



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Erneuerbare Energien

Bericht vom 20. Mai 2020

Investitions- und Planungsbeiträge für Windenergieanlagen

Datum: 20. Mai 2020

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmerin:

EBP Schweiz AG
Zollikerstrasse 65
CH-8702 Zollikon
www.ebp.ch

Autoren:

Silvan Rosser, EBP
Peter Schwer, New Energy Scout
Michael Müller, EBP
Alexander Kupfahl, New Energy Scout

BFE-Bereichsleitung: Markus Geissmann

