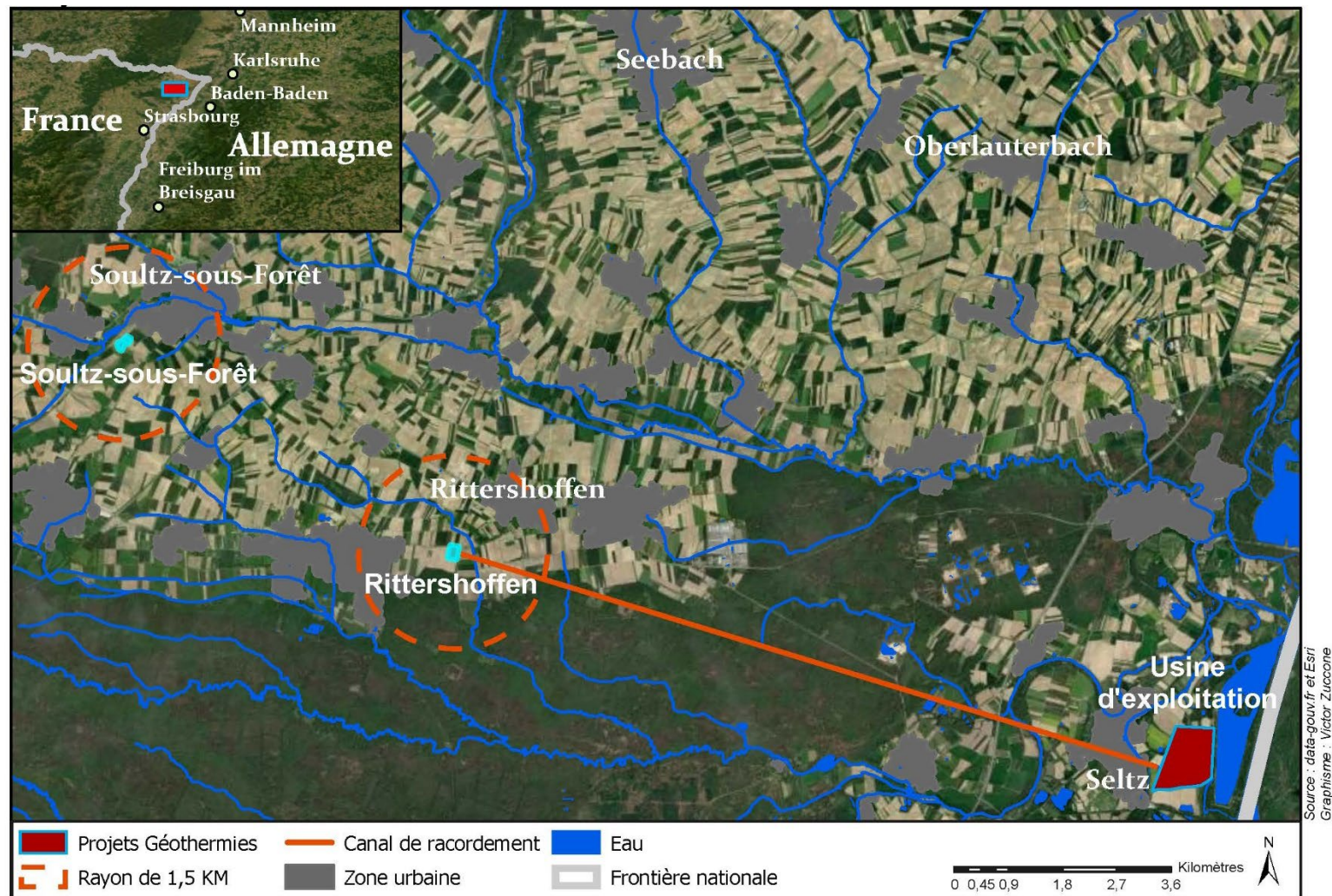
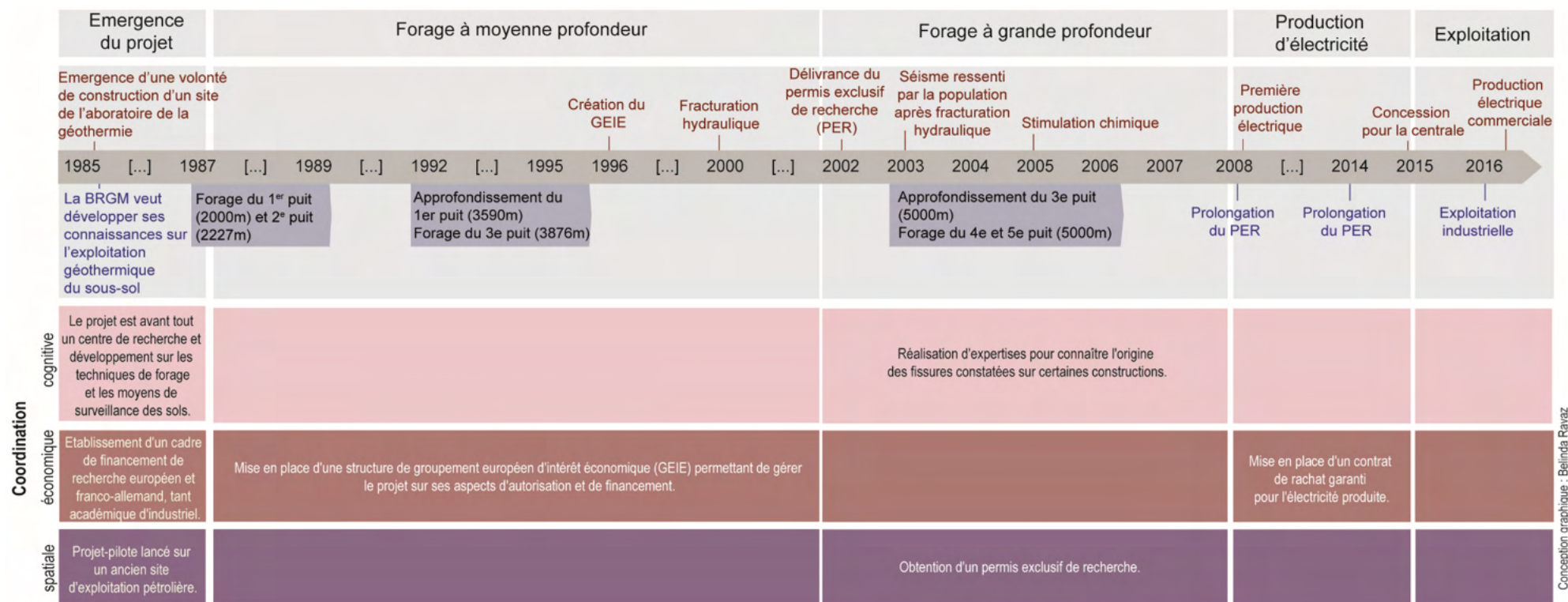


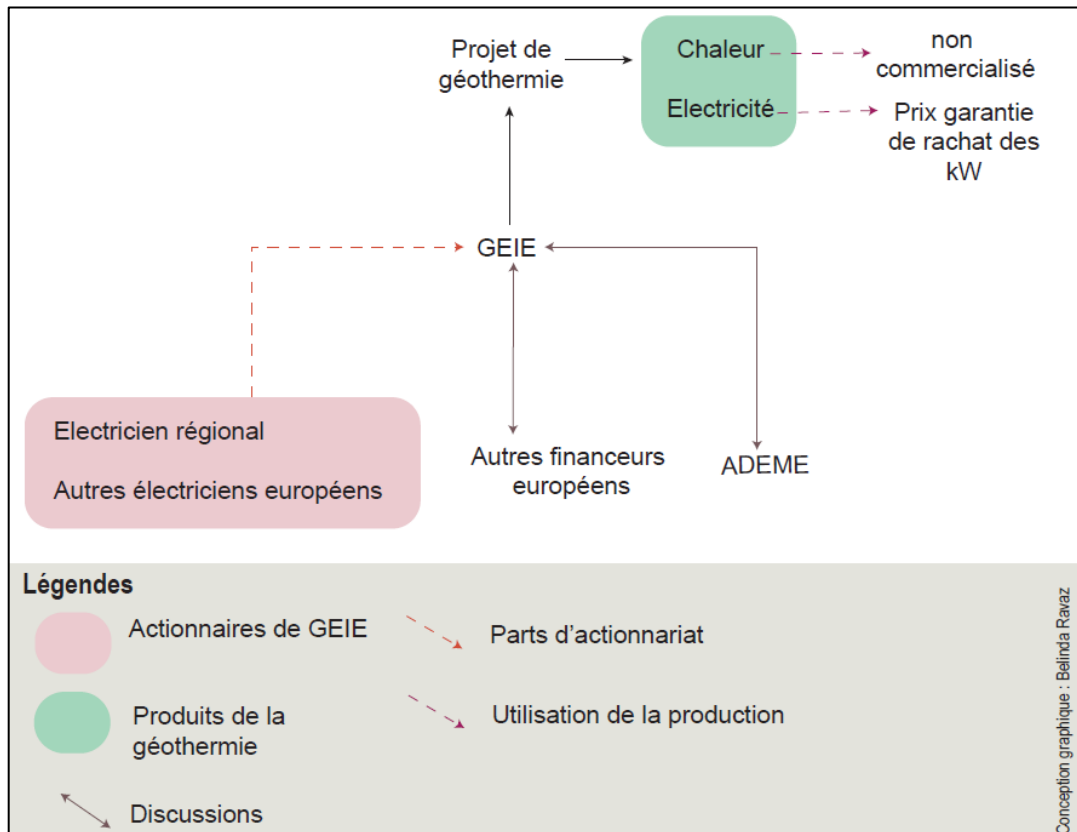
Figure 24 : Trajectoire du projet de géothermie alsacien cas 1



Conception graphique : Belinda Ravaz

- Relations entre les acteurs

Figure 25 : Acteurs du projet de géothermie alsacien cas 1



Les principaux acteurs du projet sont :

GEIE : groupement en charge de l'exploitation de la centrale. Le principal actionnaire du GEIE, l'électricien régional français, est également en charge de la société d'exploitation de la centrale géothermique voisine (cas d'étude alsacien 2).

Électricien régional : filiale du leader français de l'électricité, la société a créé une entreprise spécialisée dans la géothermie moyenne et profonde. Elle est le principal actionnaire et acteur du projet étudié.

ADEME : agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, organisme public du ministère de l'Écologie en charge de la mise en œuvre des politiques de transition énergétique.

DRÉAL Grand-Est : la Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement est une administration déconcentrée de l'État en charge de la délivrance des autorisations de prospection et d'exploitation.

Commune de Soultz-sous-Forêt : elle accueille sur son territoire le site du projet.

- Évaluation de la dynamique de conflictualité

Sur ces 38 ans d'existence, le projet ne connaît pas de conflictualité. Quelques questionnements des riverains sont cependant apparus lors du séisme de 2003.

Figure 26 : Dynamique de conflictualité du projet de géothermie alsacien cas 1

Phase du projet	Niveau de conflictualité
Émergence du projet	-
Première phase technique Phase de forage à moyenne profondeur	-
Seconde phase technique Phase de forage à grande profondeur	+
Production d'électricité	-
Exploitation industrielle de la centrale géothermique	-

Conception graphique : Belinda Ravaz

- Points clés en termes de coordination

Coordination spatiale : le projet n'a eu que de très faible incidence territoriale.

Coordination économique : le financement des forages et installations a été assuré pendant une vingtaine d'années par des contrats de recherche et développement. Avec le développement de la production électrique, le site bénéficie de la garantie publique du prix de rachat de l'électricité et ses coûts d'investissement sont très faibles. Faute de clients, la chaleur n'est pas revendue.

Coordination cognitive : la préexistence d'une exploitation locale des hydrocarbures sur le site et dans la région permet au projet de bénéficier d'une acculturation préalable de la population riveraine à la prospection des ressources du sous-sol. Par ailleurs, l'exploitation du pétrole a permis à l'exploitant de connaissances relativement étendues du sous-sol de la région.

Prospective : le projet est en cours d'exploitation. Il sert de référence à l'énergéticien régional qui cherche à développer l'exploitation de la chaleur du sol en Alsace.

3.3.2 Projet de géothermie profonde du Nord de l'Alsace 2

- Présentation succincte du projet

Ce projet est réalisé sur la commune de Rittershoffen en Alsace du nord. Il est situé à environ 7,5 kilomètres de l'étude de cas alsacienne présentée précédemment. Il peut être considéré comme un projet fils de ce dernier. En effet, cette centrale géothermique est intimement liée à l'histoire du projet de Soultz-sous-Forêt en termes d'acteurs et d'approches.

Le projet de Rittershoffen voit le jour en 2005. L'entreprise agroalimentaire Roquettes et Frères SA, spécialisée dans la fabrication de composés organiques d'origine végétale, dispose d'un important site de production sur la commune de Beinheim, à une quinzaine de kilomètres à l'Est de Rittershoffen. Elle est spécialisée dans la production et la distribution de produits végétaux pour l'industrie et la pharmacologie. Le site de Beinheim est affecté à l'amidonnerie de maïs et de blé. L'entreprise cherche à substituer une part de sa consommation de chaleur produite à partir de gaz naturel par une source renouvelable afin d'inscrire ses processus de production dans une dynamique de durabilité et de stabiliser les coûts de fabrication. Elle prend alors contact avec les acteurs impliqués dans le projet de Soultz-sous-Forêt afin de développer une centrale géothermique produisant de la chaleur.

Deux forages ont été réalisés pour constituer un doublet profond (2 500 mètres) qui puise l'eau à 170 °C et la réinjecte à 70 °C. Le débit moyen d'exploitation est de 250 m³/h avec une puissance installée de 27 MW et une puissance moyenne utilisateur de 22 MW, pour une production annuelle de 180 GWh et une disponibilité supérieure à 8 000 h/an. Après passage dans le réseau, la centrale fournit ainsi à l'usine agroalimentaire une chaleur à 155 °C, couvrant 25 % de ses besoins de chaleur et permettant d'éviter le rejet annuel d'environ 41 000 tonnes de CO₂. L'eau chauffée est transportée sur une distance de 15 kilomètres via un réseau de chaleur souterrain.

Le coût total du projet est estimé à environ 45 millions d'euros, dont l'investissement est réparti entre l'entreprise Roquettes, Électricité de Strasbourg ainsi que la Caisse des dépôts, regroupé dans une SA dont le capital social est de 1'550'000 euros.

La centrale de production est localisée sur une parcelle appartenant à la société d'exploitation sur une surface d'environ 1 hectare. En 2016, la centrale géothermique de Rittershoffen est inaugurée.

- Dynamique du projet

Le projet est organisé en cinq phases.

Phase 1 - Phase d'émergence du projet : en 2005, l'industriel cherche à remplacer une part de sa consommation de gaz pour la production de chaleur à haute température, nécessaire à son process industriel, par une production issue d'énergie renouvelable. Pour répondre aux besoins énergétiques de l'entreprise et forte de son expérimentation sur le projet géothermique de Soultz-sous-Forêt, l'électricien régional propose rapidement une centrale géothermique avec exploitation de l'eau géothermale, mais avec un forage dit de moyenne profondeur (2'500m de profondeur).

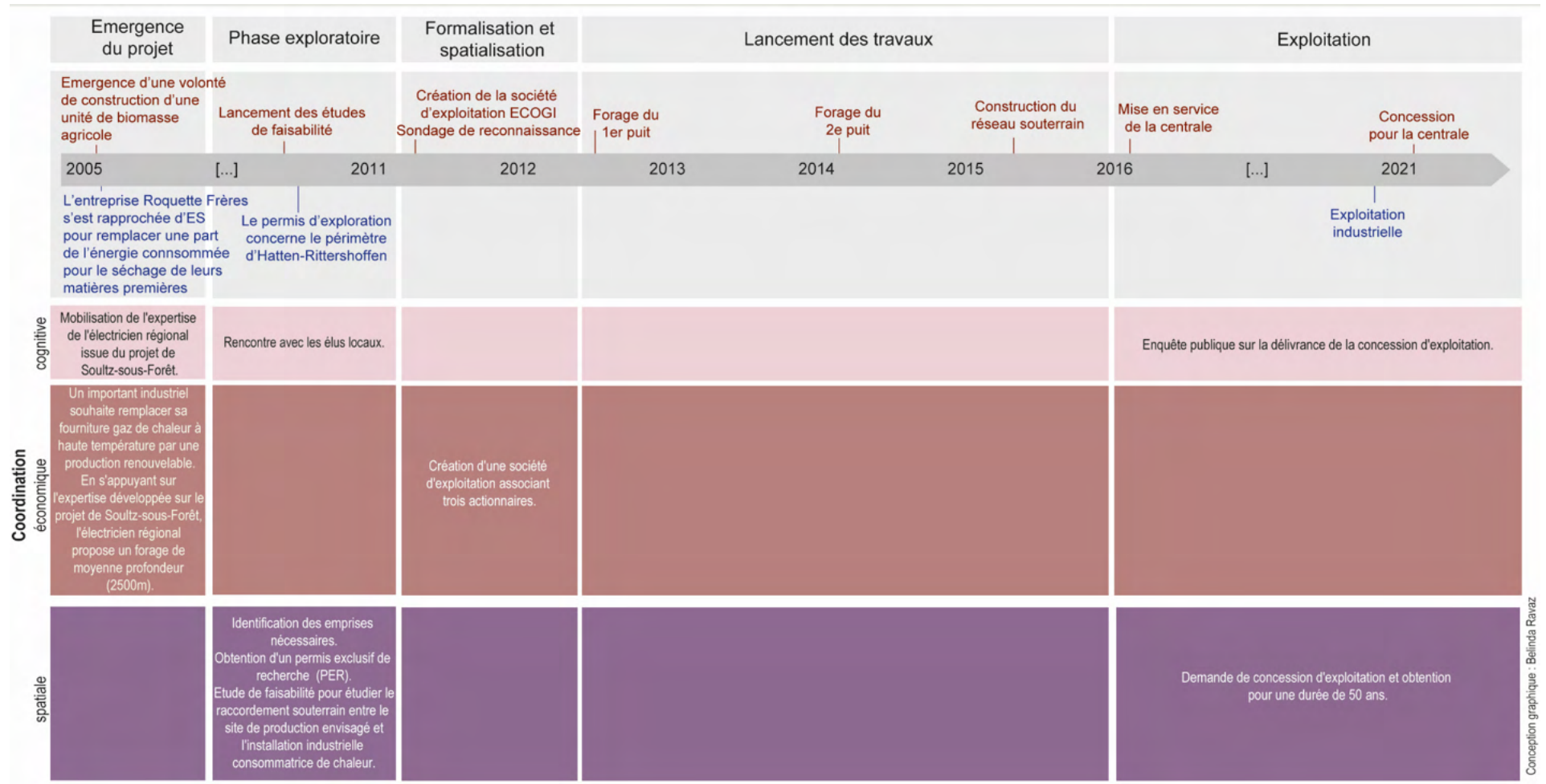
Phase 2 - Phase exploratoire : à la suite de la demande formalisée de l'entreprise Roquette Frères, l'électricien régional lance en 2006 la phase exploratoire du projet avec en premier lieu une analyse des corpus de documents disponibles concernant la géologie du sol dans la région de l'entreprise. Le site de Rittershoffen présente les meilleures potentialités. Cette période est également marquée, en 2008, par l'octroi du permis exclusif de recherche (PER) concernant un périmètre voisin et parallèlement la production de l'étude de faisabilité du raccordement souterrain entre l'entreprise et la future unité de production énergétique.

Phase 3 - Lancement technique du projet : en 2011, la société d'exploitation de la centrale thermique est montée sous forme de SAS. Elle se compose de 3 acteurs : l'électricien ES, l'industriel Roquette Frères et la Caisse des dépôts. L'actionnariat est organisé comme suit : 40% pour l'électricien régional, 40% pour l'industriel Roquette Frères et 20% pour la Caisse des dépôts. Le projet bénéficie aussi de subvention de l'Agence de l'environnement et de la Maîtrise de l'énergie et de la Région Alsace. L'année 2011 marque également les premiers forages exploratoires et la délivrance des autorisations pour les installations de surface.

Phase 4 - Phase de lancement technique du projet et de forage de production : le lancement des travaux démarre en 2012 avec le forage du premier puit. Deux ans plus tard, le second puit est construit. L'année 2015 marque la finalisation du projet avec la construction de la centrale en surface et le raccordement de la conduite de chaleur au client.

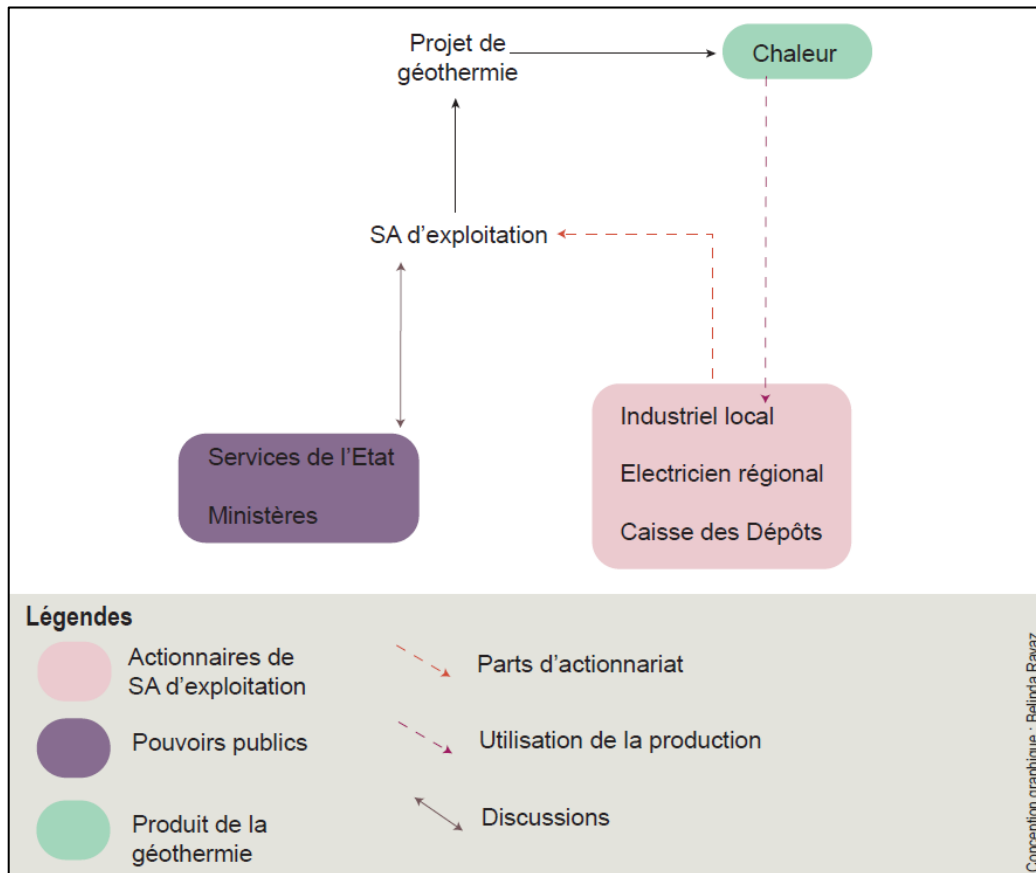
Phase 5 - Phase d'exploitation industrielle de la centrale géothermique : en 2016, la phase d'exploitation industrielle de la centrale commence et cette dernière est inaugurée. Pour autant, la procédure administrative se poursuit. Après avoir mobilisé le permis exclusif de recherche (PER) pendant les phases exploratoires et de travaux, les porteurs de projets formalisent leur activité en déposant une demande de concession pour une partie du périmètre du PER. Cet octroi de concession est soumis à enquête publique en juin 2018. En mai 2021, la concession est accordée conjointement à l'électricien régional et à l'industriel pour une durée de 50 ans.

Figure 27 : Trajectoire du projet de géothermie alsacien cas 2



- Relations entre les acteurs

Figure 28 : Acteurs du projet de géothermie alsacien cas 2



Les principaux acteurs du projet sont :

Société exploitation : entreprise en charge de l'exploitation de la centrale de géothermie.

Roquette Frères : entreprise agroalimentaire ayant des besoins importants en termes de chaleur à haute température. Elle est le consommateur final exclusif de la chaleur produite et possède 40% des parts de la société d'exploitation de la centrale.

Commune : le projet est soutenu par la Municipalité.

ADEME : agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, organisme public du ministère de l'Écologie en charge de la mise en œuvre des politiques de transition énergétique.

DRÉAL Alsace : la Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement est une administration déconcentrée de l'État en charge de la délivrance des autorisations de prospection et d'exploitation.

Électricien régional : filiale du leader français de l'électricité, la société a créé une entreprise spécialisée dans la géothermie moyenne et profonde. Elle est actionnaire à 40 % et développeur du projet étudié.

- Évaluation de la dynamique de conflictualité

Le projet n'a rencontré aucune phase de conflictualité ou de tension particulière.

Figure 29 : Dynamique de conflictualité du projet de géothermie alsacien cas 2

Phase du projet	Niveau de conflictualité
Émergence du projet	-
Exploration	-
Formalisation et spatialisation du projet	-
Lancement des travaux	-
Exploitation de la centrale	-

Conception graphique : Belinda Ravaz

- Points clés en termes de coordination

Coordination spatiale : le projet ne rencontre aucun enjeu spatial particulier, si ce n'est que les procédures d'octroi des autorisations sont très longues.

Coordination économique : le projet bénéficie de subventions nationales pour son développement (forages, installations et réalisation de la conduite). Ces subventions couvrent en partie les risques liés à l'incertitude sur la disponibilité de la ressource chaleur. Le modèle économique est basé sur la revente de la chaleur à un client unique, par ailleurs actionnaire de la société d'exploitation. L'existence de consommateurs de chaleur à l'année dans un périmètre de desserte techniquement et économiquement viable est une condition préalable et nécessaire au développement de ce type de projet.

Coordination cognitive : le projet s'appuie clairement sur l'acculturation des habitants aux pratiques d'exploitation du sous-sol dans la région. Il bénéficie aussi de l'expérience éprouvée de l'électricien régional qui n'a pas rencontré de problématique territoriale majeure avec son activité de développement de la géothermie moyenne et profonde. Son capital-confiance est fort auprès des acteurs de la région.

Prospective : l'énergéticien régional souhaite poursuivre le développement de l'activité. Cependant, en 2021, un forage réalisé par une autre entreprise dans la région de Strasbourg ayant provoqué une série de séismes de magnitude allant jusqu'à 3,9, les autorités publiques ont suspendues les autorisations de forage.

3.3.3 Projet de géothermie profonde vaudois

- Présentation succincte du projet

Le projet de géothermie profonde vaudois, appelé projet AGEPP pour *Alpine Geothermal Power Production*, du nom de la société de développement et d'exploitation, est localisé sur la commune de Lavey-Morcles dans le Canton de Vaud limitrophe de la commune de Saint-Maurice, commune valaisanne.

Il est situé sur une parcelle propriété du Canton de Vaud, en bordure du Rhône et adjacent aux forages déjà présents qui alimentent les Bains thermaux de Lavey en eau chaude.

Les statuts de la société d'exploitation AGEPP du projet géothermique ont été déposés en juin 2017. Les partenaires de la SA AGEPP sont aujourd'hui : SI-REN SA, Holdigaz SA, EOS Holding SA, les Services industriels de Lausanne, Romande Energie Holding SA, CESLA SA, la Commune de Lavey-Morcles et

la Commune de Saint-Maurice, ainsi que les Cantons de Vaud et du Valais, mais ces deux derniers partenaires n'ont pas de parts dans la société. Lors de son inscription au registre des commerces, le capital-action était de 1'000'000 CHF divisé en 10'000 actions à cession limitée. En mars 2021, le capital action est augmenté à 5'000'000 CHF.

Le projet prévoit un forage en simplet d'une profondeur entre 2 300 m et 3 000 de profondeur permettant la captation d'eau espérée à 110°, et ainsi une production électrique, de chaleur ainsi qu'une exploitation de l'eau thermale par les bains thermaux riverains. La centrale géothermique devrait produire 4,2 GWh électriques et 15,5 GWh thermiques consommés par les Bains de Lavey. Le coût prévisionnel du projet est estimé à 40 millions de CHF.

Lancé dans les années 2020, ce projet hydrothermal a fait l'objet d'un forage exploratoire au printemps 2022. Les exploitants ont annoncé en septembre 2022 suspendre le projet car le débit d'eau chaude à presque 3 000 mètres est insuffisant pour une exploitation de la chaleur.

- Dynamique du projet

Le projet est organisé en quatre phases.

Phase 1 - Phase d'émergence et de consolidation du projet : au début des années 2000, le projet émerge suite à un besoin en eau thermale par les Bains de Lavey. La mise en place d'une possibilité de soutien financier par la Confédération incite les porteurs de projet initiaux à envisager une production électrique pour cette installation énergétique. Ainsi, dès 2005, un forage de 3 000 mètres de profondeur est étudié. Les premières études de faisabilité prévoient la captation d'eaux souterraines avec une température de sortie du puit de plus de 110° (température nécessaire pour une production électrique intéressante). Au lancement du projet, ce dernier est porté principalement par le bureau d'ingénieurs ALPGEO. En 2009, le projet reçoit une garantie RPC.

Phase 2 - Oppositions et frein au projet : à la suite des études de faisabilité techniques et économiques, les porteurs du projet mettent à l'enquête publiques le projet en passant par une procédure au titre de l'article 24 de la loi fédérale sur l'aménagement du territoire. Lors de la mise à l'enquête publique du projet en novembre 2010, deux oppositions sont déposées, l'une émanant des Bains de Lavey et la seconde du Canton du Valais. Afin de lever ces oppositions, une convention est signée avec le Canton du Valais concernant les redevances d'exploitation de la ressource. Le Canton de Vaud ayant fait le choix de ne pas percevoir de redevances pour l'exploitation géothermique, son homologue valaisan y renoncera également. Les Bains de Lavey souhaite la mise en place d'un plan de secours d'approvisionnement afin de garantir l'approvisionnement des bains en eaux thermales. Un puit de forage est aussi dédié à cette activité. Cette seconde phase du projet géothermique est marquée par un ralentissement de son développement. Malgré des conventions permettant la levée des oppositions (entre 2012 et 2013), le projet est freiné par le financement de la société d'exploitation. En effet, les partenaires font le choix de ne pas passer par des prêts bancaires pour boucler le business plan (le projet est alors estimé à 33 millions CHF). Les premiers partenaires, organisés en consortium, font alors le choix de s'organiser en société anonyme que la société gazière Holdigaz va rejoindre en 2014 en apportant les 5 millions de francs permettant le bouclage du budget. L'année 2014 marque également l'abandon du projet de chauffage à distance pour la commune de Lavey-Morcles, un temps envisagé.

Phase 3 - Poursuite du projet : le bouclage du financement du projet en novembre 2014 marque le lancement d'une nouvelle phase avec l'obtention de subventions de l'Office fédéral de l'énergie (17,5 millions) et du Canton de Vaud (1,5 million). L'AGEPP fait finalement le choix de déposer un plan d'affectation cantonal valant permis de construire afin de coupler les deux procédures (affectation et permis de construire). Le PAC n°360 est soumis à enquête publique en janvier 2019. À la fin de la période d'enquête, aucune opposition n'est déposée et le projet peut aller de l'avant. En parallèle de la constitution du dossier d'autorisation de construire, l'AGEPP passe un accord avec le promoteur du projet géothermique de Vinzel (projet Energéo).

pour l'organisation de deux forages (mutualisation des coûts de transport de la foreuse et annexes).

Phase 4 - Lancement des travaux : en avril 2021, les travaux débutent par l'aménagement de la plateforme en surface. Les travaux de forage commencent en janvier 2022. Finalement, en septembre 2022, le projet sera suspendu faute d'un débit d'eau chaude suffisant à presque 3 000 mètres de profondeur.

Figure 30 : Localisation du projet de géothermie vaudois

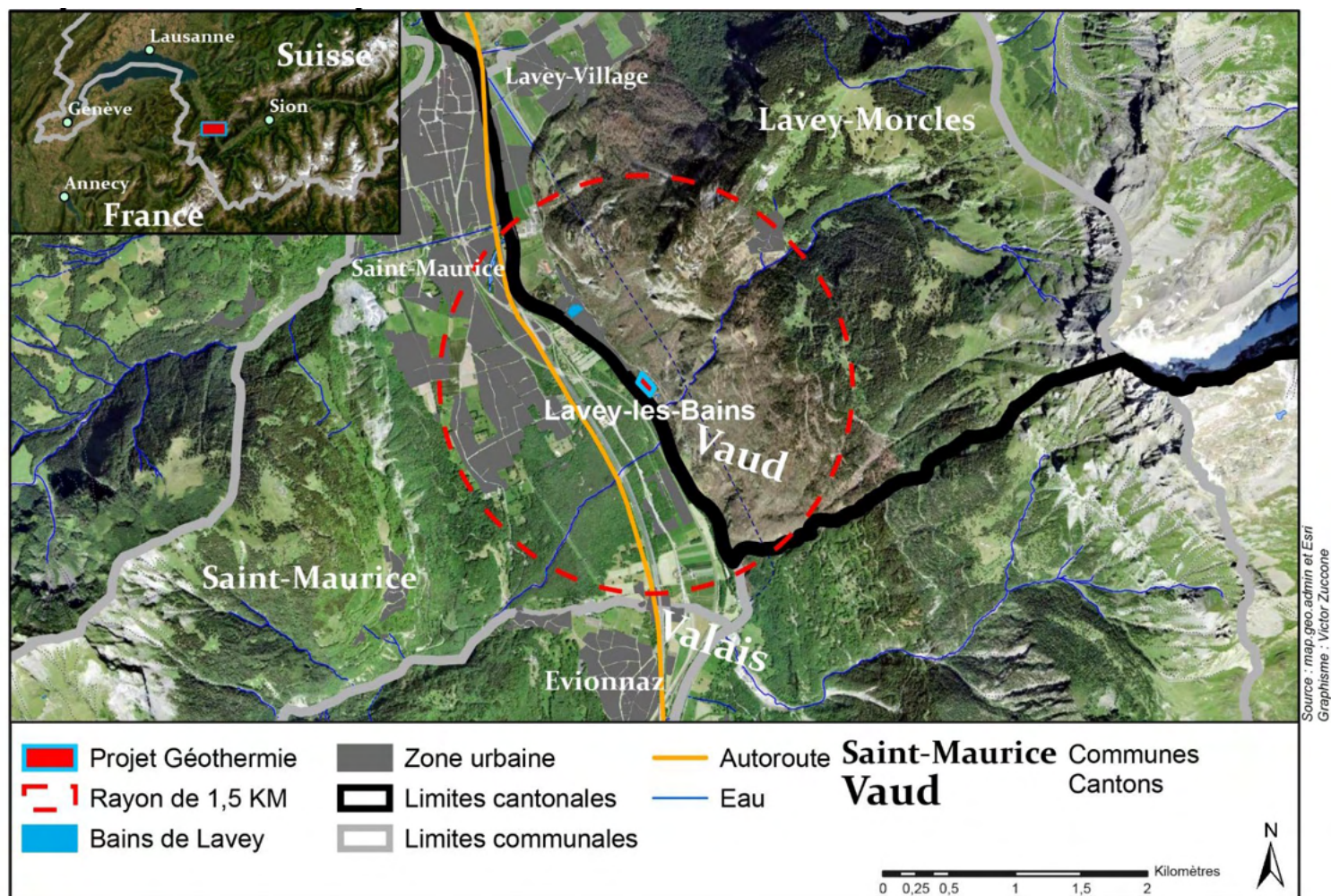


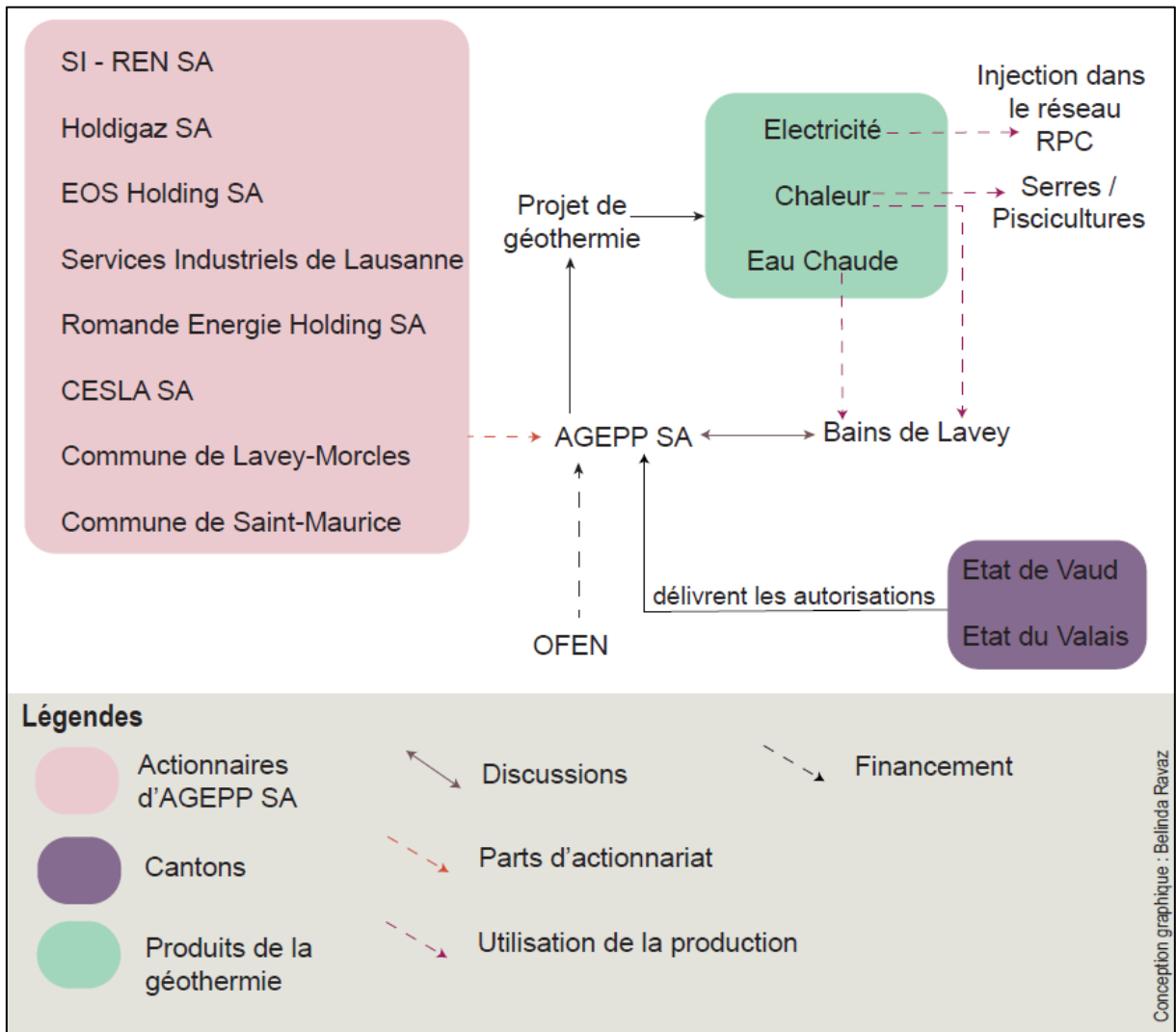
Figure 31 : Trajectoire du projet de géothermie vaudois



Conception graphique : Belinda Ravaz

- Relations entre les acteurs

Figure 32 : Acteurs du projet de géothermie vaudois



Les principaux acteurs du projet sont :

AGEPP SA : société en charge de l'exploitation de la centrale de géothermie.

Commune de Lavey-Morcles (VD) : commune de localisation du projet, elle siège au conseil d'administration d'AGEPP SA et est actionnaire de cette société. Elle envisage un temps un projet de réseau de chaleur à distance finalement abandonné.

Commune de Saint-Maurice (VS) : commune voisine du site de prospection, elle siège également au conseil d'administration de la société AGEPP. La commune détient également des parts de cette société d'exploitation. Bien que le forage s'effectue sur le territoire vaudois, les porteurs du projet ont fait le choix d'impliquer dès le lancement du projet les communes limitrophes de ce dernier. De plus, il existe une possibilité que le forage soit dévié en partie dans le sous-sol de cette commune valaisanne.

Canton de Vaud : autorité publique d'approbation du plan d'affectation cantonal, membre du conseil d'administration de la société AGEPP SA (sans part sociale). Subventionne le projet à hauteur de 1,5 millions.

Canton du Valais : membre du conseil d'administration de la société AGEPP SA (sans part sociale).

ALPGEO : bureau d'ingénieurs qui initia le projet dans les années 2000.

OFEN : Office fédéral de l'énergie, subventionne le projet à hauteur de 17,5 millions de francs.

- Évaluation de la dynamique de conflictualité

Le projet ne connaît que peu de conflictualité au moment de l'enquête publique avec le dépôt de deux oppositions. Celle-ci seront résolues par des conventions signées avec les deux opposants.

Figure 33 : Dynamique de conflictualité du projet de géothermie vaudois

Phase du projet	Niveau de conflictualité
Émergence et consolidation technique du projet	-
Oppositions et freins au projet	+
Poursuite du projet	-
Lancement des travaux	-

Conception graphique : Belinda Ravaz

- Points clés en termes de coordination

Coordination spatiale : le projet rencontre deux oppositions dans le cadre de l'enquête sur les autorisations d'aménagement du territoire. Le choix du site, abritant déjà des forages hydrothermaux facilite l'acceptation du projet, malgré la proximité du Rhône et des enjeux environnementaux du lit fluvial.

Coordination économique : le projet rencontre des difficultés de bouclage de son budget d'investissement pendant plusieurs années. Il bénéficie finalement de près de 19 millions de francs de subventions (soit presque 50 % de son coût d'investissement) et est éligible à la RPC. La valorisation directe de la chaleur ne trouve pas de clients à proximité.

Coordination cognitive : le projet bénéficie d'un environnement d'accueil favorable à la géothermie en raison de l'exploitation historique de la chaleur sur le site. Les subventions publiques de près de 50 % du budget d'investissement sont essentiels pour supporter le risque d'absence d'une ressource suffisante à exploiter, comme c'est le cas dans ce projet.

Prospective : le projet est actuellement suspendu comme d'autres projets de prospection en géothermie profonde vaudois.

3.3.4 Projet de géothermie profonde jurassien

- Présentation succincte du projet

Ce projet de géothermie profonde est situé sur la commune de Haute-Sorne entre les villages jurassiens de Glovelier et Bassecour. Le projet est projeté dans la zone industrielle de Glovelier entre la ligne CFF et la route cantonale. Les parcelles concernées ont été acquises par la société à l'initiative du projet. Le projet nécessite la construction d'un forage de 4,5 km de profondeur pour atteindre les eaux chaudes

souterraines à haute température. Ce projet prévoit ainsi une production d'électricité estimée à 20 GWh pour un coût prévisionnel de 120 millions de francs. S'il est réalisé, il prévoit de fournir de l'électricité pour environ 6 000 ménages.

Le projet est basé sur une exploitation pétrothermale par stimulation hydraulique multi-étapes le long de forages horizontaux. Il se revendique comme un projet-pilote ayant pour objectif le développement et l'optimisation de technologies pouvant être reproduites dans de nombreuses régions suisses, voire à l'international.

Le projet débuté en 2012 est toujours en cours d'élaboration. Il suscite des inquiétudes et une certaine hostilité tant chez certains riverains qu'à l'échelle cantonale, en raison notamment des risques sismiques et de la pollution des eaux associés à la géothermie profonde. Les promoteurs du projet affirment que les risques pourraient être gérés et prévenus, en utilisant des technologies de surveillance appropriées.

- Dynamique du projet

Le projet est organisé en quatre phases.

Phase 1 - Phase d'émergence et de consolidation du projet : le projet géothermique émerge suite à l'échec du projet de Bâle en 2006. L'enjeu pour ses promoteurs est de ne pas perdre les connaissances acquises lors de cette expérience tout en développant une technologie-pilote de production d'électricité à partir de forages à grande profondeur. Après analyse de plusieurs alternatives en Suisse, le projet débute par le choix du site sur la commune de Haute-Sorne en 2012. Dès mars 2013, les développeurs présentent le projet de plan spécial cantonal et mettent en place une consultation publique. En mai de la même année, les autorités cantonales publient les modalités d'autorisation des projets de géothermie profonde dans le plan directeur cantonal. Le plan spécial est mis à l'enquête publique. 62 oppositions sont déposées. En parallèle, une association baptisée *Citoyens responsables Jura* est constituée. Elle dépose une pétition cantonale revêtue de 1 600 signatures demandant un moratoire sur cette activité.

Phase 2 - Soutien politique au projet : entre 2013 et 2015, les études techniques se poursuivent. L'entreprise souscrit une assurance en responsabilité civile avec une couverture de 100 millions de francs. Le Plan spécial cantonal autorisant la réalisation d'une centrale géothermique pilote avec deux forages profonds est autorisé. Cinq voisins recourent contre cette décision devant le tribunal cantonal. Ces recours seront rejetés par la cour cantonale en décembre. Les requérants interjettent appel devant le Tribunal fédéral. En parallèle, la commune de Haute-Sorne, le Canton du Jura et le développeur signent une convention réglant notamment les redevances qui seront payées sur la production d'électricité, le statut de la société exploitante et la mise sur pied d'une commission d'information pour la réalisation du projet. En mai 2015, la société de développement et d'exploitation du projet Géo Energie Jura SA est fondée. En juillet 2016, les opposants lancent une initiative populaire pour une interdiction générale de la géothermie profonde et de moyenne profondeur dans le Canton du Jura. Celle-ci aboutit en juillet 2017. En novembre 2017, suite à un séisme survenu à Pohang, en Corée du Sud, et dont les causes pourraient être liées à la réalisation d'une centrale géothermique, le Gouvernement jurassien demande à Géo Energie Suisse de lui remettre un rapport sur ces événements et ses conséquences pour le projet de Haute-Sorne.

Phase 3 : tensions politiques autour du projet : en 2018, le Tribunal fédéral rejette les recours contre le plan spécial cantonal qui rentre en force. En décembre de la même année, la Cour constitutionnelle cantonale invalide l'initiative populaire. Les initiants renoncent à un recours au Tribunal fédéral. En début 2019, les développeurs remettent au Gouvernement jurassien le rapport relatif au séisme de Pohang (Corée du Sud) et ses implications pour le projet de Haute-Sorne. Le Gouvernement mandate le Service sismologique suisse (SED) pour expertiser ce rapport et donner ses recommandations sur la suite du projet de Haute-Sorne. En septembre 2019, l'Office fédéral de l'énergie apporte son soutien au projet de géothermie en lui octroyant

une contribution à l'exploration d'un montant de 64,1 millions de francs. En octobre 2019, le SED remet son rapport d'expertise au Gouvernement jurassien.

Phase 4 : Recul du gouvernement jurassien et incertitudes : en avril de l'année suivante, le Gouvernement jurassien publie le rapport du SED. Ce rapport confirme la validité des conditions imposées et de la gestion des risques prévue pour le projet de Haute-Sorne et ne mentionne aucune raison de s'opposer au projet. Malgré cela, le Gouvernement annonce sa volonté d'ouvrir une procédure pouvant aboutir à la révocation des autorisations. En juin 2020, l'Office fédéral de l'énergie augmente sa contribution à l'exploration pour le projet à 90 millions de francs. En juin 2022, le Gouvernement jurassien prend une décision de principe positive concernant la poursuite du projet de géothermie profonde de Haute-Sorne sous réserve d'une nouvelle convention avec le développeur portant sur les aspects de gouvernance, de suivi scientifique, de sécurité et d'information du projet.

Figure 34 : Localisation du projet de géothermie jurassien

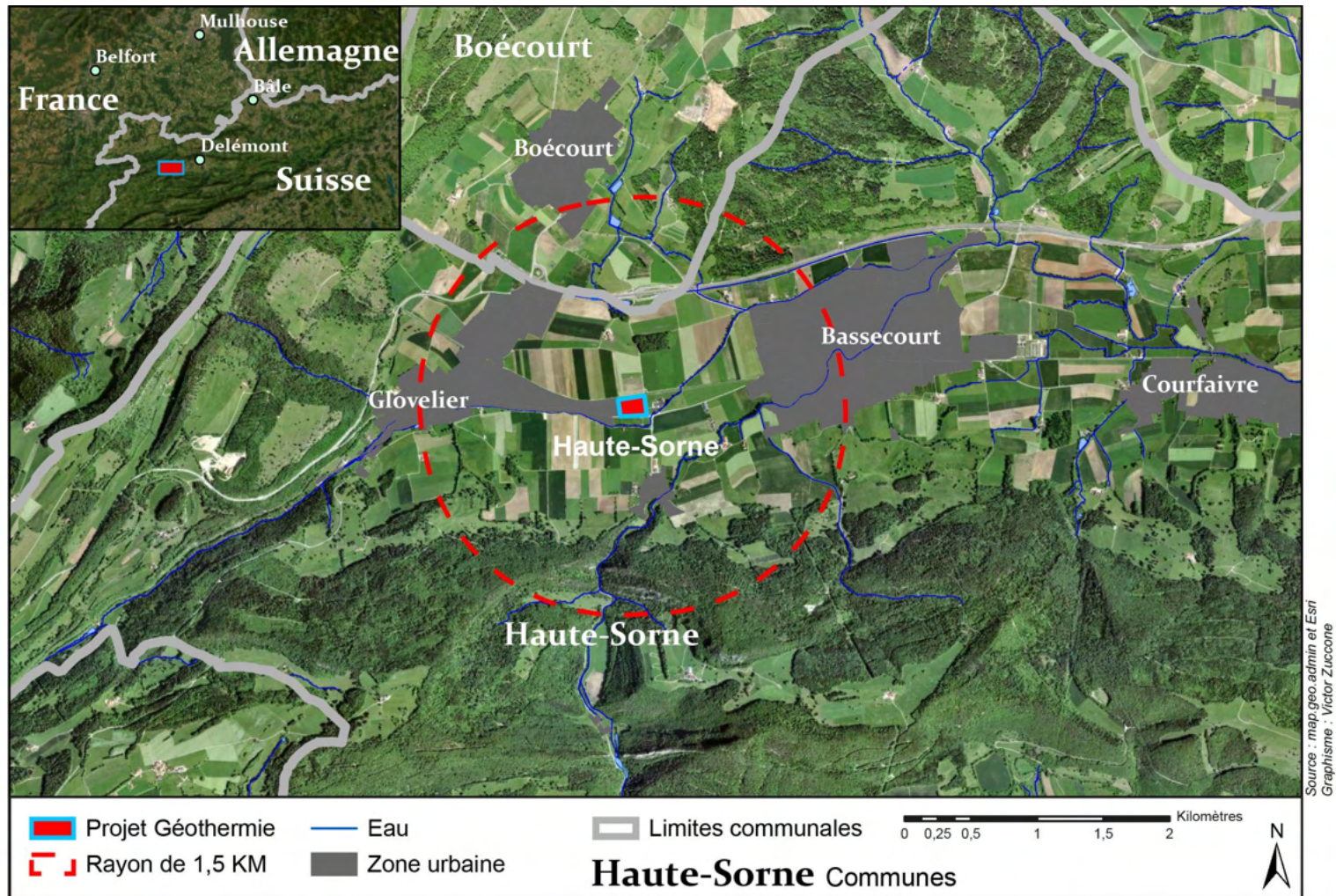
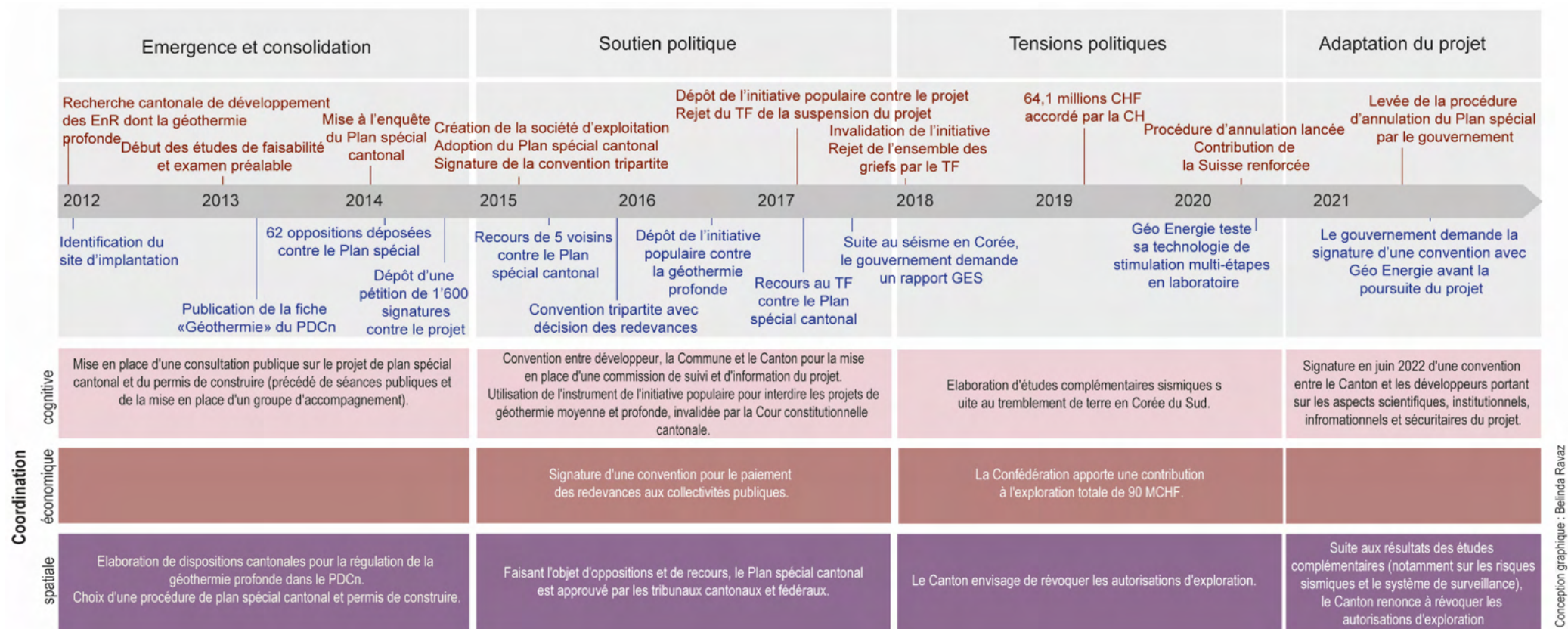


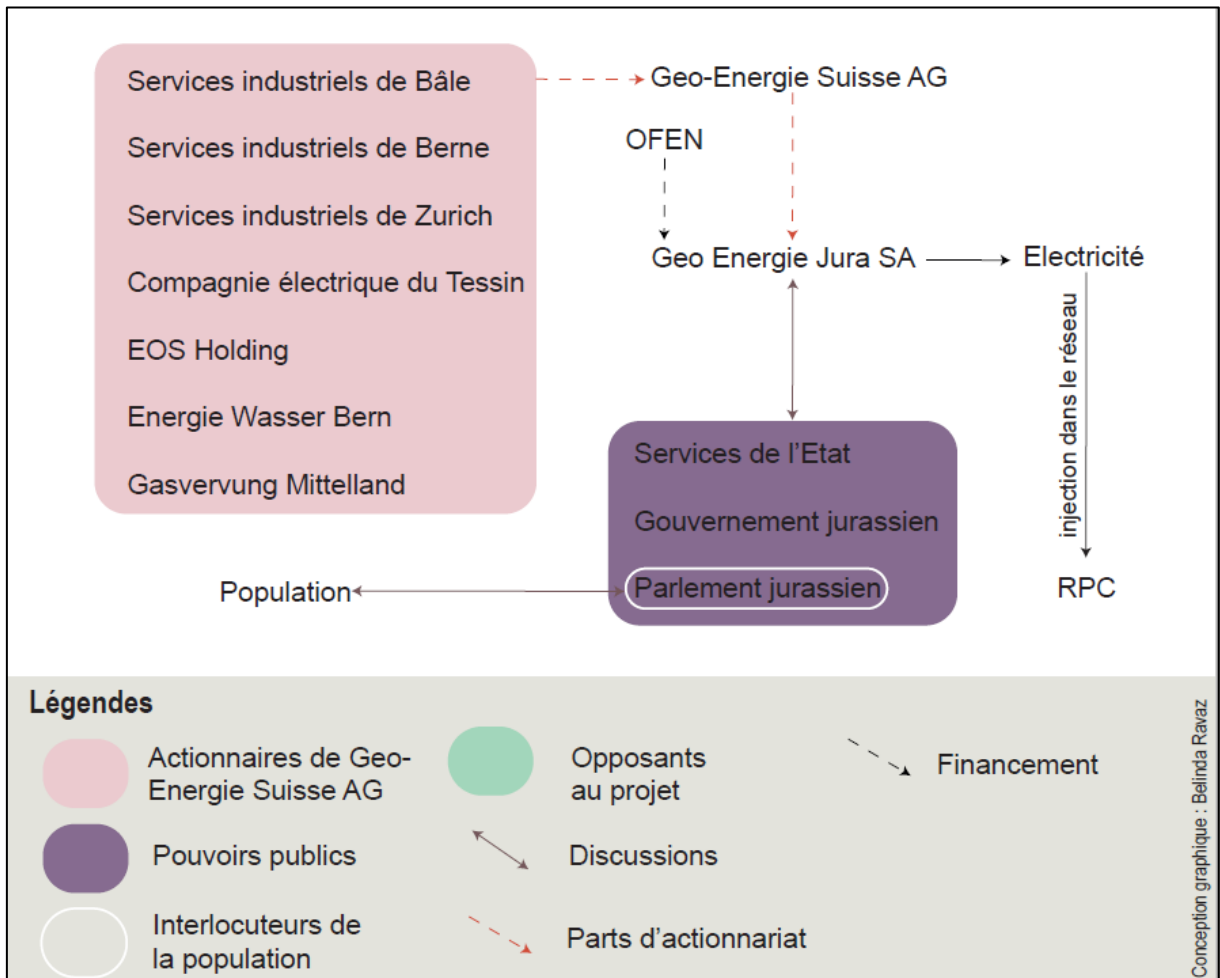
Figure 35 : Trajectoire du projet de géothermie jurassien



Conception graphique : Belinda Ravaz

- Relations entre les acteurs

Figure 36 : Acteurs du projet de géothermie jurassien



Les principaux acteurs du projet sont :

Géo-Énergie Jura SA : société en charge du développement et de l'exploitation de la centrale de géothermie. C'est une filiale de Géo-Energie Suisse, société anonyme constituée des services industriels de Bâle, de Berne et de Zurich ainsi que des fournisseurs d'énergie régionaux de toute de la Suisse.

Citoyens responsables Jura : association d'opposants au projet qui sont également, pour une partie d'entre eux, membres du comité d'initiative populaire.

Commune de Haute-Sorne : commune accueillant le site d'implantation du projet.

Canton du Jura : autorité en charge de la planification du territoire et de délivrance des autorisations de réalisation du projet.

- Évaluation de la dynamique de conflictualité

Pendant la phase d'étude du cas, le projet rencontre une opposition grandissante. Au fur et à mesure que les procédures présentent des angles d'oppositions et de recours, ils sont investis par les opposants de manière systématique. Outre l'usage des instruments juridiques, ces derniers utilisent également tous les instruments de démocratie directe à leur disposition (par exemple le droit d'initiative).

Figure 37 : Dynamique de conflictualité du projet de géothermie jurassien

Phase du projet	Niveau de conflictualité
Émergence et consolidation technique du projet	+
Soutien politique	++
Tensions politiques	++
Adaptation du projet	+

Conception graphique : Belinda Ravaz

- Points clés en termes de coordination

Coordination spatiale : l'outil de plan spécial cantonal, usuellement peu utilisé, cristallise les oppositions au projet. Le choix du site a fait l'objet de peu de débats à l'échelle cantonale : dans les années 2010 en particulier, les analyses des alternatives de localisation du projet ont été réalisées par le développeur à une échelle nationale et en-dehors d'une dynamique de dialogue avec les populations concernées.

Coordination économique : le projet bénéficie de 60 % de subvention à l'exploration octroyée par la Confédération. Le projet prévoit par convention le versement de redevances à la commune.

Coordination cognitive : le projet se revendique comme pilote et novateur d'un point de vue technologique. La technologie utilisée semble peu développée à l'échelle mondiale et rares sont les projets de géothermie profonde qui visent la production d'électricité. Le séisme de 2017 en Corée du Sud a favorisé les comparaisons entre les situations, indépendamment de la pertinence d'un tel syllogisme. Manifestement, les outils de surveillance sismique du projet ont généré une certaine incertitude auprès des autorités cantonales qui ont modifié plusieurs fois leur position sur la délivrance des autorisations.

Prospective : le développeur et ses soutiens ont mis en place plusieurs structures de dialogue et de suivi à partir de 2022. La phase d'exploration se poursuit. Il semble que l'opposition sur le terrain demeure véhémente.

3.4 Cas photovoltaïque

3.4.1 Projet photovoltaïque valaisan

- Description succincte du projet :

Ce projet initié en 2020, et qui est toujours en cours, a l'ambition de s'implanter sur la commune de Gondo-Zwischbergen (VS), à l'endroit dit « Alpjerung », sur des surfaces alpestres entre 2000 et 2200 mètres d'altitude. Le site est un plateau d'altitude et n'est pas visible depuis des lieux d'habitation pérenne. Ce périmètre a été utilisé à des fins agricoles et alpestres jusqu'en 1966, mais la surface n'est actuellement plus exploitée. D'un point de vue patrimonial, le site comporte un chemin de randonnée inscrit à l'inventaire fédéral des voies de communication historiques de la Suisse (IVS).

La puissance installée prévue est de 13 MW. Le parc pourrait ainsi délivrer une production annuelle de 23,3 GWh. 55% de la production aurait lieu en hiver, une saison pendant laquelle la Suisse doit importer du courant. La surface utilisée pour ce parc solaire est de 12,5 hectares, pour une emprise effective au sol de 10 hectares. En mai 2023, le projet prévoyait ainsi 3000 modules solaires portant chacun 6 panneaux PV, ramenant le total à environ 20 000 panneaux. Toutefois la dimension et les aspects techniques peuvent encore évoluer. Actuellement le projet est en phase de procédure d'autorisation.

Figure 38 : Localisation du projet PV valaisan

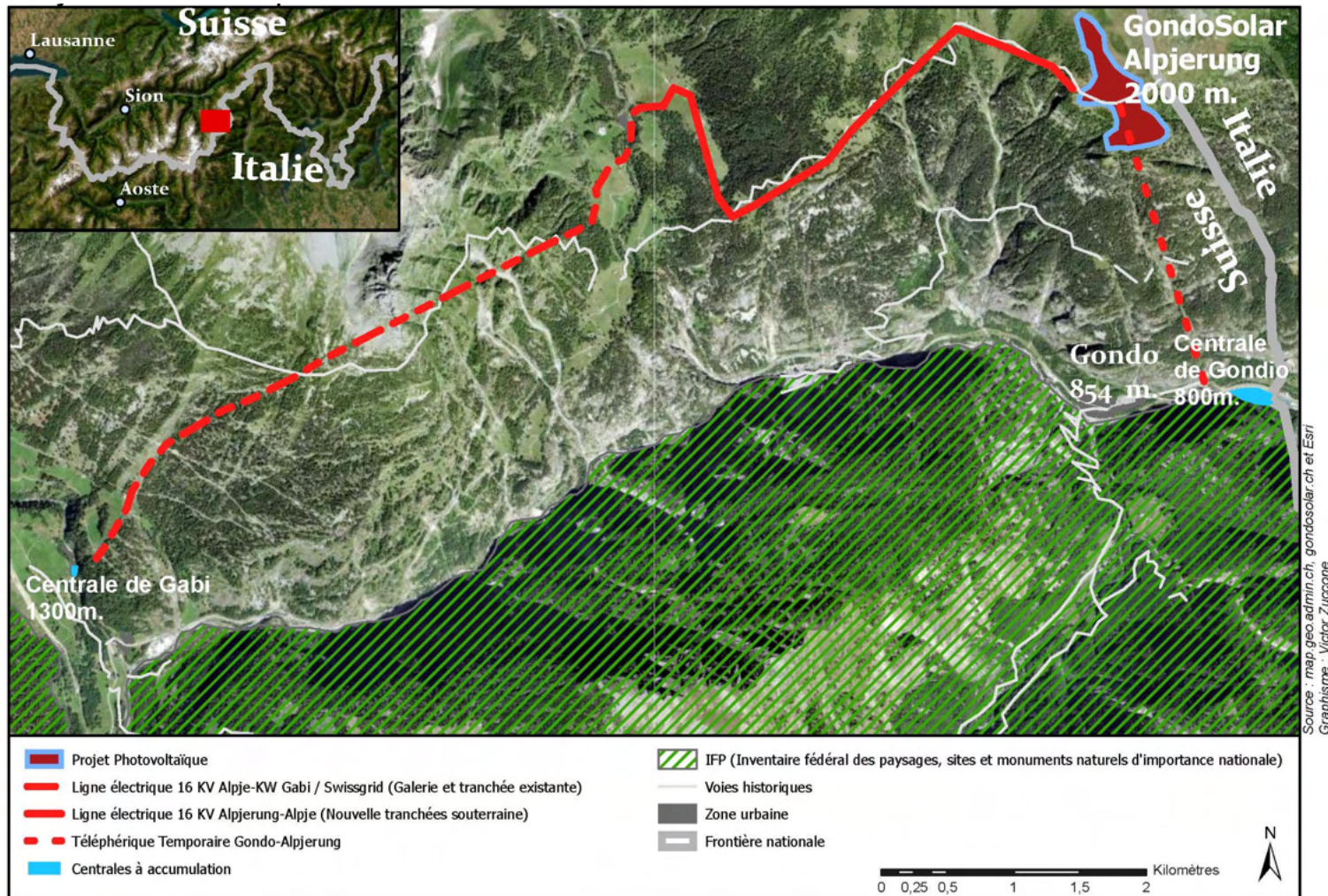
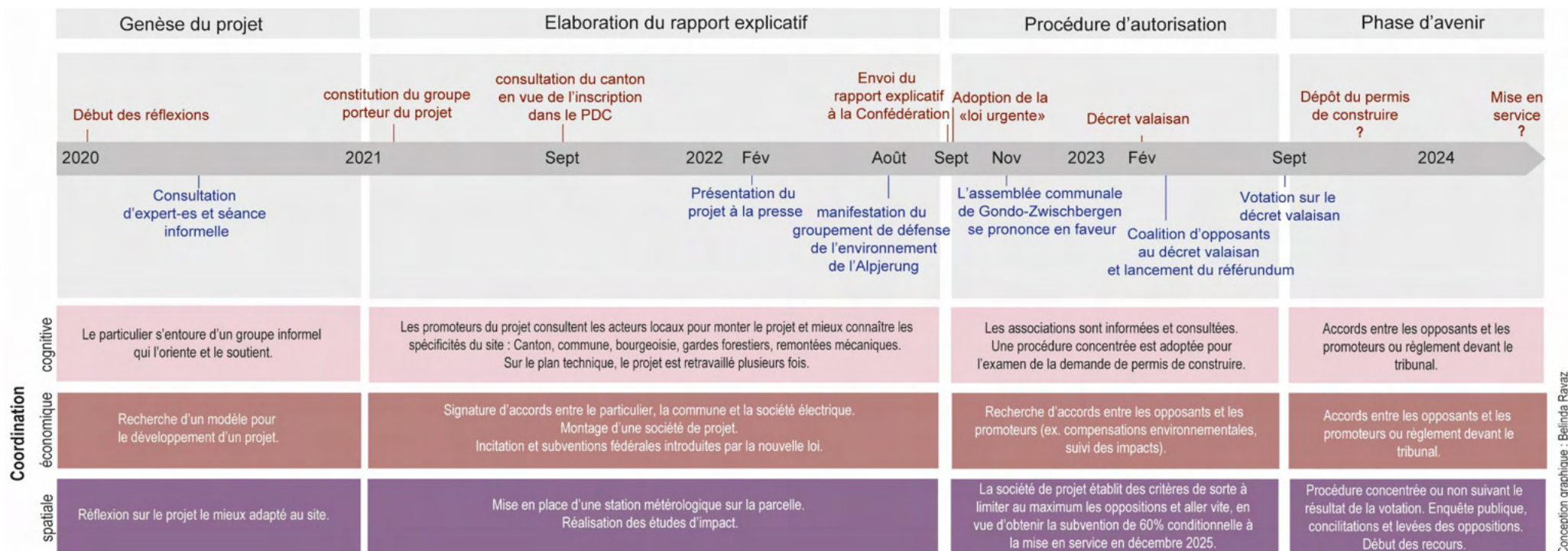


Figure 39 : Trajectoire du projet PV valaisan



Conception graphique : Belinda Ravaz

- Dynamique du projet :

Nous découpons le projet en 4 phases principales.

Phase 1 - Genèse du projet : à l'initiative de ce projet se trouve un particulier propriétaire d'une parcelle de terrain constituant l'ancien alpage de Gondo. Ce particulier a eu l'idée de développer un projet d'énergie renouvelable sur son terrain, bien avant la loi urgente du 30 septembre 2022. Actuellement à la retraite, il a exercé toute sa vie en tant qu'enseignant. Durant la phase de genèse du projet, ce particulier a imaginé différents projets possibles pour exploiter sa propriété foncière. Il avait notamment au départ l'idée de produire de l'énergie éolienne sur le site, du fait de ses avantages en termes d'exposition, de raccordement au réseau existant et de l'absence de statut de protection. Durant cette phase d'interrogation, ce particulier a mobilisé son capital social, un certain nombre d'acteurs de son entourage travaillant dans le secteur de la production et distribution d'électricité ou étant engagés politiquement. En consultant un certain nombre d'acteurs-ressources (politiciens locaux et nationaux, ingénieurs, chercheurs, etc.), le particulier a constitué d'abord un réseau informel dès 2020, sur lequel il s'est appuyé pour entrer en contact avec l'entreprise électrique, la presse, et les autorités publiques. Au niveau de la coordination cognitive, l'influence de ce capital social semble avoir été déterminante pour le passage d'une simple idée, portée par un individu, à l'élaboration d'un projet d'énergie solaire de grande ampleur, porté par des acteurs industriels. Concernant la coordination économique, il semble que la première séance informelle initiée par le particulier ait été décisive, car en réunissant une partie des acteurs-ressources, elle a permis par la suite de contacter la commune et la société électrique locale (l'entreprise Energie Électrique du Simplon (EES) fondée pour le barrage du Simplon, puis Alpiq, l'actionnaire majoritaire de EES).

Phase 2 - Élaboration du rapport explicatif : le projet a officiellement démarré en 2021 avec la formation du groupe de promoteurs constitué du particulier-propriétaire, de la commune, et de l'énergéticien. Sur la plan de la coordination cognitive, plusieurs acteurs locaux ont été consultés afin de réaliser les études nécessaires à l'élaboration des plans et la mise au point d'une organisation fonctionnelle. Cette phase a également été l'occasion de mieux appréhender les impacts environnementaux du projet. En septembre 2021, les promoteurs ont rencontré le Service de l'énergie et des forces hydrauliques et le Service du développement territorial du Valais, afin de discuter de l'inscription du projet dans le Plan directeur cantonal (PDCn), ce qui nécessite un changement de zone. Il s'agissait d'une modification de l'affectation des parcelles passant de « zone agricole de priorité 2 » à « zone réservée à un seul projet » selon l'article 16a LATC. Le projet a été présenté à la presse dès le début 2022. Il a également été présenté trois fois à l'assemblée communale de Gondo-Zwischbergen, où il a reçu un accueil favorable. Au niveau des associations et des ONG environnementales, il a en revanche reçu un accueil mitigé. Cette même période est aussi caractérisée par la mise en place, au niveau spatial, d'une station météorologique pour approfondir les études de faisabilité.

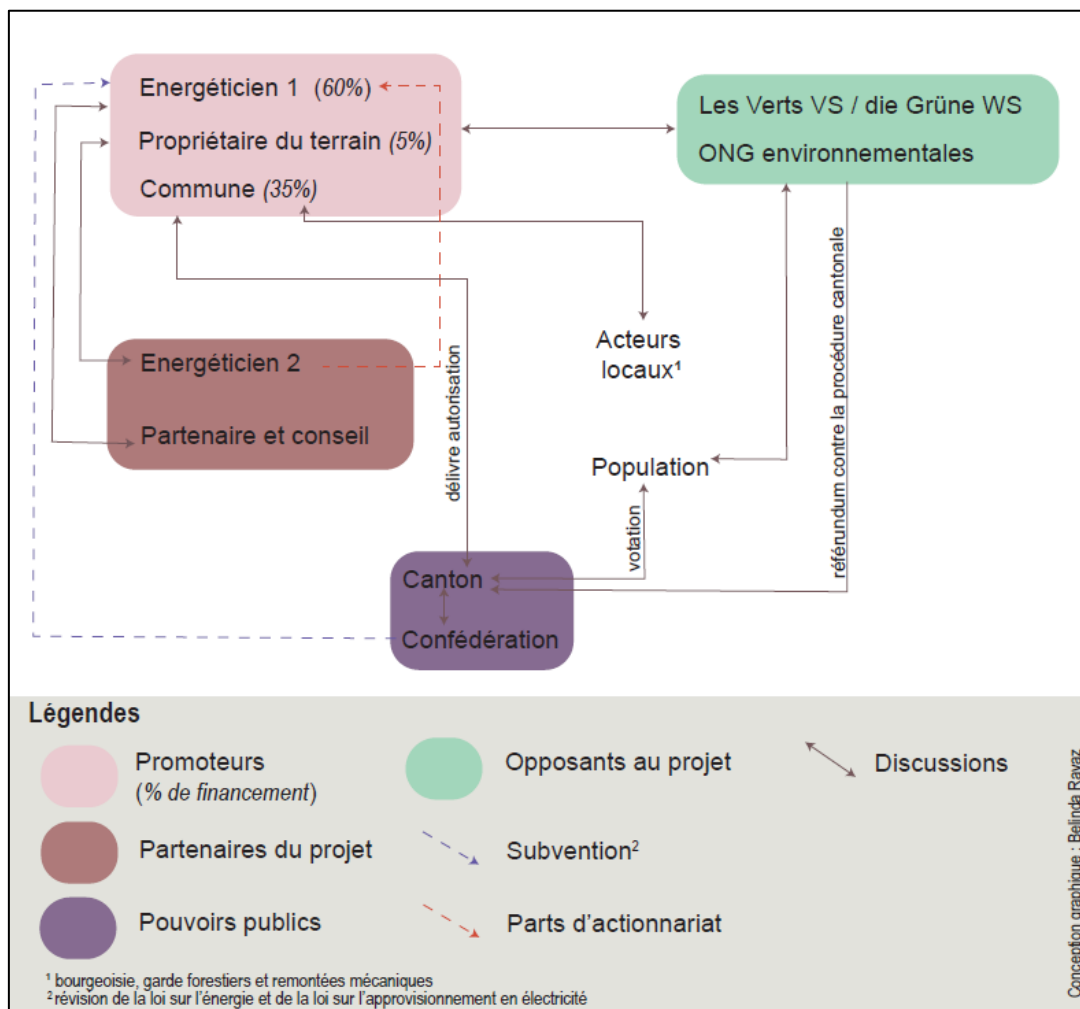
Phase 3 - Procédure d'autorisation : dans un premier temps, les promoteurs ont déposé auprès de la commune le rapport explicatif avec l'étude d'impact sur l'environnement qui est nécessaire au changement de zonage et à l'inscription dans le plan directeur cantonal. Cependant, à peu près au même moment, la loi urgente (Art. 71a de la Loi fédérale sur l'Energie - LEne) a été votée et mise en vigueur. Ainsi il n'y avait plus nécessité d'inscrire les projets solaires alpins dans les plans directeurs cantonaux. La modification du Plan directeur cantonal a en conséquence été suspendue. À la suite de la modification de la LEne, le Canton du Valais a adopté le décret RS 730.200 concernant la procédure d'autorisation des grandes installations photovoltaïques alpines, avec comme objectif d'accélérer la procédure d'autorisation, notamment en gagnant une instance de recours,

car la première instance de recours est directement le Tribunal cantonal (et non plus le Conseil d'État valaisan). Le décret a eu comme conséquence d'alimenter le débat sur l'intérêt ou non des grandes installations PV alpines (en Valais), alors qu'il s'agissait initialement de régler des questions de procédure et d'instance décisionnelle. Ainsi, le jour de l'acceptation du décret par le Grand Conseil valaisan, les Vert·e·s Valais et Pro Natura avec sept autres organisations ont annoncé le lancement d'un référendum. Le référendum ayant abouti le 10 mai (3 mois depuis la décision du Parlement), la population valaisanne a été appelée à voter le 10 septembre 2023.

Phase 4 - Avenir du projet : le décret cantonal a finalement été refusé par 53,9 % des votants valaisans. Actuellement, le projet est en cours d'instruction auprès des autorités cantonales.

- Relations entre les acteurs

Figure 40 : Acteurs du projet PV valaisan



Les principaux acteurs du projet sont :

Les promoteurs : se composent du particulier, initiateur et propriétaire de la parcelle, de la commune de Gondo-Zwischbergen et de l'énergéticien 1. L'actionnariat est réparti entre ces acteurs à hauteur de 5%, 35% et 60% comme indiqué sur le schéma.

Les partenaires du projet : l'énergéticien 2 principal actionnaire de l'énergéticien 1, le chercheur de la ZHAW, différents autres chercheurs et des politiciens valaisans, ainsi que plusieurs entreprises régionales.

Les acteurs opposés au projet : les Verts·e·s Valais/Grüne Wallis, des organisations de défense de la nature (Pro Natura, Moutain Wilderness, Fondation Franz Weber, WWF Valais) et des organisations de protection du paysage (Fondation suisse pour la protection et l'aménagement du paysage).

Les autorités de régulation et de subventionnement : le Canton du Valais (avec le Service de l'énergie et des forces hydrauliques, le Département des finances et de l'énergie, le Service de l'aménagement du territoire ainsi que le Conseil d'État) et la Confédération.

- Évaluation de la dynamique de conflictualité

Les arguments en faveur et défaveur qui peuvent mener à des conflits entre les différentes parties prenantes ont principalement été avancés durant les phases 2 et 3 du projet, après que celui-ci eut été rendu public. En premier lieu, les ONG environnementales reprochent aux promoteurs de ne les avoir contactées et informées que tardivement durant la phase 2 *Élaboration du rapport explicatif*. Les ONG relèvent néanmoins qu'en phase 3 *Procédure d'autorisation*, elles ont été régulièrement informées par les promoteurs. En second lieu, concernant le contenu des échanges, les opposants regrettent de ne pas avoir eu la possibilité de réfléchir avec les promoteurs aux emplacements qui feraient le plus de sens tant au niveau de la biodiversité que de l'énergie. En troisième lieu, les opposants questionnent les coûts de construction et d'entretien du parc, et ainsi la logique économique du projet. Un objet de critique sont les frais de raccordement élevés découlant du raccordement du parc solaire au réseau électrique. En quatrième lieu, les opposants mettent en avant que la course à la production énergétique tend à occulter que des mesures d'économie d'énergie et de sobriété énergétique sont possibles, importantes et devraient être mises en place en priorité. De manière générale, les acteurs qui ont plutôt tendance à s'opposer au projet reconnaissent que le PV en montagne est avantageux pour la production d'électricité en hiver. Toutefois, ils sont d'avis qu'il faudrait développer ce solaire en priorité sur des sites qui abritent déjà des infrastructures, et non sur des surfaces libres ou non construites qui représentent pour eux une valeur paysagère et écologique à sauvegarder.

Figure 41 : Dynamique de conflictualité du projet PV valaisan

Phase du projet	Niveau de conflictualité
Genèse du projet	-
Elaboration du rapport explicatif	++
Procédure d'autorisation	++ à +++
Phase d'avenir	??

Conception graphique : Belinda Ravaz

- Points clés en termes de coordination

Coordination spatiale : les principaux points clés identifiés sont, durant la phase 1 *Genèse du projet*, les réflexions initiées quant à la mise en place de production d'énergies renouvelables sur la parcelle ; puis, durant la phase 2 *Élaboration du rapport explicatif*, la réalisation d'études d'impact et l'installation d'une station météorologique dans le but d'analyser les conditions du

site. Finalement, durant la phase 3 *Procédure d'autorisation*, ce sont les critères établis dans le décret cantonal rejetée en votation visant à limiter les oppositions et accélérer la procédure d'autorisation.

Coordination cognitive : durant la phase 1 *Genèse du projet*, le particulier-propriétaire a la possibilité de s'entourer d'un groupe informel qui l'oriente et le soutient dans sa démarche. Lors de la phase 2 *Élaboration du rapport explicatif*, le groupe de promoteurs rencontre les différents acteurs locaux afin de mieux appréhender le site et de définir un projet réalisable. Dans la phase 3 *Procédure d'autorisation*, les ONG environnementales sont régulièrement informées et consultées, et une procédure concentrée est adoptée pour la demande du permis de construire.

Coordination cognitive : durant la première phase, le particulier accompagné du groupe informel recherche un modèle de développement du projet. La deuxième phase est marquée par la création de la société impliquant le particulier, la commune et l'énergéticien 1, ainsi que la mise en place des incitations et subventions fédérales introduites par la nouvelle loi. Au cours de la troisième phase, les discussions entre les ONG environnementales et le groupe de promoteurs portent sur la recherche d'un accord portant sur les compensations environnementales à réaliser.

Prospective : le refus du décret RS 730.200 concernant la procédure d'autorisation des grandes installations photovoltaïques alpines par la population valaisanne le 10 septembre 2023 a pour effet de stopper l'accélération de cette procédure. L'autorisation se déroulera donc selon la procédure usuelle avec trois instances de recours possibles. Les délais d'autorisation pourraient donc être passablement rallongés suivant les oppositions qui seront déposées, de telle sorte que le parc pourrait ne pas être construit avant la date limite permettant d'obtenir la subvention de la Confédération (soit décembre 2025). Tout dépendra donc de la volonté des acteurs en présence de trouver des accords, et de celle des promoteurs de maintenir ou non un projet qui a priori, selon tous les acteurs auditionnés, ne peut être rentable sans la subvention fédérale de 60%.

3.4.2 Projet photovoltaïque bernois

- Description succincte du projet :

Ce projet est localisé sur la commune de Belp (BE) sur le périmètre de l'aéroport de Berne-Belp. Il est prévu d'installer 63'174 éléments solaires sur une surface de 25 ha. La production d'électricité annuelle visée est de 35 GWh, soit l'approvisionnement d'environ 15'000 foyers, dont 10 GWh en hiver (approvisionnement d'environ 7'000 foyers). Le montant d'investissement prévu s'élève à environ 30 millions de CHF. L'exploitation est prévue de 2026 à 2050.

Après de premiers échanges avec les autorités administratives fédérales, cantonales et communales et une information de la population, le projet est actuellement au stade de l'examen préalable par le Canton. La procédure utilisée est la procédure usuelle selon la loi cantonale bernoise sur les constructions (Loi sur les constructions (LC), RSB 721.0), sans aucune facilitation légale.

L'installation PV sera construite sur le terrain clôturé de l'aéroport, dans le périmètre des actuelles pistes en herbe. Le terrain appartient à la ville de Berne, l'aéroport possède un droit de superficie exclusif et direct jusqu'en 2077. Cela signifie qu'avec l'accord du propriétaire, l'aéroport est libre d'utiliser le sol comme il le souhaite. Cette zone ne comporte aucune surface d'assolement et ne permet aucune autre utilisation pour des raisons de planification et de droit aéronautique. Elle est utilisée jusqu'à présent pour la production de fourrage (baux avec deux fermiers). Avec l'installation du parc solaire, l'usage agricole deviendrait la pâture de mouton ou la culture de baies, car la production sera rendue difficile. L'emplacement se trouve à proximité d'un centre urbain et d'un point d'injection du courant, il n'y aura ainsi pas besoin de construire une nouvelle ligne aérienne. Cet emplacement n'a pas fait l'objet de discussion, il a été défini par l'aéroport en tenant compte des contraintes existantes sur le site.

L'impulsion au projet vient du fait que l'aéroport traverse depuis quelques années des difficultés financières et cherchait un moyen de se diversifier et se relancer. Ainsi, est venue l'idée de la production

d'énergie renouvelable qui s'inscrit dans une démarche de durabilité. Il s'agit d'un projet pilote pensé pour un triple usage (aéroport, énergie, agriculture).

Figure 42 : Localisation du projet PV bernois

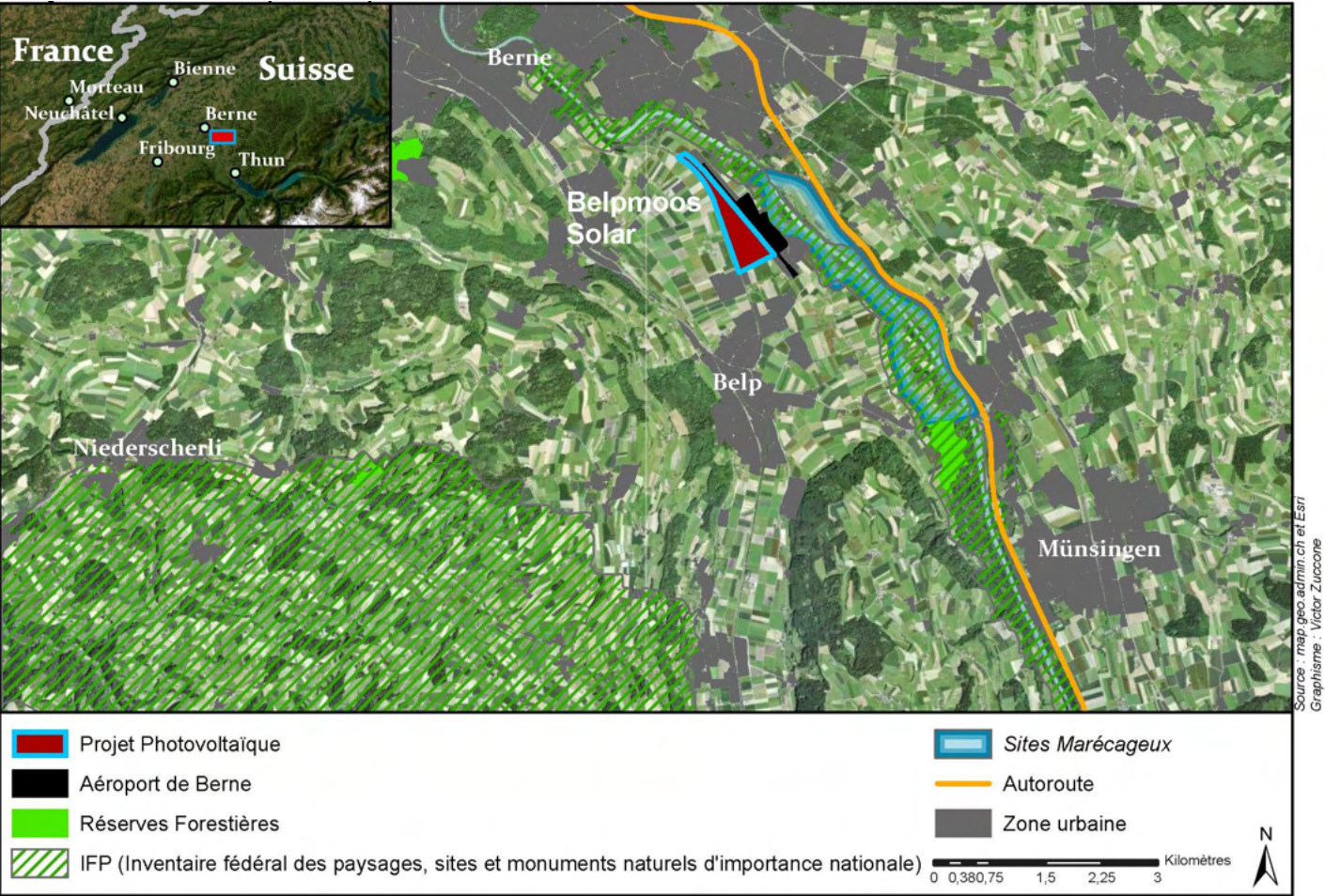
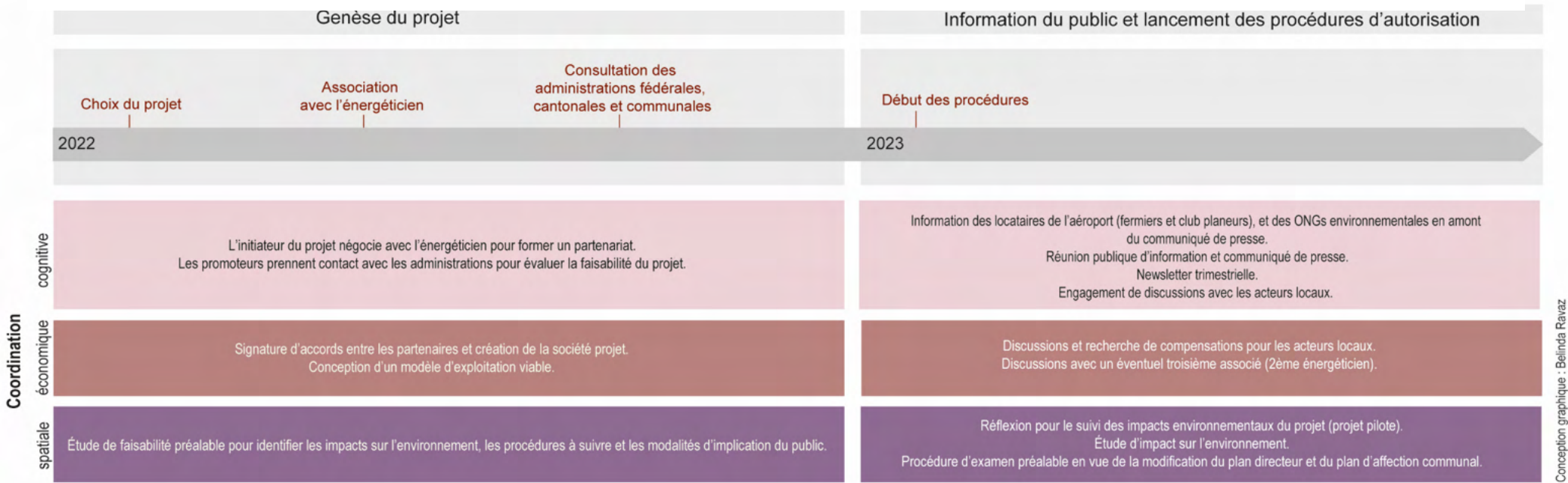


Figure 43 : Trajectoire du projet PV bernois



- Dynamique du projet :

Le projet peut être séquencé en 2 phases principales.

Phase 1 - Genèse du projet et prospection sur sa faisabilité de façon confidentielle : le projet a débuté en 2022. L'idée était de mettre en place un nouveau projet alternatif diversifiant les activités de l'aéroport pour que celui-ci puisse faire face aux difficultés financières qu'il traverse. L'initiateur du projet est pour l'essentiel le directeur actuel de l'aéroport Berne-Belp. La production d'énergie solaire s'inscrit dans la stratégie de durabilité de l'aéroport qui prévoit d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2035. La première mesure de cette stratégie a été la création d'une installation photovoltaïque sur le toit du bâtiment. De là est née l'idée d'utiliser 1/3 du périmètre pour l'exploitation de l'électricité solaire. L'aéroport a alors proposé à une entreprise professionnelle dans la production et l'approvisionnement en électricité (énergéticien 1) de s'associer avec lui pour réaliser ce projet énergétique d'envergure en partenariat. Les administrations fédérales, cantonales et communales ont ensuite été consultées pour estimer la faisabilité ou non du projet, du point de vue du cadre institutionnel et de l'acceptabilité politique, avant de lancer les démarches officielles. L'aéroport est en effet soumis au Plan sectoriel des transports, partie infrastructure aéronautique (PSIA). Il se situe donc dans un périmètre où la Confédération est souveraine. L'Office fédéral de l'aviation civile (OFAC) a donc été la première administration consultée, pour s'assurer que, du point de vue du droit aérien, il était possible de réaliser un parc solaire le long/parallèlement à une piste. La deuxième instance consultée a été le Canton, qui est par ailleurs actionnaire minoritaire de l'aéroport et actionnaire principal de la société énergétique. L'Office fédéral de l'énergie a ensuite été informé du projet, suivi du propriétaire du terrain, la ville de Bern et de la commune de Belp. Toutes les instances consultées ont apporté leur soutien au projet. Une société anonyme a donc été créée pour le projet BelpmoosSolar SA, détenue à 49% par l'aéroport et 51% par l'énergéticien. Cette société est responsable de la planification, de la réalisation et de l'exploitation du parc solaire. L'électricité produite ne servira pas à la consommation propre de l'aéroport. Les panneaux solaires sur les toits de l'aéroport couvrent déjà 50% des besoins, les 50% restant seront couverts par l'extension de ces panneaux sur le reste de la toiture. Il est prévu que l'électricité produite par le parc solaire au sol soit entièrement injectée dans le réseau. L'électricité sera mise en adjudication par le biais de lots pour des périodes de 10 à 15 ans à définir, via un Power Purchase Agreement (PPA).

Phase 2 - Information du public et lancement des procédures d'autorisation : une implication des autres acteurs locaux et du public a été mise en place le plus tôt possible (conformément à la loi cantonale sur les constructions). Les promoteurs ont prêté une attention particulière à ce dernier point. Ainsi les deux fermiers qui exploitent actuellement la surface ont été informés du projet deux semaines avant sa communication officielle aux médias. Leurs baux arrivent à termes en 2026. L'un ne sera pas renouvelé car le fermier produit actuellement du foin pour chevaux, du blé et des betteraves et ne souhaite pas changer. Pour ce dernier une surface de compensation a été proposée. Le second fermier possède déjà un élevage de moutons, et pourrait être intéressé par poursuivre son activité. L'aéroport loue également une partie du terrain à un club de planeurs (Segelflug Klub Bern) et les a informés qu'il entendait résilier ce contrat en mars 2024, une telle activité n'étant plus compatible avec le parc solaire. A l'avenir, le vol à voile pourra toutefois encore avoir lieu sur la piste principale, mais pas dans la même mesure que sur la piste en herbe, car cela bloquerait trop longtemps la piste principale. Les associations environnementales ont également été informées par écrit en amont de la presse.

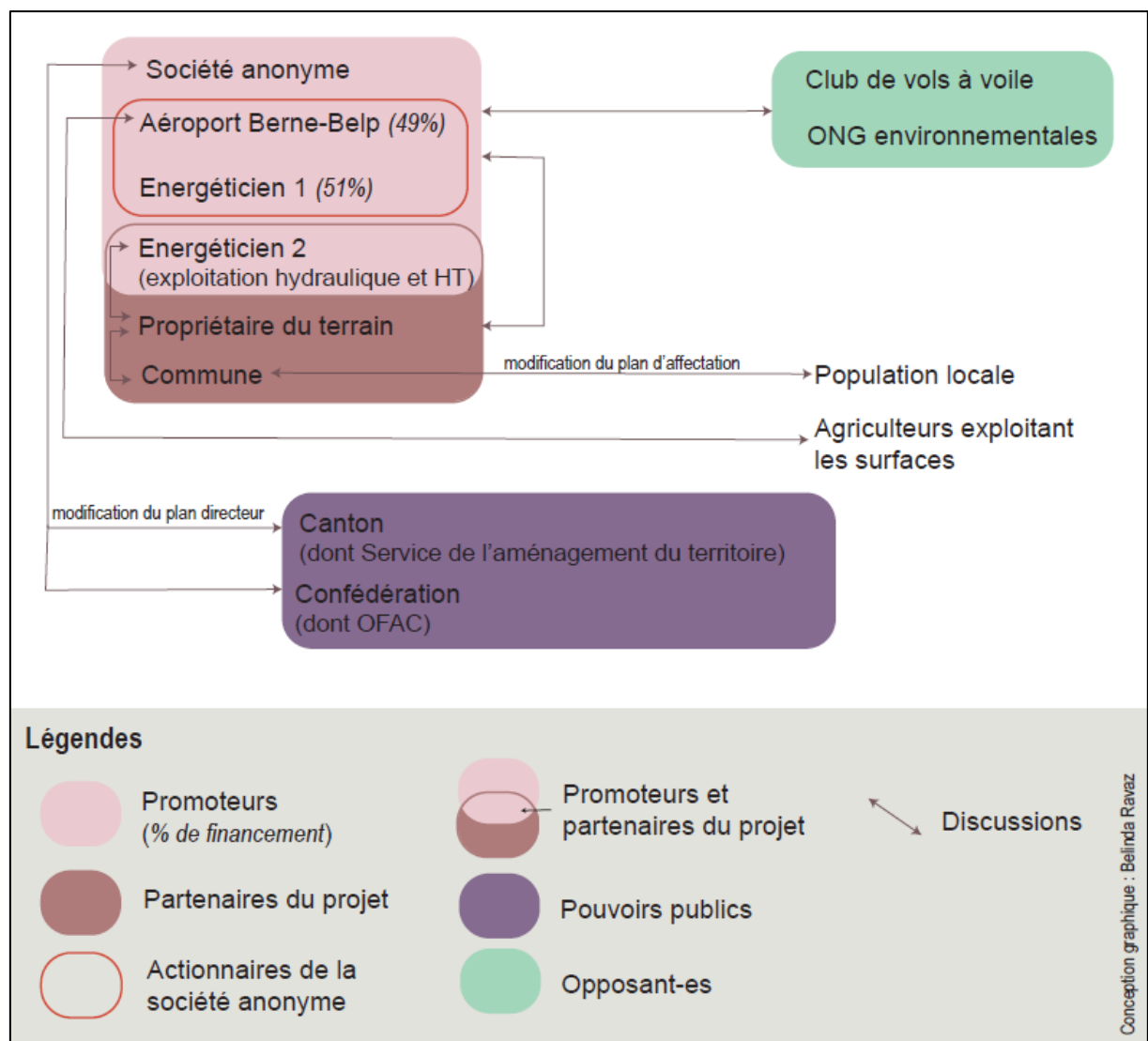
Le 13 janvier 2023, le projet a été présenté au public lors d'une réunion d'information publique et un communiqué à la presse a été publié. Les promoteurs ont également mis à disposition du public un site internet et une newsletter trimestrielle à laquelle toute personne peut s'abonner pour suivre régulièrement l'avancée du projet. Des réunions sont aussi régulièrement organisées avec les communes. Certains acteurs se sont exprimés contre le projet, il s'agit notamment du club de planeurs. Certaines associations ont également émis

des réserves car le terrain se compose de prairies sèches utiles pour la biodiversité. Il est souhaité que le projet soit pensé comme un projet pilote avec un suivi régulier des impacts environnementaux. D'éventuelles compensations environnementales sont aussi en cours d'examen. L'autorisation du parc solaire nécessite une adaptation du plan directeur cantonal, suivie d'une planification d'affectation communale avec modification du règlement communal.

Dans la perspective de l'examen préalable du projet par le Canton, les promoteurs ont réalisé une étude de faisabilité portant notamment sur l'impact sur l'environnement et les modèles d'installation des panneaux avec différentes variantes, le modèle d'exploitation de sorte à être viable et les modalités d'implication du public. A la date des interviews, les procédures étaient en cours. Les promoteurs sont par ailleurs également en pourparlers avec un deuxième énergéticien, qui pourrait devenir le troisième actionnaire de la société BelpmoosSolar SA.

- Relations entre les acteurs

Figure 44 : Acteurs du projet PV bernois



Les principaux acteurs du projet, à ce stade de la procédure sont :

Société Belpmossolar SA : détenue à 51% par un énergéticien et à 49% par l'aéroport international de Berne-Belp qui possède un droit d'exploitation exclusif et direct du terrain d'implantation du parc solaire.

Commune de Belp : commune de localisation du projet, membre du conseil d'administration de l'aéroport.

Commune de Berne : commune propriétaire du terrain, membre du conseil d'administration de l'aéroport.

Canton de Berne : membre du conseil d'administration de l'aéroport, actionnaire majoritaire de l'énergéticien impliqué et autorité en charge de la délivrance des autorisations.

Deux fermiers exploitants : disposent de baux d'exploitation sur la surface enherbée.

Club de planeurs ou vol à voile (Segelklub Bern) : loue une partie de la surface enherbée.

- Évaluation de la dynamique de conflictualité

A la date des interviews, hormis le club de planeurs qui s'oppose au projet étant donné les conséquences pour son activité, les acteurs locaux et les associations ont dans l'ensemble plutôt bien accueilli le projet. Quelques préoccupations ont été exprimées concernant les impacts sur l'environnement. Une association en particulier s'inquiète des impacts sur la biodiversité dans les prairies sèches longeant la piste. Le souhait d'un suivi régulier a été exprimé et pris en considération.

Figure 45 : Dynamique de conflictualité du projet PV bernois

Phase du projet	Niveau de conflictualité
Genèse du projet	-
Information du public et lancement des procédures d'autorisation	+

Conception graphique : Belinda Ravaz

- Points clés en termes de coordination

Coordination spatiale : les procédures de planification usuelles sont appliquées.

Coordination cognitive : les administrations fédérales, cantonales et communales ont été consultées sur l'intention du projet et sur sa faisabilité en amont de son lancement. Les acteurs locaux (locataires du terrain et ONGs environnementales) ont été informés avant le grand public. Le public a été informé en amont du début des procédures d'autorisation de construire. Des échanges réguliers ont été mis en place.

Coordination cognitive : le projet a été conçu de façon à être viable économiquement et à assurer la survie et pérennité de l'aéroport sans subvention publique.

Prospective : le projet est relativement bien accueilli par le public. Il reste à voir comment se poursuivra la phase d'avenir avec la suite des procédures d'autorisation et quelles seront les commentaires lors de la consultation publique du plan directeur et les oppositions et recours éventuels suite à l'enquête publique sur la modification du plan d'affectation. La dimension pilote du projet est intéressante pour la recherche et le futur des parcs solaires non alpins au sol.

3.4.3 Projet photovoltaïque provençal

- Description succincte du projet :

L'objectif initial du projet baptisé Hygreen est de produire 43 000 tonnes d'hydrogène dit vert en 2029. Pour ce faire, 1'000 hectares de panneaux PV au sol sont prévus dont 50 % servira à alimenter un hydrolyseur de 400 MW pour produire l'hydrogène et 50 % de la production électrique serait injectée dans le réseau RTE.

Le projet se déploie dans le département français des Alpes de Haute Provence, sur le territoire de la communauté d'agglomération Durance Luberon Verdon (DLVA). Cette communauté regroupe 23 communes et 63 000 habitants de parts de d'autre de la vallée de la Durance. Ce territoire est positionné en articulation entre la métropole d'Aix Marseille et ses presque deux millions d'habitants et des territoires alpins encore ruraux.

Ce territoire très touristique est structuré par la Vallée de la Durance, axe de circulation important, séparant le Luberon du Verdon. Le paysage concerné par ces installations PV est essentiellement composé de garigue et d'espaces agricoles très extensifs, souvent délaissés en-dehors de la Vallée de la Durance (région arboricole et de maraichage intensif) et de la culture de la lavande. De nombreux villages historiques à forte valeur patrimoniale égrainent la région.

Le territoire est très marqué par la production énergétique : 15 barrages hydroélectriques sur le Canal de Durance, installations du centre de recherche du Commissariat à l'énergie atomique, projet de recherche international Iter sur la fusion nucléaire, cavités salines de Manosque qui accueillent le tiers des réserves stratégiques d'hydrocarbure françaises gérées notamment par la société Géométhane et connecté au réseau de gaz de la vallée de Rhône et à la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer.

En matière de photovoltaïque, ce territoire a été marqué par certaines expériences au début des années 2000 qui ont données à voir aux élus locaux la nécessité de mieux réguler le jeu des investisseurs. Du fait de son important niveau d'ensoleillement annuel (2 700 heures par an), le territoire connaît une pression de développement de l'énergie solaire importante depuis plus d'une dizaine d'années. Ainsi il est déjà équipé de 8 centrales photovoltaïques au sol, pour un total de 127 MWc de puissance installée, principalement situées sur des espaces naturels et agricoles. Les espaces artificialisés ont également peu à peu été équipés de panneaux ou d'ombrières et contribuent à la production d'énergie solaire pour un total de 5 MWc.

Figure 46 : Localisation du projet PV provençal

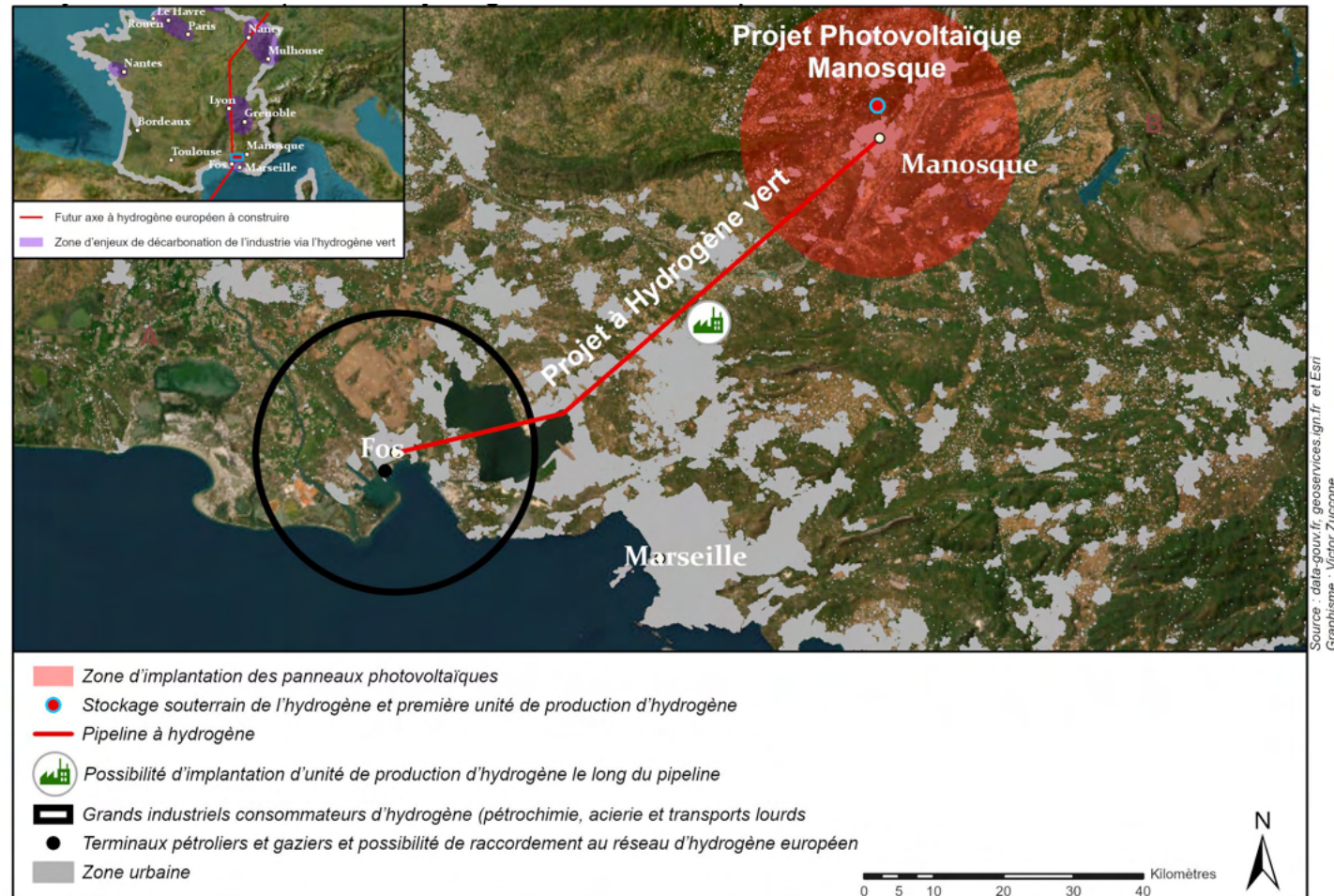
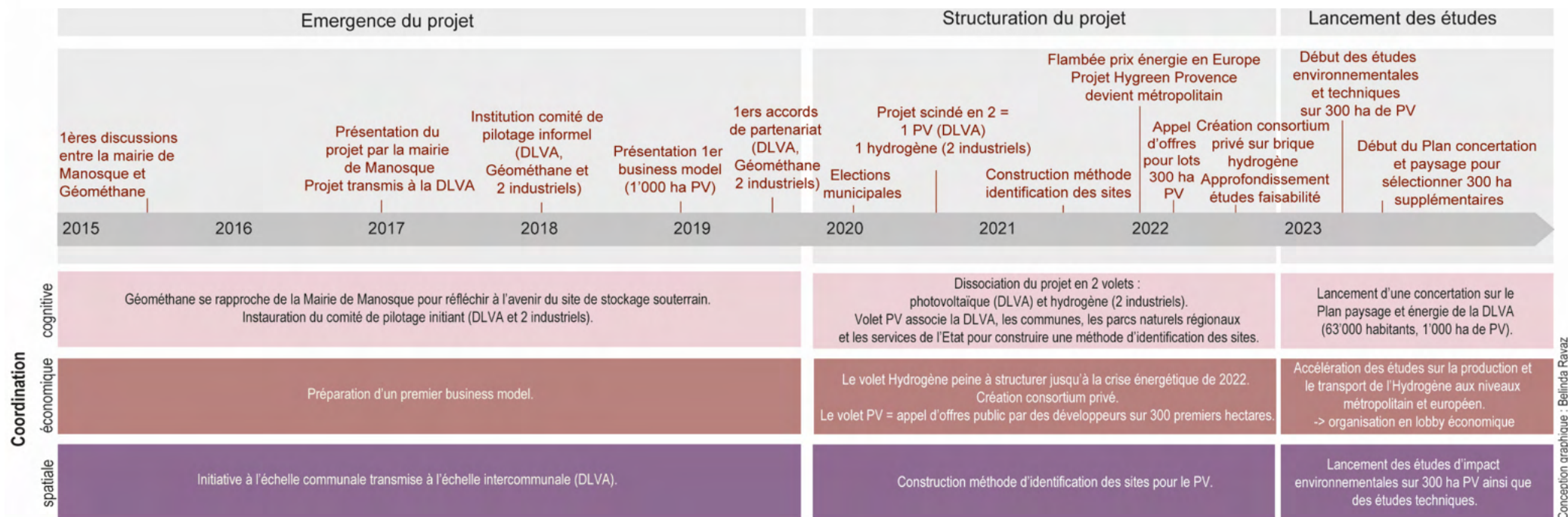


Figure 47 : Trajectoire du projet PV provençal



Conception graphique : Belinda Ravaz

- Dynamique du projet :

A ce stade d'avancement, le projet peut être séquencé en trois phases principales.

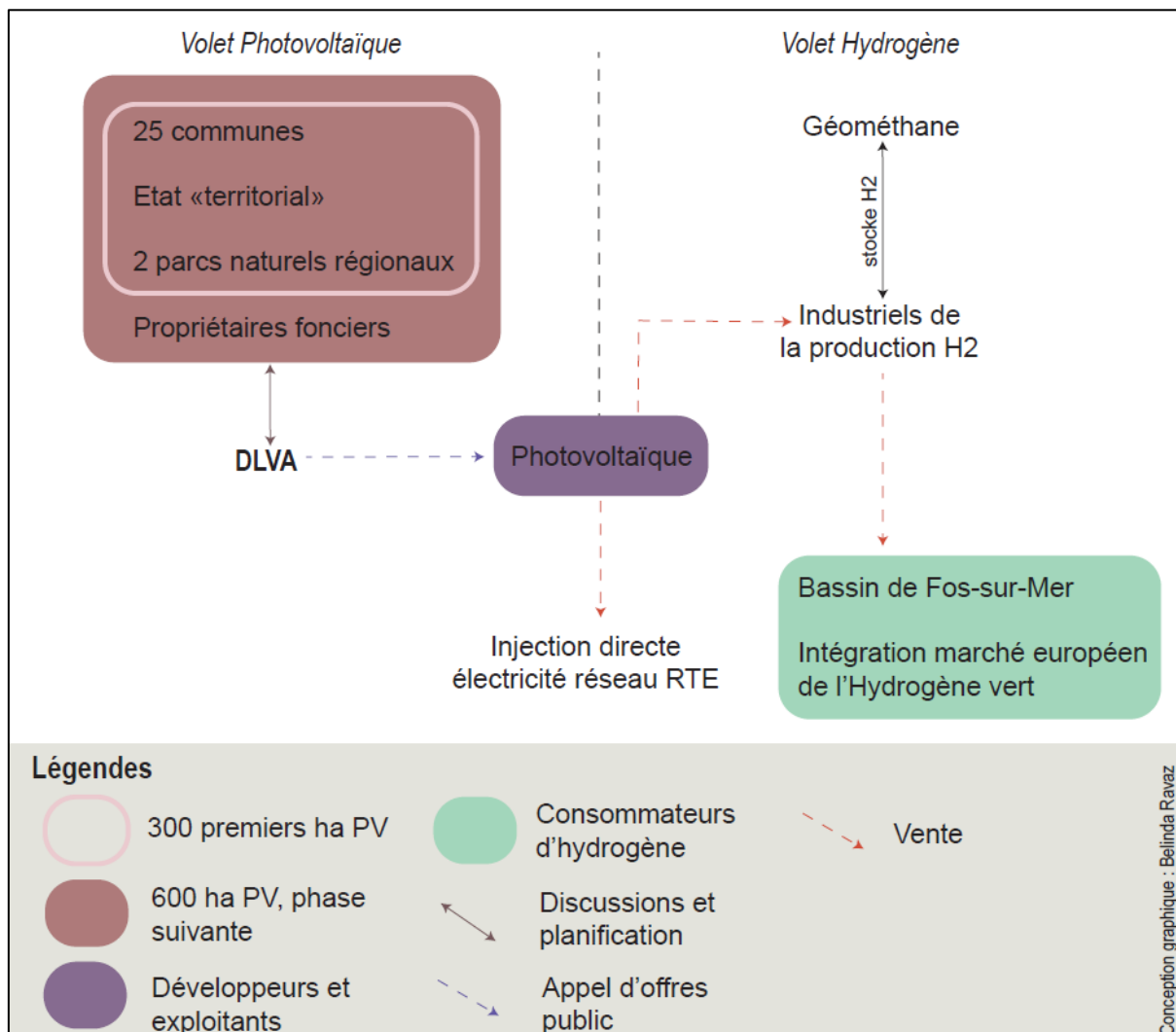
Phase 1 - Émergence du projet : le projet naît en 2016 lorsque le président de Géométhane, entreprise de stockage d'hydrocarbures en sous-sol implantée dans la commune, rencontre le maire de Manosque pour lui faire part de ses craintes quant à l'avenir du site dans le cadre de la transition énergétique. La discussion porte sur le remplacement des hydrocarbures dans les cavités salines. Se prêtant bien aux usages industriels et pouvant se stocker sous forme gazeuse, l'hydrogène semble le vecteur idéal pour sauver les activités du site. Il s'agit à la fois de produire localement l'hydrogène puis de l'injecter dans le sous-sol. Le projet a été rendu possible par la création d'un consortium d'industriels réunissant Engie, Storengie et Air Liquide. Les premières estimations financières à l'orée de la décennie 2020 portent sur 700 millions d'euros d'investissement uniquement assurés par les grands énergéticiens. Si une poignée d'élus ont connaissance du dossier, celui-ci reste très largement extérieur au débat local.

Phase 2 - Structuration du projet : l'irruption du projet dans le débat local ne vient donc pas de la construction d'un puissant hydrolyseur sur ce territoire, encore largement incertain à l'été 2022. Elle est avant tout portée par les élus locaux soucieux de faire avancer le projet afin à la fois de participer à la transition énergétique et de procurer au territoire de nouvelles ressources financières. En effet, la production d'hydrogène s'est invitée sur le territoire à travers la nécessité de disposer de suffisamment d'électrons verts permettant de rassurer les énergéticiens quant à la pertinence d'investir dans une unité industrielle de production d'hydrogène. A partir de 2020 le projet est découpé en deux briques distinctes afin à la fois d'éclaircir le rôle de chacun et de permettre aux collectivités d'œuvrer pour le développement du PV au sol et en toiture de façon décorrélée des avancées de l'hydrolyseur. Depuis cette date la brique 1 PV est pilotée par la Communauté d'agglomération Durance-Luberon-Verdon Agglomération (DLVA) : il s'agit d'assurer la production d'électricité renouvelable par l'installation de panneaux photovoltaïques essentiellement au sol. La brique 2, consistant à produire, stocker et distribuer de l'hydrogène vert reste pilotée par le consortium de partenaires privés. Compte tenu du caractère encore incertain de la brique 2 seule l'avancée de la brique 1 sera ici présentée. Si la production d'hydrogène n'a pas encore fait l'objet de débat, en revanche l'installation de 1000 ha de panneaux solaires dont 50% seront raccordés au réseau et 50% fléchés pour la production d'hydrogène est aujourd'hui au centre des réflexions territoriales. En 2021, la DLVA, les services de l'État, les deux parcs naturels régionaux du Luberon et du Verdon et l'Office national des forêts lance l'élaboration d'une méthode d'identification des sites potentiels de déploiement des panneaux PV au sol. Puis en 2022, la DLVA lance un appel d'offres pour la mise en concurrence de 9 opérateurs de pv au sol afin d'en retenir deux sur les 300 premiers hectares de foncier public identifiés.

Phase 3 - Lancement des études : en 2023, les deux opérateurs retenus mandatent des bureaux d'études pour la réalisation des études environnementales et techniques sur les 300 premiers hectares de foncier public. En parallèle, la DLVA lance une démarche de concertation sur un Plan paysage et énergie sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public afin de sélectionner les sites naturels suivants.

- Relations entre les acteurs

Figure 48 : Acteurs du projet PV provençal



Les principaux acteurs du projet sur le volet PV, à ce stade de la procédure, sont :

DLVA : la Communauté d'agglomération, initiatrice de la démarche de développement du PV pour le projet Hygreen est sans doute l'acteur pivot du projet. Il produit et dirige la démarche de planification et de développement des 1000 hectares de PV au sol, qui n'existe pas en droit français, et négocie avec les développeurs de PV.

Communes : sur les 25 communes de la DLVA, 8 sont volontairement intégrées à la procédure de planification PV. Les enjeux liés au partage de la rente foncière et des taxes sont au centre des négociations, sachant que les communes demeurent compétentes en matière de droit des sols.

État « territorial » : représente les pouvoirs publics déconcentrés, ils sont pilotés sur ce projet par un sous-préfet qui coordonne le Guichet unique Energie renouvelable du département.

L'État est aussi représenté par ses administrations sectorielles : Direction départementale des Territoires, Office national des forêts, etc.

Parcs naturels régionaux (Luberon et Verdon) : entités de droit public labellisées par l'État et auxquelles les communes adhèrent librement. Ils sont notamment en charge de la protection et de la valorisation des patrimoines (bâtis, naturels, etc.) et du développement économique (notamment agrotouristique) des espaces ruraux concernés.

Développeurs et exploitants : entreprises énergétiques sélectionnées par appel d'offres par la DLVA pour développer les 300 premiers hectares de projet PV.

- Évaluation de la dynamique de conflictualité

Depuis trois ans le débat local porte donc plutôt sur la brique 1, celle de l'installation de panneaux photovoltaïques, à la fois parce qu'il s'agit de la seule politique portée par les institutions locales et qu'elle a des conséquences spatiales évidentes. Jusqu'à présent, ce débat s'est déroulé presque uniquement au sein des assemblées élues des communes et de la DLVA. Il a porté sur l'opportunité de lancer ou non des études de faisabilité pour l'installation de fermes au sol dans les espaces naturels. A ce stade du projet, aucune construction - avec autorisation de défrichement, permis de construire et fermeture des emprises par des clôtures infranchissables - n'a encore débuté, ce qui explique la relative passivité des habitants. La DLVA renvoie à chaque conseil municipal le choix de choisir les espaces, anthropisés ou naturels, susceptible d'être proposé à des développeurs. Les élus ayant refusé de transférer le droit des sols à l'intercommunalité, chaque commune, aussi petite soit-elle, reste libre de décider souverainement de l'implantation de panneaux photovoltaïques. Cette liberté est à la base du contrat politique entre la DLVA et les communes. Elle donne à voir des stratégies différenciées, depuis des communes soucieuses de ne rien bouleverser à celles prêtes à permettre d'implanter des panneaux partout où c'est possible au nom de la transition énergétique et d'un intérêt économique bien compris. Une certaine tension politique est apparue entre communes au moment de définir une méthode d'identification et de sélection des sites pour les 300 premiers hectares. Avec les communes volontaires pour installer des parcs sur leur territoire, la négociation porte alors sur le partage de la rente s'agissant d'implantation sur des propriétés communales. Les communes cherchent à maximiser leurs rentrées financières par des baux à l'hectare dans le cadre d'une politique portée par la DLVA qui finance les postes de chargés de mission et les différentes études techniques. Trouver une clé de répartition financière de la rente entre les niveaux communaux et intercommunaux a donné lieu à d'intenses transactions durant la phase de structuration du projet.

Figure 49 : Dynamique de conflictualité du projet PV provençal

Phase du projet	Niveau de conflictualité
Émergence du projet	-
Structuration du projet	+
Lancement des études	-

Conception graphique : Belinda Ravaz

- Points clés en termes de coordination

Coordination spatiale : le projet se caractérise par l'élaboration volontaire par la DLVA d'un dispositif coordonné de sélection des sites intégrés au premier appel d'offres pour 300 hectares de panneaux PV. La démarche a été approuvée et coordonnée avec les services de l'État. Elle doit maintenant (mai 2023) être traduite dans les processus usuels d'autorisation des droits de l'aménagement et de l'environnement afin de pouvoir lancer les travaux d'ici 2026.

Coordination économique : la DLVA fait le choix d'une planification des 300 premiers hectares de panneaux PV uniquement sur terres publiques afin de capter la rente foncière pour les communes. Le projet PV se déploie sans subvention publique et il n'y a pas de tarif de rachat de l'électricité subventionné par l'État.

Coordination cognitive : la coordination cognitive débute par le lancement d'un comité de pilotage informel liant la DLVA, Géométhane et les deux industriels de l'hydrogène. Moins de trois ans plus tard, constatant que le volet hydrogène piétine, la DLVA prend l'initiative de scinder le projet et de piloter le volet PV. Très vite, la mise en place d'une démarche coordonnée de planification territoriale du développement du PV au sol nécessite d'associer de nombreux acteurs parmi lesquels les communes, la DLVA, les services de l'État déconcentré, les parcs naturels régionaux. La DLVA joue le rôle de médiateur et de représentant institutionnel auprès des services de l'État et auprès des développeurs (notamment en organisant l'appel d'offres) tant le point démographique que politique de ces petites communes rurales est faible. En outre, un volet d'implication du public a été développé à l'échelle de l'agglomération avec l'élaboration d'un Plan paysage et énergie sous l'égide de la Commission nationale du débat public (CNDP).

Prospective : le projet est ambitieux par sa taille, ses multiples ramifications et le volontarisme des élus de la DLVA qui le porte. La prochaine étape déterminante sera celle de la délivrance des autorisations d'urbanisme et environnementales dans une région dont la valeur patrimoniale et environnementale est très forte. Par ailleurs, si les 300 premiers hectares devraient pouvoir être réalisés à l'horizon 2027, il n'est pas certain que le lancement d'un deuxième lot de 300 hectares ne soulève pas des oppositions plus véhémentes.

4 Résultats

4.1 Comparaison des cas par technologie

4.1.1 Éolien

Les deux études de cas mettent en évidence des dynamiques de coordination riches en enseignements sur les trois dimensions analysées.

Ainsi, du point de vue de la **coordination spatiale**, nous retenons trois points essentiels.

D'une part, le développement d'infrastructures éoliennes marque fortement les usages de l'espace. La taille des installations, les cheminements d'accès et les terrassements à réaliser constituent des transformations importantes du site d'implantation. En ce sens, le cas suisse étudié met en évidence un double effet de modification paysagère potentielle. Le terrain serait directement impacté dans sa configuration (chemins, surfaces des parcelles cultivées, nivellements, etc.) par les installations de production. Certaines ONGE souhaitent que le projet soit également l'occasion d'une "désintensification" des pratiques agricoles sur le site concerné. La **cohérence entre les usages préexistants du site et ceux imposés par la nouvelle activité est donc un élément essentiel de l'acceptabilité du projet par les acteurs concernés**. La prise en compte de la trajectoire d'évolution du territoire et des acteurs qui portent ces stratégies apparaît ainsi comme une donnée essentielle. Dans le cas suisse, les objectifs territoriaux des habitants – villégiateurs du site, de certaines ONGE environnementales et de certaines pratiques agricoles sont remises en jeu par l'apparition du projet éolien, ce qui explique une part importante de la conflictualité observée sur ce projet. Au contraire, dans le cas français, le site d'implantation du projet, éloigné des zones d'habitat peu denses (1,8 kilomètre), sur des terres agricoles peu convoitées et en lisière forestière éloignée des secteurs à fort potentiel de biodiversité ne suscite pas de questionnement particulier.

D'autre part, dans les deux études de cas, un processus de planification à l'échelle régionale (cas français) et cantonale (cas suisse) se déploie sur les sites concernés. Cette **planification supra-locale apparaît comme une condition importante de légitimation du choix des sites concernés** : ces derniers ont été retenus parmi d'autres sites car ils répondaient au mieux, parmi un ensemble d'alternatives à large échelle, aux critères de localisation. En outre, dans le cas suisse, le processus de choix des sites s'appuie sur une validation à l'échelle cantonale puisqu'il fait partie des cinq sites retenus dans le plan directeur cantonal suite à l'adoption assez large (plus de 65 % des voix exprimées) par votation du contre-projet à une initiative populaire visant à interdire la construction sur les zones de crêtes jurassiennes. Notons que la question des échelles spatiales et institutionnelles de localisation des sites est un critère important du débat et qu'une planification cantonale le clôt pas nécessairement. En effet, dans le cas suisse, le site du projet est situé à proximité immédiate d'un autre site neuchâtelois inscrit au plan directeur cantonal et à proximité immédiate de deux autres projets vaudois bien avancés dans leur procédure, ce qui constitue pour certaines ONGE un critère d'opposabilité marquée.

Enfin, dans les deux cas, il est remarquable d'observer que **l'absence d'expérience préalable des acteurs en charge de la régulation publique impacte fortement le déroulement de la procédure d'autorisation de projets et, en particulier, sa durée**. Dans le cas français, l'examen de la demande d'autorisation a pris cinq années et, dans le cas suisse, l'examen préalable plus de deux années, et la levée des oppositions plus de trois ans. Or ces projets apparaissent auprès des acteurs en charge des procédures d'autorisation comme des projets pionniers : ils sont parmi les premiers développés dans leurs régions respectives. Les processus d'apprentissage des pratiques de régulation se font chemin faisant, avec des procédures qui se construisent et/ou évoluent en même temps que les projets qu'elles doivent instruire. Dans ce contexte de régulation mouvant, l'éparpillement des dispositions légales et l'absence de règles spatialisées explicites concernant les différents impacts environnementaux (sur les oiseaux, sur le paysage, etc.) des installations de production éolienne est de nature à générer de la conflictualité, car les dispositions de régulation et les projets auxquels elles s'appliquent se développent de manière concomitante.

Dans le prolongement de ces constats, et y ajoutant le point de vue de la **coordination économique**, trois points sont particulièrement notables.

Premièrement, ces projets ne sont pas développés dans un cadre de mise en concurrence entre entreprises énergétiques. Dans le cas français, un opérateur démarche la commune et propose un projet éolien. Dans le cas suisse, deux opérateurs développent des projets à quelques centaines de mètres l'un de l'autre avant que les autorités publiques (communales et cantonales) ne les obligent à coopérer au sein d'un seul projet. Il est donc remarquable que, dans les deux cas, les choix des sites initiaux sont le fait d'initiatives privées et non d'une planification positive préalable. **La planification spatiale et la coordination des sites n'apparaissent qu'à posteriori**. En outre, la possibilité de bénéficier d'un prix de rachat garantie de l'électricité produite (selon le mécanisme fédéral de la RPC – RCI) est totalement décorrélié du processus d'autorisation d'implantation territoriale du projet, la rétribution bénéficiant au seul opérateur. Il en résulte que **la dissociation entre les dispositifs de régulation économique et de régulation spatiale ne permet pas d'optimiser les retombées économiques locales des projets**.

Deuxièmement, il résulte de la situation exposée précédemment que le modèle économique de développement et de financement des parcs éoliens souffre d'une certaine opacité. Ni dans les documents publics, ni dans les présentations à la population, les promoteurs ne partagent d'information sur les retombées économiques du projet. Dès lors, mis-à-part l'éolienne dite citoyenne du cas français, la question de la **répartition des plus-values économiques issues du projet n'est pas discutée** : elle revient aux promoteurs. En revanche, dans le cas suisse, l'essentiel des **débats publics ne portent que sur les moins-values du projet, en particulier les impacts territoriaux et environnementaux**. Les plus-values économiques locales se limitent pour l'essentiel au paiement de l'impôt par la société dont le siège social est situé sur le territoire communal et au financement des mesures de compensation environnementales, dont le coût demeure marginal au regard du ratio coûts/bénéfices des projets.

Troisièmement, le cas suisse met en évidence une absence de partage initial des bénéfices du projet, bien que les communes soient membres du conseil d'administration de la société exploitante. La possibilité d'entrée au capital de la société exploitante a été discutée, mais n'est pas concrétisée à ce jour. Dans le cas français, la mise en place d'une éolienne avec un actionnariat partagé est un processus assez laborieux et complexe qui durera cinq années. In fine, la part de l'éolienne dite citoyenne détenue par les habitants-riverains apparaît faible (moins de 20 % de la valeur d'investissement pour une seule éolienne, soit environ 3,5 % du coût total d'investissement total dans le parc). Elle constitue cependant le marqueur d'une volonté politique portée dès le départ du projet par le maire. Ainsi, le cas français nous montre **qu'il n'est pas indispensable que le partage de la plus-value des bénéfices se fasse sur une part importante du capital pour susciter l'adhésion des habitants au projet.**

La mise en perspective de nos deux études de cas suggère trois points d'attention concernant la **coordination cognitive**.

D'une part, le soutien collégial de l'exécutif communal apparaît comme une condition de l'acceptabilité locale du projet. Tant dans le cas français que dans le cas suisse, **les élus locaux s'affirment comme les médiateurs de ces projets auprès des résidents et inversement** : maire et municipaux sont à la fois les traducteurs du projet dans l'environnement local et des intérêts locaux dans le projet. Dans le cas suisse, les communes sont représentées au sein du conseil d'administration de la société qui développe le projet éolien. Dans le cas français, cette médiation passe également par la création d'une association locale intégrant les élus locaux et des citoyens et visant le partage d'une part des bénéfices économiques générés par le projet de parc éolien.

D'autre part, ces **postures de médiation municipale s'accompagnent de la défense d'intérêts locaux assortis de contrepartie pour les communes**. Dans le cas français, dès le lancement du projet, le soutien communal est assujéti à la possibilité de mettre en place une implication citoyenne à travers un financement participatif d'une partie du parc éolien, sous la forme d'une coopérative. Le maire tient fermement à ce que les habitants puissent avoir une participation directe et concrète au projet de parc éolien. Dans le cas suisse, cette défense des intérêts des habitants passe notamment par la mise en conditionnalité d'un second projet de parc éolien qui touche la commune selon les dispositions du plan directeur cantonal : la Municipalité ne soutiendra le second projet qu'à la condition que le premier, s'il est réalisé, démontre concrètement que les engagements en termes de limitation des nuisances et de production énergétique renouvelables sont respectés.

Enfin, **l'existence d'acteurs expérimentés joue un rôle central**. Dans le cas français, le développeur est une société qui dispose d'une expérience éprouvée du développement de parcs éoliens dans une logique coopérative, notamment en Allemagne. Dans le cas suisse, l'un des deux promoteurs est impliqué dans l'exploitation énergétique sur le territoire (installations de turbinage hydraulique). Il est également le fournisseur électrique de la région et actionnaire de l'entreprise électrique locale. Il dispose donc d'une pratique relationnelle et contractuelle éprouvée avec une part importante des acteurs concernés et notamment les élus locaux.

4.1.2 Biomasse agricole

Les trois études de cas mettent en évidence des dynamiques de coordination contrastées sur les trois dimensions analysées.

Du point de vue de **la coordination spatiale**, trois enseignements majeurs apparaissent.

Premièrement, le projet de REP étant fortement liée à l'activité agricole, les projets sont logiquement réalisés en zone agricole. Cependant, les **contraintes économiques et spatiales portant sur le développement des projets énergétiques analysés sont très contrastées entre les cas**. La

législation suisse est très restrictive : 1) la valorisation énergétique de la biomasse agricole réalisée en zone agricole doit demeurer une activité accessoire de l'exploitation ; 2) un actionnariat majoritaire de la société de production détenu par les agriculteurs ; 3) des rayons de collecte d'intrants restreints ; 4) une activité qui doit rester accessoire en termes de revenus de l'exploitation agricole ; 5) une localisation du site de production au siège d'exploitation. Au contraire, la législation en vigueur dans le cas canadien est beaucoup plus libérale : un taux d'intrants non-agricoles qui peut monter à la moitié du volume utilisé, des droits d'épandages du digestat plus important, un revenu tiré de l'activité énergétique qui peut être majoritaire dans le revenu de l'exploitation agricole.

Deuxièmement, des **contraintes environnementales non négligeables pèsent sur l'activité de valorisation énergétique de la biomasse agricole**. Ces contraintes relèvent de la protection environnementale et, plus particulièrement, de la lutte contre la pollution des eaux. Le projet fribourgeois a ainsi été relocalisé pour éviter d'exposer un ruisseau à une éventuelle pollution accidentelle par l'installation de production. Ces réglementations environnementales portent également sur la composition des intrants et l'usage qui peut être fait du digestat issu du processus de méthanisation. Dans les cas suisses, il est interdit d'utiliser des boues d'épuration alors que dans le cas québécois, les restrictions demeurent limitées et portent davantage sur la teneur en phosphate de l'engrais résiduel.

Enfin, tant dans le cas canadien que dans les deux cas suisses, la **protection des terres agricoles est une politique publique contraignante pour le développement de la production énergétique en zone agricole**. La réglementation suisse contraint fortement la valorisation de la biomasse agricole qui doit demeurer une activité secondaire de la pratique agricole afin de préserver l'usage de la culture de la terre, soit d'éviter sa construction et/ou son imperméabilisation. Dans le cas québécois, une fois la question de la réversibilité de l'usage du foncier agricole posée et légalement garantie, le développement de l'installation de biométhanisation sur un espace agricole non construit a pu aboutir dans un délai court.

Concernant la **coordination économique**, nous retiendrons trois enseignements spécifiques de la mise en perspective des études de cas.

Premièrement, ces **projets de biométhanisation agricole entretiennent une forte dépendance aux chaînes d'intrants disponibles à proximité**. En ce sens, ils sont très fortement liés à leur contexte local d'émergence. Cela est vrai pour les résidus agricoles valorisés énergétiquement qui ne peuvent pas être transportés sur de grandes distances. C'est encore davantage le cas pour les produits à fort pouvoir méthanogène (issus de l'industrie agroalimentaire pour l'essentiel) indispensables pour obtenir des rendements de production intéressants. Or ces produits sont de plus en plus disputés car leurs filières de valorisation se diversifient et une garantie d'approvisionnement sur le moyen terme est difficile à obtenir. Ceci est particulièrement vrai dans le cas québécois pour lequel les contrats d'approvisionnement ne dépassent pas deux ans, ce qui implique un certain risque pour la viabilité économique du projet.

Deuxièmement, les **dispositifs de financement public de soutien au développement sont particulièrement contrastés**. Dans le cas canadien, le dispositif vise une production rapide (échéance de cinq ans) de biométhane injectable dans le réseau et le soutien à l'investissement est important, en vue notamment de contribuer à la réduction des émissions de gaz à effets de serre produits par l'agriculture industrielle. Dans les cas suisses, la valorisation énergétique de la biomasse agricole et de sa contribution à la décarbonisation du secteur énergétique ne faisait jusqu'à présent pas l'objet d'un dispositif de soutien spécifique et c'était la garantie de rétribution à la production d'électricité renouvelable qui s'appliquait et continue de s'appliquer pour les projets existants.

Troisièmement, les **subventions publiques orientent fortement les types de valorisation énergétique (biogaz versus électricité)**. Ainsi, dans le cas canadien, le dispositif s'appuie sur le Plan Vert 2030 du Gouvernement du Québec dont un volet vise à accroître la part de biométhane (avec des seuils minimaux) produit localement et injecté dans le réseau de gaz naturel. Au contraire, dans le cas vaudois, il n'existait pas de dispositif de soutien à la production de biométhane injectable dans les

réseaux. Les producteurs cherchent donc prioritairement à bénéficier de la garantie de prix de rachat de l'électricité produite. Dès lors, en Suisse, ces installations produisent prioritairement de l'électricité alors qu'au Canada les stratégies visent l'injection de biogaz dans le réseau de distribution. Or le rendement de conversion du gaz en électricité est faible. Du côté des acteurs privés suisses, les entreprises gazières se disent incapables de proposer des contrats avec des prix de rachat du biométhane garantis sur une longue période permettant l'amortissement de l'investissement par l'agriculteur du fait de la volatilité des prix du gaz sur le marché européen.

Les enjeux de **coordination cognitive** dans les projets de biomasse agricole sont de trois ordres.

Premièrement, **l'activité de valorisation de la biomasse agricole est peu développée et les effets de proximité qu'elle génère sont peu expérimentés, soulevant ainsi une certaine tension, notamment à proximité des zones résidentielles.** A l'échelle de la Suisse, on compte actuellement 120 installations (on comptait 150 sites environ dans les années 1980). Au Québec, il n'y a actuellement qu'une seule installation qui utilise d'ailleurs également des résidus urbains pour 50 % des intrants. La résidentialisation d'une part accrue de l'espace rural engendre un accroissement des situations de tensions avec les activités agricoles, notamment liées à l'élevage, autour des nuisances olfactives, du bruit généré ou encore du transit des véhicules transportant intrants et résidus de production.

Deuxièmement, **le degré de soutien ou de défiance des exécutifs locaux face aux projets de valorisation énergétique de la biomasse agricole semble lié à leur accointance avec l'activité agricole.** Ainsi, dans le cas canadien, la Municipalité affiche clairement son soutien au secteur primaire ainsi qu'au projet tout au long du processus de décision. Dans le cas vaudois, la commune, en voie de périurbanisation accélérée et inscrite dans une dynamique de fusion de communes, n'affiche pas de soutien politique au projet et finit même par s'en distancier explicitement au moment de l'enquête publique. Enfin, dans le cas fribourgeois, la municipalité soutient les exploitations agricoles présentes sur son territoire : le syndic accompagne le projet jusqu'à trouver une alternative de localisation sur un terrain communal.

Enfin, **l'intervention d'acteurs médiateurs est essentielle dans le développement des projets au sein du monde agricole et avec les autorités publiques.** Ainsi, dans le cas canadien, l'initiative du projet revient à un organisme à but non lucratif, proche des milieux agricoles et visant des objectifs de transition énergétique et climatique : il va démarcher des agriculteurs, favoriser le dialogue avec l'entreprise énergétique pour obtenir un prix de rachat de l'énergie produite très favorable aux agriculteurs et mobiliser les pouvoirs publics pour disposer de subventions qui n'étaient pas initialement dévolues à ce type de projet. Dans le cas vaudois, au contraire, les services cantonaux vont refuser de prendre part à une séance publique d'information des citoyens proposée par la commune. L'agriculteur apparaît dès lors isolé et son projet est présenté par les acteurs institutionnels comme une initiative purement privée.

4.1.3 Géothermie profonde

Les projets de géothermie profonde visant la production d'électricité demeurent peu nombreux dans le monde. Le choix d'analyser ce type de projet, qui n'était pas inscrite dans notre proposition initiale de recherche, mais qui a été souhaité par l'OFEN en cours de projet, fournit à **l'approche comparative** qui est au cœur de ce travail des informations un peu moins riches en termes d'analyse des coordinations que pour les autres secteurs énergétiques. En effet, dans les trois autres secteurs étudiés, les projets comparables existent en Suisse et/ou à l'étranger, alors que les projets de géothermie profonde réalisés se présentent pour la plupart comme des projets pilotes et/ou des démonstrateurs technologiques. Les projets étudiés permettent néanmoins de dégager les conclusions suivantes sur les trois types de coordination analysés.

La **coordination spatiale** des projets de géothermie étudiés met en évidence deux conclusions.

Premièrement, la méconnaissance du sous-sol et les carences initiales dans les règles spatialisées régulant les impacts négatifs potentiels (sismicité, bruit, pollution des eaux souterraines, prise en charge des risques pour les infrastructures et constructions existantes, etc.) du projet sont de nature à générer de nombreuses incertitudes qui, en général, induisent une certaine conflictualité. En effet, comme pour la plupart des nouvelles activités à incidence spatiale, **les règles et les dispositifs de régulation de l'activité se construisent en même temps que se déploie le projet**. Cette action de régulation chemin faisant se traduit par une trajectoire de projet peu linéaire interprétée très différemment selon les acteurs concernés. Par exemple, dans le cas jurassien, alors que certains voient dans ce processus d'autorisation fluctuant sur près d'une décennie une réactivité louable et une adaptabilité des autorités publiques aux enjeux soulevés, d'autres identifient plutôt une incapacité des autorités à défendre l'intérêt public sur le moyen terme. Ces tensions dans les interprétations différenciées de l'action de diverses autorités publiques est de nature à générer de la conflictualité.

Deuxièmement, **la préexistence d'une exploitation locale de ressources énergétiques localisées joue un rôle de facilitateur dans l'acceptation locale des projets et leur insertion dans les usages du territoire**. Cette situation est particulièrement visible dans le cas du projet alsacien car l'exploitation des hydrocarbures s'inscrit dans l'historicité longue de cette région. Elle existe également en partie concernant le captage des eaux thermales sur le cas vaudois. A l'inverse, bien qu'il existe une histoire minière dans le Jura, le projet de géothermie profonde s'inscrit dans une exploration du sous-sol verticale à grande profondeur, pratique inusitée et qui trouve peu d'écho dans la culture territoriale locale et ses pratiques minières historiques.

L'analyse des processus de **coordination économique** conduit à deux observations principales.

D'une part, le degré de maturité technologique et les risques pesant sur la disponibilité réelle de la ressource valorisable ne sont acceptables pour les promoteurs qu'à la **condition d'une prise en charge financière significative de ces risques de développement et prospection par les pouvoirs publics**. Dans le cas alsacien, les forages ont été financés grâce aux fonds des programmes de recherche et développement français, allemands et européens. Dans les cas vaudois et jurassien, les projets bénéficient d'un soutien financier fédéral et cantonal couvrant une part très importante du risque encouru par les promoteurs en phase d'exploration. Le projet vaudois a cependant connu une période d'incertitude forte due aux difficultés budgétaires lors de la constitution de la société d'exploitation.

D'autre part, **l'existence d'une consommation stable et continue à l'année de chaleur est une condition préalable et nécessaire au développement d'un projet de géothermie qui vise une telle valorisation énergétique**. En l'occurrence, le projet alsacien n'a pas pu valoriser la chaleur car la faible densité d'occupation des sols et l'absence de grande industrie consommatrice à proximité a restreint l'intérêt économique d'une telle exploitation. Le promoteur a en revanche développé une installation de captage de chaleur à grande profondeur à quelques kilomètres de son premier site pour une grande industrie utilisant la chaleur à l'année dans ces processus de production.

Concernant la **coordination cognitive**, la comparaison des trois projets permet de tirer les trois interprétations suivantes.

Premièrement, lorsqu'une certaine opacité règne dans les processus techniques utilisés et leurs effets sanitaires et environnementaux, les groupes d'opposition investissent ces niches cognitives. Ainsi, l'évocation par les acteurs d'autres expériences crédibles, positives ou négatives, influe fortement sur la perception de l'activité elle-même, surtout quand elle est pionnière dans son environnement régional. **Lorsque l'information n'existe pas, n'est pas partagée ou est contestée, elle génère du contentieux**. Ces hiatus informationnels ne sont souvent pas volontaires du fait du caractère expérimental des approches technologiques et des processus de projet, mais constituent des zones

d'incertitude qui peuvent aisément être investies par des groupes d'opposition. Ceci est particulièrement visible dans le rapport de force qui s'établit entre les promoteurs et les opposants au projet jurassien.

Deuxièmement, la **conflictualité s'accroît si les promoteurs ne sont pas en mesure de gérer par eux-mêmes les nouveaux risques par rapport à des législations existantes**. Le cas jurassien met ainsi en évidence l'intervention cantonale exigeant, de manière ad hoc, du promoteur des expertises complémentaires et un dispositif de surveillance sismique renforcé suite au tremblement de terre qui a sévi sur un projet de forage développé avec des technologies proches en Corée du Sud.

Troisièmement, **l'unanimité et/ou la collégialité des exécutifs responsables, ainsi que la constance dans les trajectoires des processus décisionnels, sont essentielles pour construire un climat de confiance**. Dans le cas alsacien, les élus ont soutenu pendant près de vingt ans le projet de recherche et développement. Si la phase de forage à grande profondeur a suscité des craintes et un mouvement sismique, elle n'a pas pour autant été suivie d'une conflictualité marquée autour du projet. Dans le cas jurassien, au contraire, le caractère fluctuant des processus d'autorisation et de durée des procédures s'étendant sur près de dix ans constituent sans aucun doute une fragilité dans la dynamique de confiance autour du projet.

4.1.4 Photovoltaïque

L'analyse comparative des trois projets photovoltaïques permet de formuler les conclusions suivantes.

En termes de **coordination spatiale**, la **mise en place d'une procédure de planification pour la sélection des sites d'implantation est de nature à limiter la conflictualité** autour des représentations sociales, des usages et des vocations différenciées des espaces concernés. Cette démarche de sélection multi-acteurs des sites prioritaires a été réalisée dans le cas français. Elle prend cependant du temps et s'avère diamétralement différente de la pratique suisse. En effet, les dispositions d'urgence introduites dans la loi fédérale sur l'énergie poussent les promoteurs de parcs solaires à proposer des projets qui ne sont pas pensés dans leur articulation territoriale les uns par rapport aux autres, comme nous le montre le cas valaisan. Le choix du site bernois, bien que non soumis aux dispositions du solaire alpin, est également une donnée de départ pour le développeur et n'a pas fait l'objet de recherche d'alternatives.

Dans les cas suisses étudiés, au nom de la nécessité de développer rapidement les parcs solaires alpins, le caractère urgent des procédures tente de limiter les motifs et les processus de recours. En particulier, les nouvelles dispositions imposent un intérêt national prépondérant à la production électrique sur la plupart des autres intérêts et objectifs de politiques publiques. En outre, l'approche paraît peu compatible avec les pratiques d'élaboration des études d'impact sur l'environnement classiques, tout particulièrement dans les zones de haute montagne, qui prennent en général plusieurs années. Cette procédure urgente et exceptionnelle contraste d'autant plus avec l'approche développée dans le cas français, dans laquelle un processus d'identification des sites basée sur un diagnostic paysager et de biodiversité est mis en place ainsi qu'une vaste concertation du public. Ce faisant, l'approche observée dans le cas valaisan génère la création rapide d'une coalition d'associations, de partis politiques et d'ONGE qui souhaitent freiner voire empêcher la réalisation de ces projets (et qui seront soutenues lors de la votation populaire de septembre 2023). A l'image du déploiement éolien initial en Suisse dans les années 2010, le développement des parcs alpins nous montre que **l'absence de planification énergétique positive génère l'impression, pour certains acteurs de la sphère environnementaliste, que le déploiement de l'activité solaire alpine se fait au détriment de la protection de la biodiversité et des paysages**. A ce stade, cette assertion ne peut être définitivement vérifiée puisqu'aucun projet n'a achevé un processus cantonal d'autorisation ni n'a été réalisé.

En termes de **coordination économique**, trois enseignements découlent de l'analyse des projets.

Premièrement, la **coordination économique des projets suit des cheminements variés (avec vs sans subventions publiques)**. Dans le cas bernois, le projet est rentable sans subvention ou garantie de prix de rachat de l'électricité produite. Le bénéfice de l'opération s'appuie sur des contrats d'approvisionnement préétablis avec des énergéticiens. C'est l'objectif même de cette opération qui vise à assurer des fonds pérennes à l'aéroport. Dans le cas français, il n'y a aucune subvention publique ou prix de rachat garanti de l'électricité produite. Les retombées pour les communes sont négociées avec les développeurs soumissionnaires en lots de parcs solaires de plusieurs dizaines d'hectares, et sur la base d'un appel d'offres public avec des critères qualitatifs de mieux-disant. Les communes sont donc assurées d'obtenir une redevance d'usage foncier connue à l'avance et les exploitants se rémunèrent en vendant l'électricité renouvelable sur différents marchés énergétiques. Dans le cas valaisan, le projet cherche à obtenir les 60 % de subventionnement fédéral à l'investissement. S'il se réalise dans les temps pour être éligible à la subvention fédérale, alors le projet sera très largement subventionné et les retombées pour la commune, qui passent par les participations importantes qu'elle a pris dans le capital de la société d'exploitation, seront importantes.

Deuxièmement, la **définition d'une planification directrice pour la localisation des sites de production peut permettre de maximiser les gains financiers et de réduire les coûts d'investissement pour les autorités locales**. Cette situation est visible dans le cas bernois et dans le cas français. Dans ce dernier, le premier paquet de parcs solaires est exclusivement situé sur des terres publiques communales, permettant à ces dernières de toucher les droits fonciers liés à l'utilisation des terres. En outre, la sélection des opérateurs à l'échelle supra-communale, par un appel d'offres, permet aux communes d'escompter un gain plus important grâce à la mise en concurrence des investisseurs.

Troisièmement, la **mise en place de mesures de compensation économique est possible afin de limiter la conflictualité, au-delà des dispositions règlementaires et contractuelles applicables**. Le cas bernois met ainsi en évidence une volonté de concilier les usages hérités du territoire avec les contraintes générées par le projet. En particulier, le projet prévoit une relocalisation volontaire des droits de fauche sur des parcelles appropriées pour deux agriculteurs. Bien qu'opposés au projet, des négociations sont également en cours avec le club local de planneur qui utilisait les espaces concernés pour ses activités.

En termes de **coordination cognitive, les modalités d'association des acteurs locaux apparaissent dans les trois cas étudiées comme relativement inclusives**. En effet, tant dans le cas français que dans le cas valaisan, l'information est diffusée auprès des acteurs locaux et des groupements constitués, notamment les ONG environnementales. Le cas bernois s'inscrit lui dans la procédure d'aménagement du canton qui prévoit une phase d'information plus aboutie que dans la plupart des autres cantons suisses. Cependant des différences significatives apparaissent dans la procédure de choix des sites dans les cas étudiés. Alors que dans les cas valaisan et bernois, le site est pré-identifié par le propriétaire puis par les promoteurs, dans le projet provençal la sélection des sites fait l'objet d'une méthodologie de choix multicritère négociée avec les acteurs institutionnels et communaux et les ONGE.

4.2 Comparaison des cas dans une approche inter-technologique

La comparaison inter-technologique des cas étudiés permet de mettre en évidence certains des facteurs structurants communs à tout ou partie des différents gisements énergétiques exploités et le rôle des conditions-cadres règlementaires, de marché ou des dynamiques socio-politiques de ces territoires. Dans ce cadre, nous focaliserons notre attention sur les cas suisses. Les cas étrangers sont mobilisés pour autant qu'ils permettent de mieux saisir les spécificités des cas localisés dans différents cantons suisses et les alternatives possibles sur les aspects de coordination traités.

Du point de vue de la **coordination spatiale**, la mise en perspective des cas permet de tirer quatre enseignements.

- La **planification positive du déploiement des activités énergétiques dans les territoires demeure un exercice plutôt rare pour les quatre technologies**. Dans les cas suisses, seule le secteur éolien nécessite une telle organisation, imposée par les dispositions de la loi fédérale sur l'aménagement du territoire dont l'interprétation impose que les projets de parcs éoliens soient inscrits dans les plans directeurs cantonaux. Historiquement, ces planifications cantonales se sont souvent faites à rebours et il leur a été reproché d'entériner des projets déjà prévus plutôt que de sélectionner les meilleurs sites. Les récentes dispositions de développement des projets de parcs solaires alpins méconnaissent ce type d'approche et privilégient la régulation au cas par cas, en fonction de l'émergence des projets. Il en résulte que l'opportunité de réaliser un projet sur un site donné n'est pas mise en balance avec les opportunités présentées par d'autres sites potentiels, ouvrant la voie à une contestation sur les choix d'implantation qui reposent initialement sur les préférences des développeurs visant un développement rapide. Au contraire, dans le cas des parcs solaires français étudiés, le processus de sélection des sites est basé sur une analyse multicritère et négociée avec les ONGE, les acteurs étatiques et les communes. Ce second choix nécessite un temps de délibération collective supplémentaire.
- La sanction de la planification positive à grande échelle (régionale, cantonale ou inter-cantonale) des projets énergétiques par un vote de la population accroît leur légitimité territoriale. En effet, les sites sélectionnés, outre le fait qu'ils surclassent, selon les critères techniques retenus, les autres sites potentiels dans leur capacité à accueillir l'activité, sont reconnus à travers ce processus de délibération collective comme adaptés à l'évolution des usages territoriaux qui sont sensés s'y déployer. Or, **les usages hérités du territoire influent sur la reconnaissance accordée par les acteurs concernés aux nouveaux projets d'énergie renouvelable**. Ces usages hérités peuvent faciliter l'acceptation de nouveaux projets, **sous réserve qu'ils soient aussi en accord avec la trajectoire future que le territoire se donne**. En ce sens, les projets de biomasse agricole apparaissent peu compatibles avec la résidentialisation des villages ruraux : une contradiction apparaît alors entre des objectifs de localisation des installations en siège d'exploitation agricole afin de limiter le mitage du territoire et les nuisances olfactives et sonores liées à ce type d'infrastructures de production énergétique. L'organisation à venir de votes consultatifs dans les communes concernées par les parcs solaires alpins sera en ce sens également riche d'enseignements.
- Actuellement et dans la plupart des cas, la **définition des règles d'évaluation et de compensation des impacts générés par les projets d'énergie renouvelable se fait au gré de décisions administratives ou par le biais de décisions jurisprudentielles**. Elle génère des tensions sociales car elle donne l'impression que les pouvoirs publics ne disposent pas de lignes directrices explicites relativement à l'intégration de ces projets énergétiques dans les territoires. Cette situation s'explique en partie par la nature émergente des activités énergétiques. C'est particulièrement visible pour le traitement des enjeux sismiques dans la géothermie profonde, la prise en compte des odeurs dans les projets de biomasse agricole, ou encore l'évaluation des impacts sur le paysage ou les oiseaux pour le développement éolien. Dans ce dernier cas, l'accroissement de l'activité des tribunaux sur ces enjeux développe une interprétation jurisprudentielle qui tend à structurer les règles d'intégration des impacts entre les différents projets de parcs concernés. Notons cependant que le cas des parcs solaires français nous montre qu'une régulation coordonnée par le biais d'une planification positive est possible, mais qu'elle nécessite du temps.
- Enfin, **l'éparpillement des réglementations relatives aux impacts des projets au sein de divers bases légales rend parfois incohérentes les modalités de déploiement des projets de production d'énergie renouvelable**. Dans le cas de la biomasse agricole, les dispositions de protection des zones agricoles tendent à obliger les agriculteurs à proposer des projets sur leur siège d'exploitation, souvent à proximité des zones résidentielles. Parallèlement, la résidentialisation des villages ruraux et les normes de protection contre les nuisances sonores et olfactives obligent à éloigner les installations de production des zones habitées et donc des sièges d'exploitation. Notons que dans un objectif d'accélération des procédures, les récentes

modifications du droit fédéral visent à faire de la production solaire et éolienne en particulier un intérêt prioritaire sur les autres intérêts environnementaux et territoriaux. Elles engendrent ainsi une rehiérarchisation dans les pesées d'intérêts sans pour autant remettre en cause la nécessité de qualifier les intérêts présents autour du projet énergétique concerné.

Du point de vue de la **coordination économique**, la confrontation des différents cas permet de tirer quatre enseignements génériques.

- Premièrement, dans presque tous les projets étudiés, **l'opacité des montages financiers masque des projets masque une répartition des plus et moins-values problématique du point de vue des acteurs territoriaux concernés et génère ainsi une conflictualité latente**. En effet, les projets sur le territoire suisse bénéficient pour la quasi-totalité de subventions d'investissement et/ou de garanties fédérales d'assurance ou de couverture du prix de rachat de l'énergie produite. Dès lors, les risques pris par les investisseurs, s'ils sont réels et conséquents pour autant que le projet se fasse, sont en partie compensés. La moins-value territoriale, générée par les impacts négatifs des projets, est quant à elle peu prise en compte. Elle se restreint en général aux mesures de compensations, essentiellement environnementales.
- Deuxièmement, les dispositifs **de subventionnement engendrent des effets d'opportunité sans pour autant optimiser les rendements de production**. Le cas des installations de biomasse agricole en Suisse dont le dispositif essentiel de subventionnement était jusqu'à peu le prix garanti de rachat du courant électrique, rend peu intéressant, voire non viable, l'injection de biogaz produit directement dans le réseau. Pourtant la conversion du biométhane en électricité a un rendement énergétique limité.
- Troisièmement, il apparaît **qu'il est possible de susciter l'adhésion au projet par un partage plus équitable de la plus-value économique sur une part très minoritaire de la valeur économique produite**. L'exemple du projet éolien français est assez remarquable en ce sens. Trois autres modes de financement apparaissent : le paiement des impôts sur les sociétés auprès de la commune concernée ; la prise de participations financières par les communes dans la société d'exploitation énergétique mais qui reste difficile du fait des montants à investir ; les redevances pour usages fonciers sur les terrains publics. En outre, plusieurs cantons, et pour des raisons légales ou politiques, l'exploitation du vent, de la chaleur souterraine ou du rayonnement solaire ne fait pas l'objet d'une redevance publique payée par les exploitants.
- Quatrièmement, il est **possible de maximiser les gains publics par une planification positive des projets préférentiellement sur les terres publiques**. Le cas solaire français met ainsi en évidence le rôle proactif de l'acteur intercommunal pour capter par des instruments de gestion de la propriété foncière, la rente issue de l'implantation des parcs solaires. Dans ce cas, les acteurs publics locaux sont clairement engagés pour tirer le maximum de bénéfices économiques de l'exploitation énergétique tout en minimisant les moins-values sur leurs communes et en coordonnant la planification spatiale des sites d'implantation. Ce rôle d' élu-entrepreneur territorial n'a pas été observé dans les cas suisses étudiés.

Du point de vue de la **coordination cognitive**, les différents cas étudiés permettent de dégager les conclusions suivantes.

- D'une part, les projets énergétiques se déploient sur des territoires qui sont marqués par des usages, des représentations et des projections que leurs habitants se font de son passé, de son présent et de son futur. En ce sens, les pratiques culturelles et politiques, les évolutions souhaitées par ses acteurs ainsi que les usages hérités du sol jouent un rôle important dans la réception du nouveau projet énergétique. **Ces dynamiques de "cognitive path dependency" engendrent des coûts d'implication des acteurs qui peuvent accélérer ou freiner la réalisation du projet énergétique selon le degré de cohérence d'usage qu'ils évaluent entre leur territoire et la nouvelle activité énergétique**. Ainsi, la préexistence d'une valorisation locale/régionale des ressources énergétiques localisées joue généralement un rôle de facilitateur par effet

d'acculturation entre les pratiques héritées et la nouvelle activité. Cette situation se rencontre par exemple dans le cas solaire français qui se déploie dans une région au sein de laquelle les productions hydroélectriques, solaires, nucléaires et le stockage d'hydrocarbures sont très présents historiquement dans l'organisation et les représentations du territoire. L'implantation d'un parc éolien en zone forestière et agricole peut aussi être vue comme une opportunité de développement pour un territoire périphérique comme dans le cas français.

- D'autre part, **l'unanimité, la collégialité et la constance des postures des exécutifs communaux sont des conditions minimales nécessaires à la réalisation des projets.** Aucun des projets étudiés n'a été un succès sans ce rôle indispensable. Les exécutifs communaux constituent en effet dans presque tous les projets les **médiateurs du projet avec les acteurs du territoire et les représentants du territoire auprès des développeurs et autorités de régulation du projet.** Ce rôle est quelque fois investi par des acteurs spécialisés comme un organisme à but non lucratif dans le projet de biomasse agricole canadien. Ainsi dans les cas conflictuels comme le projet de géothermie jurassien ou le projet de biomasse agricole vaudois, les élus locaux n'ont pas adopté cette posture tout au long du projet. Mais cette condition nécessaire n'est pas suffisante pour éviter la conflictualité. Ainsi les cas éolien neuchâtelois ou encore photovoltaïque valaisan nous montrent qu'une opposition structurée et déterminée peut apparaître même en cas de soutien politique local robuste.
- Par ailleurs, **si dans le cadre du développement d'un projet l'information n'existe pas, n'est pas partagée ou est contestée, alors ces lacunes cognitives sont généralement investies par les groupes d'opposition.** Plus ces groupes sont organisés et connectés, plus leur capacité à produire de l'information et à construire une identification des enjeux soulevés par le projet est forte. Il est d'ailleurs assez remarquable que les développeurs semblent avoir beaucoup plus de mal à coordonner leur communication entre entreprises que les groupes d'opposition à se coaliser.
- Enfin, les **premiers grands projets dans un secteur énergétique forment l'expérience initiale des différentes catégories d'acteurs de la région autour de l'activité.** En ce sens, ils façonnent les conditions-cadres régionales des relations entre acteurs, en particulier dans les rôles de chacun, la circulation de l'information ou les modalités de mise en œuvre des dispositions de régulation. Le contentieux ou au contraire les dynamiques de coordination fructueuses qui se déploient autour de ces projets pionniers agissent comme des référentiels pour les projets suivants. C'est ainsi que dans le cas de biomasse agricole canadien, les acteurs ont un temps imaginé que les modalités de financement public et de tarif de rachat du biométhane, très favorables aux agriculteurs de ce projet-pilote, pourraient se reproduire pour les projets suivants, ce qui paraît très peu probable. Au contraire, la multiplication du contentieux éolien en Suisse, et en particulier devant les tribunaux, génère des représentations assez durables de tout un secteur énergétique, indépendamment du fait que le projet soit ou non un succès.

4.3 Configuration des facteurs de coordination

Cette section analyse, dans une perspective comparée, la coordination entre les politiques publiques ayant un impact sur la réalisation des projets locaux d'énergie renouvelable. Plus précisément, nous cherchons à comprendre si et comment les coordinations cognitive, économique et spatiale sont des conditions nécessaires à la réussite d'un projet, à l'absence de conflit durant le processus de décision ainsi qu'à la satisfaction des parties prenantes quant au résultat du projet. Pour ce faire, nous recourons à une "analyse comparative qualitative" (ACQ ci-après), basée sur l'algèbre de Boole. Nous utilisons les réponses à un questionnaire écrit qui a été rempli par les 57 personnes que nous avons interrogées dans le cadre des différents projets analysés empiriquement. Après avoir supprimé les observations manquantes, il reste 50 individus dans l'ensemble de données.

Précisions théoriques

L'ambition théorique de notre recherche est l'identification des conditions nécessaires au changement d'une politique publique, compris ici comme la réalisation, au niveau local, d'un projet d'énergie renouvelable (afin d'atteindre les objectifs de transition énergétique et décarbonisation). La recherche en matière de politique publique, d'administration publique et de gestion suggère que de nombreuses conditions seraient nécessaires pour induire un changement de politique publique. Par conditions nécessaires on entend des facteurs indispensables, qui doivent être forcément présents pour qu'un résultat se produise (dans notre cas, le démarrage des projets d'énergie renouvelable). Il est essentiel de garder à l'esprit que les conditions nécessaires sont causalement nécessaires mais pas suffisantes pour que le résultat apparaisse (Dul 2016; Goertz and Starr 2003; Trein, Maggetti, and Meyer 2021).

Dans notre recherche empirique, nous explorons un certain nombre de conditions nécessaires pour *trois résultats* différents. Premièrement, nous nous intéressons aux conditions nécessaires à la réussite (démarrage) des projets d'énergie renouvelable. Deuxièmement, nous nous intéressons aux conditions nécessaires à l'absence de conflits entre les différentes parties impliquées dans le projet. Enfin, nous nous intéressons aux conditions nécessaires au niveau de satisfaction globale des parties prenantes vis-à-vis du processus de décision sur le projet d'énergie renouvelable.

Comme présenté dans la section 1.2 de ce rapport, nous examinons si les coordinations cognitive, économique et spatiale sont des *conditions nécessaires* à l'obtention de ces trois résultats. La coordination cognitive est élevée si les différents acteurs conviennent qu'ils ont reçu les informations pertinentes (de la part des autorités publiques, en premier lieu) sur le projet, telles que des analyses d'impact par exemple. Une coordination économique élevée implique quant à elle que les différents acteurs du projet s'accommodent des (résultats des négociations sur les) aspects économiques du projet. Finalement, la coordination spatiale sera considérée comme élevée si le projet d'énergie renouvelable s'inscrit dans la logique territoriale d'utilisation et de valorisation du sol et des autres ressources naturelles.

Notre hypothèse de base est que ces trois types de coordination - cognitive, économique et spatiale - sont des conditions nécessaires pour (a) la réussite du projet, (b) l'absence de conflit et (c) la satisfaction individuelle à l'égard du projet.

En outre, nous examinons deux autres conditions (potentiellement) nécessaires à la satisfaction des individus à l'égard du processus : (a) la présence d'une coopérative locale pour la gouvernance du projet d'énergie renouvelable ; (b) la judiciarisation du processus de décision, soit des actions en justice et un arbitrage des conflits par des tribunaux. Nous nous attendons à ce que la présence d'une coopérative augmente la satisfaction à l'égard du projet alors que la judiciarisation la réduit.

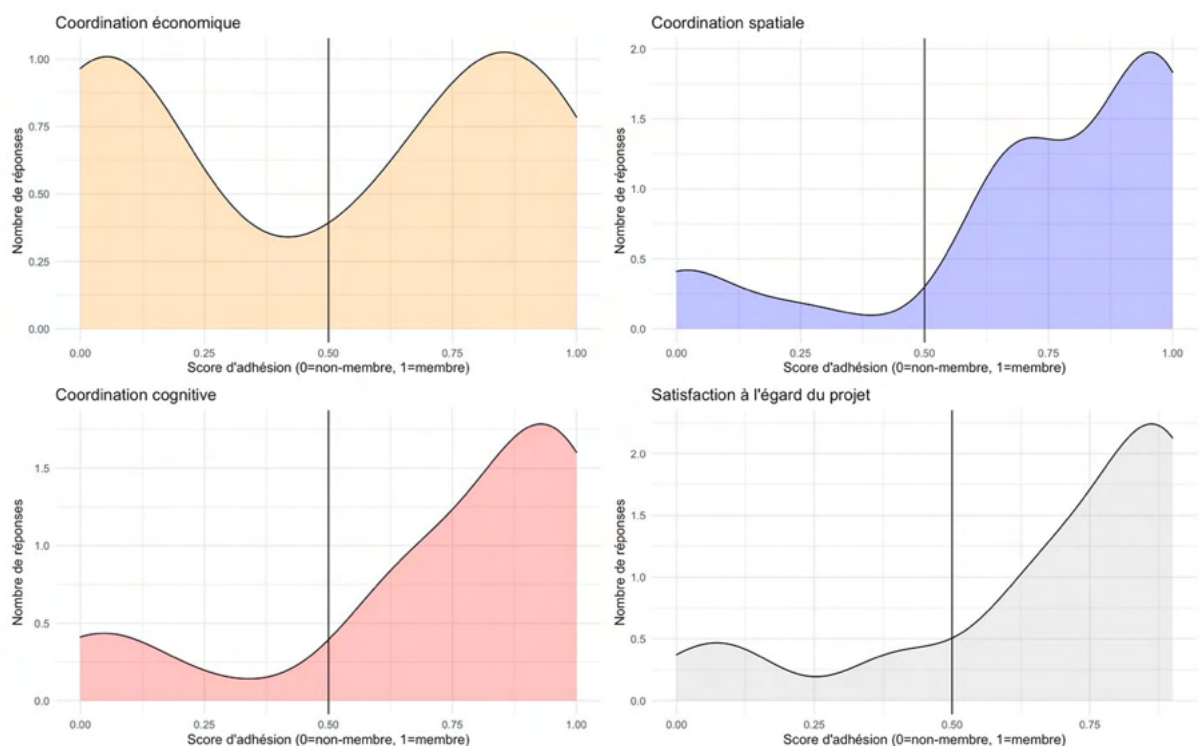
Pour opérationnaliser la coordination cognitive, économique et spatiale au niveau individuel, nous avons multiplié la question de l'enquête concernant chaque forme de coordination par les réponses à la question sur l'importance que les acteurs accordent à la coordination économique, spatiale et cognitive.

Afin de préparer les données pour l'ACQ, nous avons transformé les réponses à l'enquête en un "ensemble flou" où les réponses sont normalisées sur une échelle entre "0" et "1". Pour appliquer l'algèbre booléenne à l'analyse des données qui suit, une étape cruciale consiste à sélectionner les points de coupure pour les données brutes afin de les placer dans les quatre dimensions "complètement dehors", "plutôt dehors", "plutôt dedans" et "complètement dedans". Pour recoder les données, nous avons utilisé les paquets R 'QCA' et 'SetMethods'. Pour les points de coupure, nous avons utilisé les valeurs '3', '5.5', '10' pour les échelles de 0 à 10 (par exemple pour la 'satisfaction à l'égard du projet') et les valeurs '19', '35', '79' pour les échelles de 0 à 100 (par exemple pour la "coordination économique", la "coordination spatiale" et la "coordination cognitive" au niveau individuel, c'est-à-dire lorsque nous avons multiplié la réponse à la question sur la satisfaction vis-à-vis d'un type de coordination par l'importance accordée à ce type de coordination). Ces seuils sont définis en fonction des données empiriques.

Nous présentons les enseignements de l'analyse ACQ en débutant avec des résultats descriptifs.

Le graphique 1 montre les statistiques descriptives des réponses aux questions concernant les différents types de coordination. En ce qui concerne la coordination économique, les réponses les plus courantes sont des valeurs inférieures à 0,25 ou supérieures à 0,75. Ce résultat implique que **de nombreux répondants sont satisfaits ou insatisfaits des négociations économiques concernant le projet.**

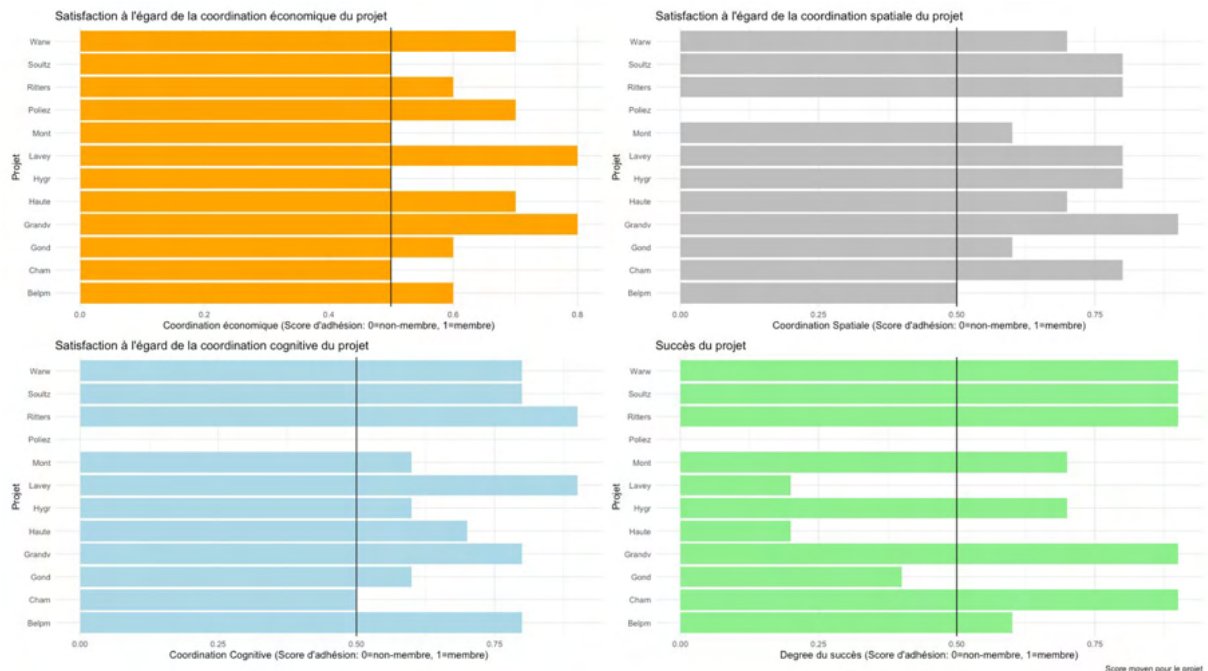
Figure 50 : Coordination des politiques et satisfaction à l'égard du projet au niveau de l'analyse individuelle



En revanche, en ce qui concerne la coordination spatiale, la coordination cognitive et la satisfaction globale à l'égard du projet, de nombreuses réponses se situent dans les catégories supérieures à 0,5 et, plus encore, supérieures à 0,75. Ces résultats indiquent également que **les personnes interrogées considèrent la coordination spatiale et cognitive comme plus importante que la coordination économique.**

Les résultats (graphique 2) montrent que, **dans la plupart des projets, les participants déclarent en moyenne que les informations fournies par les autorités étaient suffisantes. Ils conviennent également, dans de nombreux cas, que la coordination spatiale est satisfaisante.**

Figure 51 : Distribution des variables au niveau du projet



Les résultats concernant la réussite du projet indiquent que des différences importantes existent entre les divers projets et que ces différences pourraient être liées à certaines formes de coordination. Par exemple, les projets de biomasse du Centre-du-Québec (Warwick) et les projets alsaciens de géothermie profonde (Soultz-sous-Forêt et Rittershofen) ont été couronnés de succès et ont également obtenu un score élevé en matière de coordination spatiale et cognitive. Dans les paragraphes suivants, nous examinons si les différentes formes de coordination sont réellement des conditions nécessaires au succès du projet.

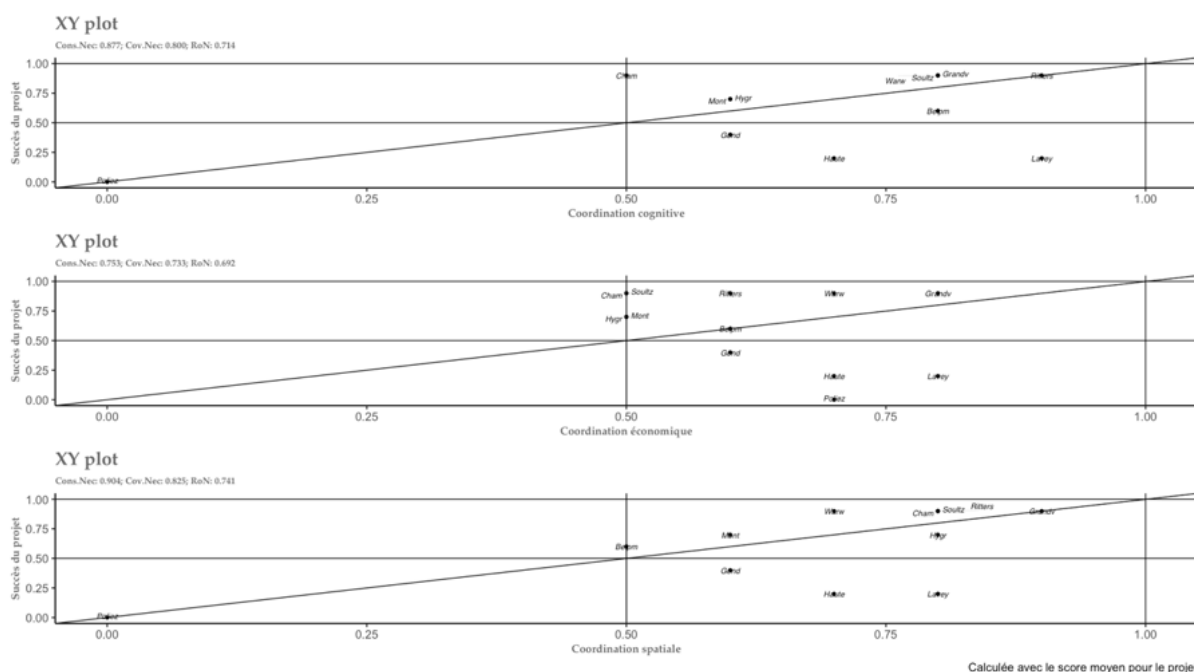
Relevons que les résultats au niveau des cas (graphique 2) sont quelque peu différents de ceux obtenus au niveau individuel (graphique 1). Les **données montrent que le manque d'information et la coordination spatiale ne semblent pas être des problèmes majeurs dans les cas étudiés**. De nombreux répondants reconnaissent en effet que les autorités leur ont fourni suffisamment d'informations et ont été satisfaits des négociations sur les aspects spatiaux des projets. Si nous comparons les résultats des graphiques 1 et 2, nous **constatons que la coordination spatiale et cognitive semble plus importante que la coordination économique**. Néanmoins, en dépit des niveaux élevés de satisfaction (graphique 1), plusieurs projets n'ont pas été couronnés de succès (graphique 2).

Coordination et succès des projets

Nous étudions à présent si les coordinations cognitive, économique et spatiale sont des conditions nécessaires à la réussite des projets d'énergie renouvelable. Le graphique 3 présente les résultats de l'analyse ACQ pour les trois formes de coordination. En légende supérieure de chacun des trois graphiques figurent trois valeurs : cohérence, couverture et RoN. Si la valeur de la cohérence est égale ou supérieure à 0,9, nous pouvons conclure que le résultat est une condition nécessaire à l'obtention du résultat. La « cohérence » signifie l'inclusion (par exemple, une cohérence égale à 1 signifie une parfaite inclusion de l'ensemble des observations dans la condition causale). La couverture indique quant à elle le nombre de cas couverts par le projet. Si cette valeur est supérieure à 0,5, la variance de l'ensemble des données est suffisante. RoN (« relevance of necessity ») signifie pour sa part la

« pertinence de la nécessité » (RoN doit être au moins supérieure à une valeur de 0,5, sinon on considère que les données sont biaisées).

Figure 52 : Conditions nécessaires et succès du projet



Les **résultats de l'analyse montrent que la coordination spatiale est une condition nécessaire au succès d'un projet**. Par exemple, dans le cas du projet de géothermie profonde alsacien (Rittershofen), les participants sont très satisfaits de la coordination spatiale du projet et le niveau de réussite est assez élevé. Au contraire, dans le cas du projet de biomasse vaudois (Poliez), la satisfaction à l'égard de la coordination spatiale est faible et le projet n'a pas été couronné de succès.

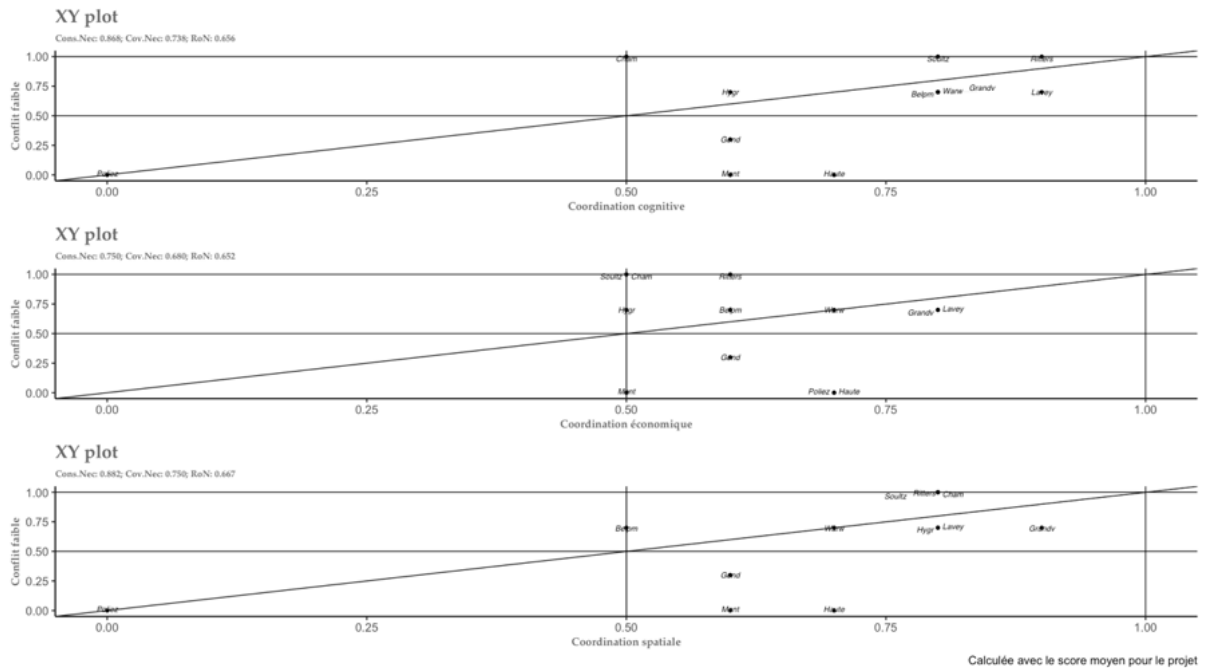
Les **résultats indiquent également que la coordination cognitive est presque une condition nécessaire au succès d'un projet (Uniquement le cas de Chamole contredit ce résultat)**. En effet, la valeur de la cohérence est de 0,877, ce qui est très légèrement inférieur au seuil de 0,9. Plus important encore, les données affichent une couverture et une variance suffisante (Cov.Nec de 0.8 et RoN de 0.714). **Dans l'ensemble, le fait que la coordination cognitive entraîne un niveau de succès du projet plus élevé est corroboré dans presque tous les cas.**

Enfin, les **résultats suggèrent que la coordination économique n'est pas une condition nécessaire au succès d'un projet**. La valeur de la cohérence est inférieure à 0,9 (à 0,75). Cela signifie que la réussite des projets était possible même en l'absence de niveaux élevés de coordination économique.

Coordination et niveaux de conflit

A présent, nous analysons si les coordinations cognitive, économique et spatiale sont des conditions nécessaires à l'absence de conflit dans les projets d'énergie renouvelable. Le graphique 4 présente les résultats de cette analyse.

Figure 53 : Conditions nécessaires et absence de conflit



Les résultats indiquent que la valeur de cohérence de la coordination cognitive n'est pas suffisamment élevée pour que cette condition puisse être considéré strictement comme nécessaire à l'absence de conflit (0,868). Mais l'interprétation des résultats suggère également que la coordination spatiale est presque une condition nécessaire à l'absence de conflit. La valeur de la cohérence est de 0,882, ce qui est très légèrement inférieur au seuil de 0,9 (Là encore, uniquement le cas de Chamole contredit ce résultat.).

Plus important encore, pour ces deux types de coordination, les données affichent une variance et couverture suffisante. **Dans l'ensemble, le fait que la coordination spatiale et cognitive entraînent un niveau de conflit moins élevé est corroboré dans de nombreux cas.**

Les résultats de l'analyse montrent que la présence d'une coordination économique n'est pas une condition nécessaire pour que le niveau de conflit soit faible. Ce résultat est similaire à celui de la section précédente, dans laquelle nous avons montré que la coordination économique n'est pas une condition nécessaire à la réussite des projets d'énergie renouvelable.

En plus des analyses de nécessité pour les conditions individuelles, l'ACQ montre que la combinaison de deux des types de coordination constitue une condition dit "SUIN" pour l'absence du conflit. Dans la logique de l'ACQ, une condition SUIN est une partie suffisante mais non nécessaire d'une configuration qui est elle-même insuffisante mais nécessaire pour obtenir le résultat (Schneider and Wagemann 2012, 79).

Notamment, nos résultats suggèrent que la combinaison de la coordination spatiale et cognitive (« logical OR ») est une condition nécessaire pour l'absence du conflit dans un projet (Coordination spatiale + coordination cognitive = inclN : 0,926, RoN : 0,596, covN : 0,733). **Cette constatation**

confirme nos résultats précédents qui soulignent la nécessité d'une coordination spatiale et cognitive. Si les deux conditions sont réunies, la couverture et la pertinence de la solution sont beaucoup plus élevée, ce qui indique que la conclusion est plus robuste.

En résumé, les résultats de cette analyse montrent que la coordination spatiale et cognitive jouent un rôle important dans la réussite des projets et dans l'absence de conflits.

Coordination et satisfaction individuelle

Dans la dernière partie de cette analyse, nous examinons les conditions nécessaires à la satisfaction globale des individus vis-à-vis du processus et de l'issue des projets. Pour ce faire, nous utilisons les données décrites dans la figure 1. Nous avons multiplié les variables qui mesurent les coordinations cognitive, économique et spatiale par l'importance que les acteurs attribuent à chacun de ces types de la coordination. Pour cette analyse, nous utilisons également des conditions supplémentaires définies au niveau du projet, à savoir la présence (ou non) d'une coopérative d'énergie renouvelable et l'introduction (ou non) d'un recours en justice. Le codage des variables et les « cut-off points » ont déjà été présentés précédemment.

Les résultats de cette analyse ne permettent pas de révéler de condition individuellement nécessaire pour qu'un acteur soit satisfait avec le processus de décision auquel il a participé. Cela signifie qu'aucune variable n'est nécessaire à elle seule pour obtenir des niveaux élevés de satisfaction à l'égard du projet. Nous nous sommes dès lors à nouveau tournés vers les conditions SUIN. Nous examinons donc si plusieurs conditions peuvent former ensemble un ensemble de conditions nécessaires. Les résultats sont présentés dans le tableau 2.

Figure 54 : Conditions SUIN pour la satisfaction à l'égard du projet

Configurations	Consistency (inclN)	RoN	Coverage (covN)
Conditions sans contradiction			
EC + CC	0.934	0.545	0.794
EC + SC	0.94	0.528	0.791
sc + CC	0.931	0.503	0.777
CC + COOP	0.916	0.592	0.803
EC + SUCCESS	0.91	0.634	0.817
SC + JUD	0.904	0.553	0.782
SC + COOP	0.904	0.59	0.797
Conditions avec contradiction			
CC + SUCCES	0.97	0.512	0.8
SC + SUCCESS	0.958	0.512	0.794
SC + success	0.928	0.544	0.791
CC + success	0.919	0.541	0.785

Explications : EC = Coordination économique, SC = Coordination spatiale, CC = Coordination cognitive, SUCCESS = Succès, COOP = Présence d'une coopérative ; JUD = Judicialisation. Si la condition est écrite en lettres minuscules, cela signifie qu'elle est absente, par exemple, "succès" signifie "absence de succès" alors que "SUCCES" signifie "présence de succès".

Il existe sept conditions SUIN uniques et quatre conditions contradictoires. Le tableau 2 indique en gras les trois conditions qui affichent le score de cohérence le plus élevé en matière de nécessité. Il s'agit des combinaisons de la présence d'une coordination économique et cognitive, de la présence d'une coordination économique et spatiale, ainsi que de l'absence de coordination économique et spatiale. **Ce résultat signifie que la satisfaction des répondants à l'égard des négociations économiques et de la distribution de l'information est nécessaire à la satisfaction vis-à-vis de l'ensemble du processus de décision liés à un projet.** Il en va de même pour la satisfaction des négociations économiques et spatiales. En revanche, pour certains cas, une insatisfaction quant à la coordination spatiale et une satisfaction quant à la coordination cognitive sont nécessaires à la satisfaction globale vis-à-vis du projet. Il s'agit des conditions pour lesquelles les scores de cohérence sont les plus élevés pour la nécessité (Tableau 2).

En outre, les résultats montrent que la présence d'une coopérative énergétique locale, associée à une coordination spatiale ou cognitive élevée, est une condition nécessaire à la satisfaction globale vis-à-vis du projet. De plus, la combinaison d'une réussite du projet et d'une coordination économique élevée est nécessaire pour un haut niveau de satisfaction vis-à-vis du projet.

Il est intéressant de noter que les résultats montrent également qu'une coordination spatiale élevée, combinée avec la judiciarisation du processus, peut-être une condition nécessaire à un niveau élevé de satisfaction vis-à-vis de l'ensemble du projet. Cette constatation implique que si le projet est contesté devant les tribunaux, la satisfaction par rapport aux négociations spatiales est nécessaire pour générer la satisfaction vis-à-vis de l'ensemble du processus.

Les résultats suggèrent également que le succès du projet n'est pas une condition nécessaire à la satisfaction des parties prenantes vis-à-vis du processus et de son issue. La partie inférieure du tableau 2 montre des solutions (configurations de facteurs) qui se contredisent. Par exemple, tant la présence que l'absence de succès, combinée avec des coordinations cognitive et spatiale élevées, peuvent être des conditions nécessaires à la satisfaction vis-à-vis du projet.

4.4 Policy brief : recommandation aux décideurs

Contexte

Les dispositions juridiques relatives aux énergies renouvelables évoluent rapidement ces derniers mois, traduisant l'importance de la question de la mise en œuvre de la transition énergétique dans l'agenda politique suisse. Ainsi, par la *Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables* approuvée le 29 septembre 2023, la Confédération vise une production d'électricité issue d'énergies renouvelables, hors énergie hydraulique, qui devrait être multipliée par un facteur cinq d'ici à 2035 pour atteindre 35 TWh. En outre, l'importation d'électricité sur le semestre hivernal doit être limitée à 5 TWh d'ici 2035 alors que le solde importateur était de 50 % supérieur à cet objectif à l'hiver 2021-2022¹. Pour atteindre ces deux objectifs, l'installation d'équipements de production d'énergie renouvelable sur le territoire national est, avec la baisse de la consommation, une priorité des politiques publiques.

Or, le développement des projets de production d'énergie renouvelable, hors hydraulique, connaît de nombreux blocages. Par exemple, la quasi-totalité des projets éoliens de trois mâts et plus ont fait l'objet de recours judiciaires qui s'étalent sur plusieurs années. Dans le domaine du solaire, le décret valaisan visant une accélération des procédures d'autorisation pour les projets photovoltaïques alpins a fait l'objet d'un référendum gagné en septembre 2023 par les opposants à ces mesures. Dans le domaine de la biomasse agricole, le nombre d'installations de valorisation a baissé de près de 20 % en trente ans. Enfin, les récents projets de géothermie profonde ont rencontré soit des déconvenues quant à la disponibilité de la ressource soit une forte conflictualité locale.

¹ Les statistiques de l'année 2022 sont issues de "OFEN, Statistique suisse de l'électricité 2022". La production effective est de 6,78 TWh pour les centrales thermiques classiques et renouvelables en 2021. Le solde importateur d'électricité était de 7,8 TWh pour l'hiver 2021-2022.

Dans ce contexte, le projet de recherche "Icare" a cherché à identifier les conditions nécessaires à la réalisation d'installations de production d'énergie renouvelable. En particulier, le projet s'est penché sur les enjeux de coordination susceptibles de réduire les procédures judiciaires et les tensions politiques locales majeures, principaux facteurs limitant la réalisation effective des nouvelles installations de production.

Enjeux de coordination

Le projet de recherche Icare, financé par l'OFEN, s'appuie sur l'étude comparative de douze projets de production d'énergie renouvelable exploitant quatre technologies différentes : le photovoltaïque au sol, la géothermie profonde, la biomasse agricole et l'éolien. Les projets locaux étudiés sont répartis dans trois pays : Suisse, France et Canada. Ils sont en exploitation, en cours de développement ou abandonnés, couvrant une panoplie de cas de succès ou d'échec. Chaque projet est étudié autour de trois enjeux de coordination :

- La coordination spatiale désigne l'ensemble des négociations mises en œuvre par les acteurs pour trouver un accord sur la localisation des installations de production et la minimisation des impacts territoriaux et environnementaux. Par exemple, comment conciliez les nuisances olfactives liées au développement des installations de biomasse agricole tout en localisant les projets dans les sièges d'exploitation agricole, généralement à proximité des zones résidentielles ?
- La coordination économique qualifie les pratiques de répartition des plus-values et moins-values économiques liées au projet et l'évaluation de l'équité de traitement par les acteurs concernés. Par exemple, les forts montants de subvention publique pour les installations solaires engendrent-ils une répartition des plus-values jugée équitable par l'ensemble des acteurs territoriaux impactés par les installations ?
- La coordination cognitive concerne les modalités de partage de l'information, la construction d'un ancrage social entre les nouveaux projets énergétiques et les usages préexistants du territoire ainsi que les modalités de médiation entre les groupes d'acteurs impliqués. Par exemple, comment le développement des projets éoliens tient-il compte de la perception que les riverains se font des nuisances sonores potentielles de ces projets ?

Le projet Icare a identifié des lacunes de coordination entre les acteurs, la mise en œuvre des dispositions légales et le contexte du succès (la réalisation) des projets. Les résultats obtenus permettent de formuler une série de recommandations aux décideurs.

Recommandations

Les recommandations sont organisées selon les trois dimensions d'analyse et mentionnent les acteurs prioritairement concernés par leur mise en œuvre.

En termes de **coordination spatiale** :

- **Éviter les choix de localisation des projets au « cas par cas »** : le développement des projets se fait souvent au gré des propositions d'implantation formulées par les entreprises énergétiques. Le choix du site n'est généralement justifié à l'échelle régionale qu'a posteriori dans le cadre de l'étude d'impact sur l'environnement du projet concerné. Ces choix peuvent aboutir à une sélection de sites judicieux d'un point de vue du rendement de production, mais pas nécessairement optimisée du point de vue des usages du territoire ou des qualités environnementales des sites. Les communes et cantons devraient participer plus activement à la définition des optima de localisation en intégrant leurs connaissances des caractéristiques environnementales et des pratiques usuelles des territoires dans les pesées des intérêts réalisées. Cet exercice peut être mené pour tout type de localisation de projets à court terme.
- **Développer des planifications positives à l'échelle régionale ou cantonale** : à moyen terme, ces optima de localisation par type de technologies de production devraient être intégrés dans des dispositions de planification positives permettant d'appliquer les critères de choix de manière coordonnée et systématique. Les échelles régionales et/ou cantonales sont les plus appropriées pour cet exercice afin d'intégrer deux facteurs essentiels : la coordination entre de multiples projets

et la prise en compte des usages existants des territoires. Ces planifications devraient être portées par les groupements de communes et/ou les cantons.

- **Fixer explicitement et préalablement les conditions de prise en charge des impacts négatifs locaux et tenir compte de leurs effets cumulés** : de nombreuses technologies de production d'énergie renouvelable peuvent être considérées comme des processus émergents sur le territoire suisse (notamment la géothermie profonde et le solaire alpin). Elles peuvent être sources de nuisances potentielles nouvelles (par exemple le risque sismique lié à la géothermie profonde). Dans d'autres cas, c'est le cumul des impacts de différents projets au sein d'une même région qui est porteur d'externalités négatives (par exemple la multiplication des projets éoliens dans un même périmètre). Enfin, les méthodes de mesure des nuisances peuvent aussi évoluer (c'est par exemple le cas des nuisances olfactives liées aux installations de biomasse agricole). Dans toutes ces situations, les services de la Confédération (en particulier l'Office fédéral de l'environnement) et les cantons concernés devraient produire et adapter des cadres explicitant les modalités de prise en charge de ces nuisances potentielles, sans attendre que les projets pionniers valident des procédures au travers des arrêts des tribunaux.

En termes de **coordination économique** :

- **Rendre plus transparent les plus-values et moins-values générées par le projet** : la plupart des projets de production d'énergie renouvelable sont peu transparents en ce qui concerne les bénéfices générés par les projets. Certains acteurs locaux n'ont accès qu'aux données concernant les moins-values des projets envisagés sur leur territoire à travers l'étude d'impact sur l'environnement. Or, la plupart des projets sont largement subventionnés par des fonds publics. Une règle de transparence et de bonne gestion publique voudrait que si un projet de production d'énergie renouvelable bénéficie d'un financement public sous forme d'une subvention à l'investissement, d'une garantie financière, d'un prix de rachat garanti de l'énergie produite, ou de l'entrée au capital de la société d'exploitation du projet d'opérateurs en mains publiques, alors les montages financiers soient transparents et accessibles dans leur intégralité. L'argument du secret des affaires devrait alors être mis de côté. A l'heure où le législateur fédéral généralise le soutien de 60 % aux investissements, cette mesure portée par les entreprises électriques serait de nature à favoriser la construction de compromis locaux dans la répartition des plus- et moins-values générées par ces projets.
- **Redistribuer même une part minoritaire de la plus-value** : la question de la répartition de la rente économique précitée peut se faire sur une part minoritaire de la plus-value générée. En effet, les investissements dans ces technologies sont conséquents et rares sont les collectivités publiques ou les groupes sociaux qui ont la capacité de participer au financement d'une part substantielle de l'investissement nécessaire. Pour autant, l'entrée au capital des acteurs territoriaux peut se faire par diverses modalités : actionnariat dans la société d'exploitation, coopérative citoyenne, montée au capital des sociétés électriques locales, etc. Dans tous les cas, la prise de responsabilité économique, même minoritaire, agit comme un facteur d'implication des acteurs concernés dans les projets et restreint les risques d'accroissement de la conflictualité. Cette prise de responsabilité économique mérite notamment d'être investiguée par les communes et les entreprises électriques qui développent ces projets.
- **Planifier la localisation des projets et leurs modalités d'exploitation en visant une maximisation des gains collectifs publics** : les projets de production d'énergie renouvelable se caractérisent par le fait qu'ils exploitent des ressources situationnelles et/ou que leurs installations de production sont fortement liées au sol. Elles sont généralement non délocalisables. Dès lors, il est possible de maximiser les gains pour les collectivités publiques notamment en valorisant les projets sur des terres publiques (rente foncière d'usage des sols), en développant des concessions d'exploitation de la ressource (lorsque la ressource est considérée comme un bien public) et/ou en confiant tout ou partie des droits d'exploitation de la ressource à des sociétés dont l'actionnariat est public. Les acteurs communaux et cantonaux, ainsi que leurs services industriels, sont les mieux

placés pour envisager les montages organisationnels valorisant cette publicisation des gains issus de la production d'énergie renouvelable.

En termes de **coordination cognitive** :

- **Médiatiser les technologies dans le territoire local** : les installations de production d'énergie renouvelable mobilisent des technologies de pointe tout en générant certains impacts territoriaux et environnementaux. L'explicitation concrète des procédés techniques qui seront déployés et un exercice de pédagogie sur les nuisances qui les accompagnent doivent être réalisés le plus en amont des projets. Ainsi, les promoteurs feront œuvre de transparence avec les acteurs territoriaux concernés tout en apparaissant comme accessibles aux populations locales. Promoteurs et élus communaux devraient pouvoir bénéficier de soutiens financiers fédéraux à la production de ressources de vulgarisation des techniques énergétiques et de leurs impacts sur les territoires.
- **Accompagner la construction d'un récit d'ancrage local du projet dans les usages existants du territoire** : les projets de production d'énergie électrique, et notamment ceux à fort impact spatial et environnemental, doivent, pour être acceptés, tisser des liens d'imbrications forts avec les représentations sociales des usagers des territoires. Pour ce faire, les exécutifs communaux doivent pouvoir compter sur l'intervention de professionnels capables de produire ces discours qu'ils s'approprient et incarnent ensuite auprès de leurs concitoyens. Sur le modèle des conseillers environnementaux et paysagers qui sont parfois engagés dans la promotion des prestations écologiques auprès des agriculteurs, l'intervention de ces professionnels de l'ancrage territorial des projets énergétiques auprès des communes devrait être financée par la Confédération et les cantons dans le cadre des dispositifs de subvention aux projets.
- **Soutenir les exécutifs communaux pour s'assurer de leur implication constante et favoriser la collégialité dans la défense des décisions relatives au projet** : les élus municipaux sont les principaux médiateurs de ces projets techniques dans les communes et les lieux de vie des habitants concernés. Ils devraient être plus directement soutenus car ils incarnent, pour les usagers du territoire, la mise en œuvre concrète de politiques fédérales et cantonales qui sont peu représentées localement. Un accompagnement par des professionnels du management de projets et de la gestion des conflits financés par la Confédération et les cantons, par exemple au niveau des associations de communes, apparaît nécessaire. Par ailleurs, cet accompagnement devrait aussi permettre aux élus d'une région donnée de se rencontrer pour échanger sur leurs expériences locales autour de leurs projets respectifs d'énergie renouvelable avec les conseils de professionnels.

Conclusion

Depuis le début des années 2000, la Confédération et les cantons ont beaucoup investi dans les subventions et les garanties à la rentabilité économique des projets de production d'énergie renouvelable. La comparaison des douze cas étudiés par le projet de recherche Icare montre que la question de la coordination économique n'est pas la plus essentielle dans le succès des projets de production d'énergie renouvelable. L'analyse comparative réalisée dans cette recherche montre que les coordinations spatiale et cognitive apparaissent en revanche comme des conditions nécessaires, mais non suffisantes, au succès des projets, tant en Suisse qu'à l'étranger. Les autorités publiques doivent se positionner sur ces deux dimensions si elles souhaitent atteindre les objectifs fixés pour l'horizon 2035 :

- Une **coordination spatiale apparaît indispensable** dans le choix des sites. La rehiérarchisation des priorités dans les pesées d'intérêts, telle qu'elle a été décidée par le législateur fédéral ces derniers mois, peut sans doute limiter la portée des actions judiciaires des opposants, comme le suggèrent des études réalisées à l'étranger. Cependant, cette rehiérarchisation des priorités au niveau législatif n'éteindra sans doute que difficilement les oppositions sociopolitiques autour de projets concrets.
- De plus, les tensions locales souvent présentes reflètent **les enjeux de coordination cognitive qui sont insuffisamment pris en compte** par les entreprises énergétiques et autres

- promoteurs des projets. Les élus des exécutifs communaux qui assument le rôle essentiel d'acteurs-relais du projet auprès des habitants et des associations ainsi que le rôle de traducteurs des enjeux locaux auprès des développeurs du projet, méritent un accompagnement plus professionnalisé dans la mise en œuvre opérationnelle des politiques de transition énergétique.

Ces recommandations sont formulées pour l'ensemble des technologies de production d'énergie à partir de sources renouvelables. Il est cependant judicieux de préciser :

- les degrés de priorités dans la mise en œuvre des mesures préconisées : priorité très élevée, élevée, mesure déjà appliquée (à renforcer ou non), mesure non prioritaire.
- le ou les acteurs concernés plus précisément par la mise en œuvre de la mesure recommandée

Ces deux informations sont indiquées dans le tableau ci-dessous (figure 55).

Figure 55 : Priorisation des recommandations et responsabilité pour leur mise en œuvre

	Recommandations	Cas éolien	Cas biomasse agricole	Cas géothermie	Cas photovoltaïque	Principaux acteurs responsables
Coordination spatiale	Éviter les choix de localisation des projets au « cas par cas »	Mesure déjà appliquée	Priorité élevée	Priorité élevée	Priorité très élevée	Canton
	Développer des planifications positives à l'échelle régionale ou cantonale	Mesure déjà appliquée (à renforcer dans le volet intercantonal)	Priorité élevée	Priorité élevée	Priorité très élevée	Canton
	Fixer explicitement et préalablement les conditions de prise en charge des impacts négatifs locaux et tenir compte de leurs effets cumulés	Mesure déjà appliquée	Priorité élevée	Priorité très élevée	Priorité très élevée	OFEV OFEN ARE Canton
Coordination économique	Rendre plus transparente les plus-values et moins-values générées par le projet	Priorité élevée	Non prioritaire	Priorité élevée	Priorité très élevée	Entreprises électriques
	Redistribuer même une part minoritaire de la plus-value	Mesure déjà appliquée pour partie - A renforcer	Non prioritaire	Mesure déjà appliquée pour partie - A renforcer	Mesure déjà appliquée pour partie - A renforcer	Entreprises électriques Coopératives Communes
	Planifier la localisation des projets et leurs modalités d'exploitation en visant une maximisation des gains collectifs publics	Mesure déjà appliquée pour partie (à renforcer)	Non prioritaire	Priorité élevée	Mesure déjà appliquée pour partie (à renforcer)	Entreprises électriques Coopératives Communes
Coordination cognitive	Médiatiser les technologies dans le territoire local	Priorité élevée	Priorité élevée	Priorité très élevée	Priorité élevée	OFEN
	Accompagner la construction d'un récit d'ancrage local du projet dans les usages existants du territoire	Priorité très élevée	Priorité élevée	Priorité très élevée	Priorité très élevée	OFEN Canton
	Soutenir les exécutifs communaux pour s'assurer de leur implication constante et favoriser la collégialité dans la défense des décisions relatives au projet	Priorité très élevée	Priorité très élevée	Priorité très élevée	Priorité très élevée	OFEN Canton Associations de communes

5 Conclusions et résumé

L'analyse menée a permis de dégager des résultats innovants en termes de pratiques de coordination des projets de production d'énergie renouvelable. En particulier, nous pouvons apporter les réponses suivantes à nos trois questions de recherche initiales.

- Pourquoi les REP qui visent une décarbonisation à court terme échouent à intégrer adéquatement les exigences d'autres politiques publiques ?

La comparaison des cas met en évidence que la combinaison d'une coordination spatiale et d'une coordination cognitive est une condition nécessaire à la réussite du projet. Plus précisément, l'analyse comparative montre aussi que la coordination spatiale entraîne un niveau de conflit plus faible.

Les facteurs qui régissent la coordination spatiale peuvent être synthétisés de la manière suivante : une reconnaissance de l'adéquation entre le projet énergétique et les usages et représentations héritées et projetées par les acteurs locaux sur leur territoire ; la réalisation d'une planification positive et négociée permettant de sélectionner le site le plus optimal tenant compte du facteur de cohérence précité ; la définition explicite et préalable des conditions de prise en charge et d'atténuation - compensation des impacts négatifs des projets une fois le site sélectionné.

Les facteurs qui régissent la coordination cognitive peuvent être résumés de la manière suivante : une information complète, juste et adéquatement partagée entre les parties impliquées relativement au projet et à ses impacts ; la présence d'un acteur de médiation entre les usagers du territoire et l'équipe de projet permettant de s'assurer que les attentes territoriales soient relayées ; la soutien unanime et collégial de l'exécutif communal au projet pendant toute sa durée.

Or l'atteinte simultanée de ces facteurs spatiaux et cognitifs est finalement assez peu présente dans les projets étudiés. En particulier, la sélection des sites les plus optimaux est un processus généralement peu transparent et publicisé. Par ailleurs, ces démarches de planification positive prennent du temps. Leur rythme de développement propre rentre ainsi en contradiction avec des dispositions législatives qui souhaitent la réalisation dans des échéances inusitées (3 ans) pour des projets à fort impact territorial.

Notons par ailleurs que les évolutions législatives introduites depuis la mise en œuvre de la loi fédérale sur l'énergie en 2018 induisent une rehiérarchisation juridique dans la pesée des intérêts. En conférant à la production d'énergie renouvelable un intérêt national souvent prépondérant, elle méconnaît les facteurs de coordination spatiale précités et notamment la prise en compte des usages et représentations projetées par les acteurs locaux sur leur territoire dans le choix des sites les plus opportuns.

Notons que la partage de la rente d'exploitation, généralement garantie par des fonds publics, est peu développé. Les retombées locales de ces projets énergétiques sont limitées alors que la ressource exploitée est bien inscrite dans le local. Il en résulte une asymétrie entre les plus-values économiques générées par le projet et les moins-values générées par les impacts environnementaux et situationnels du projet pour les riverains et usagers du site exploité.

In fine, la profonde décoordination entre les dispositifs économiques de subventionnement et garantie publique à la réalisation des projets portés par les acteurs essentiellement fédéraux et les dispositifs d'autorisation environnementale et spatiale essentiellement cantonaux et communaux génère des processus de développement de projets qui reconnaissent insuffisamment les enjeux d'insertion de ces infrastructures dans leur territoire d'implantation.

- Quelles configurations de coordination économique, spatiale et cognitive conduisent à une réalisation réussie des REP ?

L'analyse QCA a montré le poids prépondérant des dispositions de coordination spatiale dans le succès des projets. Ainsi, les configurations de REP porteuses de succès, c'est-à-dire que les projets se réalisent sans recourir aux arbitrages judiciaires, nécessitent une coordination spatiale approfondie entre les acteurs territoriaux et les développeurs.

Dans ces projets réussis, les différentes aides publiques sectorielles soutenant les REP sont coordonnées avec le dispositif de choix des sites les plus appropriés. Pour ce faire, différents processus de sélection sont possibles. Par exemple, une démarche de prospection de sites menée par un acteur facilitateur ou relais qui ne soit pas en mesure de développer lui-même le projet. Une autre solution est la sélection de sites par appel d'offres avec des puissances installées concessionnées. Ce type de dispositif permet de s'appuyer sur les avantages des offres faites par les acteurs de marché (maximisant les rendements de production et minimisant les coûts d'exploitation) tout en intégrant les critères de planification positive imposés par les autorités de régulation environnementale et territoriale. Ces approches, développées notamment en France dans le projet solaire (et au Canada pour le secteur éolien, cf. Fournis et al., 2018), permettent de s'appuyer sur l'expertise technique et économique des développeurs tout en intégrant explicitement les critères publics impératifs tels que la cohérence avec les mesures de protection environnementale et la prise en compte des attentes des acteurs territoriaux concernés. Cette dernière dimension pourrait s'accompagner de la mise en place d'une procédure de vote consultatif sur le projet auprès de la population. Les aides publiques ne sont alors octroyées que pour les projets satisfaisants conjointement les critères d'optimisation spatiale de choix des sites et de haut rendement de production au moindre coût.

Dans ces dispositifs, la circulation de l'information entre les différents groupes d'acteurs est également assurée plus ou moins formellement, par des acteurs relais. Élu local ou instance de médiation spécialisée, ils permettent de construire cette interface de circulation d'information entre les développeurs, les autorités locales, les autorités de régulation et les autres acteurs impliqués, en particulier les ONGE et les associations locales. Dans ce cadre, l'unanimité et la collégialité des exécutifs communaux autour du projet apparaît comme une condition nécessaire, mais non suffisante, pour le succès du projet. Or celle-ci n'est possible que dans un cadre de partenariat et de confiance dans lequel les informations relatives au projet (notamment sur ces aspects spatiaux, environnementaux et économiques) sont mises à disposition des parties prenantes. Par exemple, une plus grande transparence sur les montages financiers réalisés et la répartition des charges et des dividendes serait de nature à construire une plus grande confiance entre les acteurs impliqués. Évidemment, elle ouvrirait sans doute la porte à une réflexion sur les mécanismes de rétribution de la commune qui supporte l'essentiel des impacts territoriaux du projet.

Enfin, l'un des facteurs expliquant la durée des procédures est la temporalité longue dans laquelle les préavis et les autorisations sont généralement délivrés par les services cantonaux. L'une des raisons est sans doute les dispositifs d'évaluation d'impact sur l'environnement qui nécessitent souvent de construire les méthodes d'estimation tout en les implémentant sur les projets. Dans un contexte où les projets énergétiques devraient se multiplier pour atteindre les objectifs 2030 de décarbonisation du mix énergétique, les autorités cantonales et fédérales gagneraient sans doute à expliciter des règles spatialisées (et donc localisées) plus systématiques relatives à la prise en charge des impacts sectoriels des installations de production énergétique sur les milieux, ressources et espèces protégées.

- Comment cette coordination inter-politique peut-elle être mise en œuvre au niveau de la réalisation locale des REP ?

Les recommandations issues du projet ainsi que les acteurs prioritairement concernés sont indiqués en section 4.4. Policy Brief : recommandations aux décideurs.

6 Aperçu et mise en œuvre prochaine

Les résultats issus du projet de recherche Icare vont maintenant faire l'objet d'une diffusion scientifique.

Du point de vue des nouveaux besoins en recherche, les dispositions prises ces derniers mois par le législateur fédéral en matière de développement des installations de production d'énergie renouvelable pourraient maintenant être étudiées au regard des effets induits par des politiques publiques relativement similaires mises en œuvre dans d'autres pays. Ces mises en perspectives internationales permettront alors d'accompagner le pilotage de la mise en œuvre des dispositions suisses afin d'atteindre les objectifs ambitieux fixés pour 2035 et 2050 en anticipant les besoins en termes de coordinations spatiales, économiques et cognitives.

7 Coopération nationale et internationale

Malgré les limitations de mobilité internationale induites par la crise du COVID, le projet Icare a pu mener à bien ces travaux de collecte de données sur le terrain en Suisse, en France et au Canada.

En outre, les partenariats avec nos collègues le Prof. Pierre-Oliver Pineau d'HEC Montréal et le Prof. Jérôme Dubois d'Aix-Marseille Universités ont été réalisés. Tous deux ont pu participer au colloque final qui s'est tenu les 22 et 23 juin 2023 dans les locaux de la Berner Fachhochschule à Berne.

La coopération va se poursuivre sur la rédaction des publications prévues dans les prochains mois.

8 Communication

Un colloque de restitution des résultats s'est tenu le 22 et le 23 juin 2023 à la Berner Fachhochschule. Il a réuni sur 2 jours une quarantaine de participants.

Une matinée d'échange sur les recommandations aux décideurs a été organisée le 6 octobre 2023 à la Haute école spécialisée de Suisse Occidentale – Site d'Yverdon-les-Bains.

Autre communication réalisée :

Cherqui Adeline, Bombenger Pierre-Henri, Kodjovi Marie-Joëlle, La coordination des politiques publiques dans le développement des projets de biomasse agricole, Journée de l'IGSO, Yverdon-les-Bains, 8 février 2022.

9 Publications

La valorisation des résultats aura lieu dans les prochains mois.

Un ouvrage collectif de valorisation de certaines études de cas est en préparation.

Par ailleurs, les résultats de l'analyse QCA feront l'objet de publications, de même que les comparaisons des cas.

10 Bibliographie

Balthasar A, Schalcher HR (2020) Research for Switzerland's Energy Future. Résumé of the National Research Programme « Energy », Steering Committees of NRP 70 and 71. SNSF, Bern.

Banning JH (2003) Ecological Triangulation: An Approach for Qualitative Meta-Synthesis. Paper distributed at the Campbell Collaboration Colloquium in Stockholm Sweden

Beach D, Pedersen R (2019) Process-Tracing Methods: Foundations and Guidelines. University of Michigan Press, Ann Arbor, MI

Dul J (2016). Necessary Condition Analysis (NCA): Logic and Methodology of 'Necessary but Not Sufficient' Causality. *Organizational Research Methods* 19(1): 10–52.

Fournis Y, Fortin M-J, Prémont M-C, Bombenger P-H, Grondin Couture A, in Brisson G, Chiasson G, Fortin M-J, Fournis Y, Prémont M-C (2018), *L'économie politique des ressources naturelles au Québec* (pp. 67-136). Québec, Canada : Les Presses de l'Université Laval

Goertz G, and Harvey S (2003) *Necessary Conditions: Theory, Methodology, and Applications*. Oxford: Rowman & Littlefield.

Kodjovi M-J, Bombenger P-H (2019a) Évolutions réciproques des jurisprudences et des politiques publiques de la transition énergétique. In: DGCL 2019, GRALE. *Moniteur*, pp 135–161

Kodjovi M-J, Bombenger P-H (2019b) Construction du cadre institutionnel de régulation de l'activité éolienne: jeu et enjeu de transition énergétique en Suisse. In: Bombenger P-H et al. (eds) *Ibid* pp 9–34

Oana I-E, Schneider C Q, and Thomann E (2021) *Qualitative Comparative Analysis Using R: A Beginner's Guide*. Cambridge: Cambridge University Press.

Rihoux B, and Ragin C (2009) *Configurational Comparative Methods: Qualitative Comparative Analysis (QCA) and Related Techniques*. 2455 Teller Road, Thousand Oaks California 91320 United States: SAGE Publications, Inc. <http://methods.sagepub.com/book/configurational-comparative-methods> (March 22, 2020).

Schneider C Q., and Wagemann C (2012) *Set-Theoretic Methods for the Social Sciences: A Guide to Qualitative Comparative Analysis*. Cambridge: Cambridge University Press.

Thomann E, and Maggetti M (2020) "Designing Research With Qualitative Comparative Analysis (QCA): Approaches, Challenges, and Tools." *Sociological Methods & Research* 49(2): 356–86.

Trein P, Maggetti M., and Meyer I (2021). Necessary Conditions for Policy Integration and Administrative Coordination Reforms: An Exploratory Analysis. *Journal of European Public Policy* 28(9): 1410–31.

Thomann E, Maggetti M (2017) *Designing Research With Qualitative Comparative Analysis (QCA): Approaches, Challenges, and Tools*. *Sociological Methods & Research*

Yin RK (2018) *Case study research and applications: design and methods*, 6th ed. SAGE, Los Angeles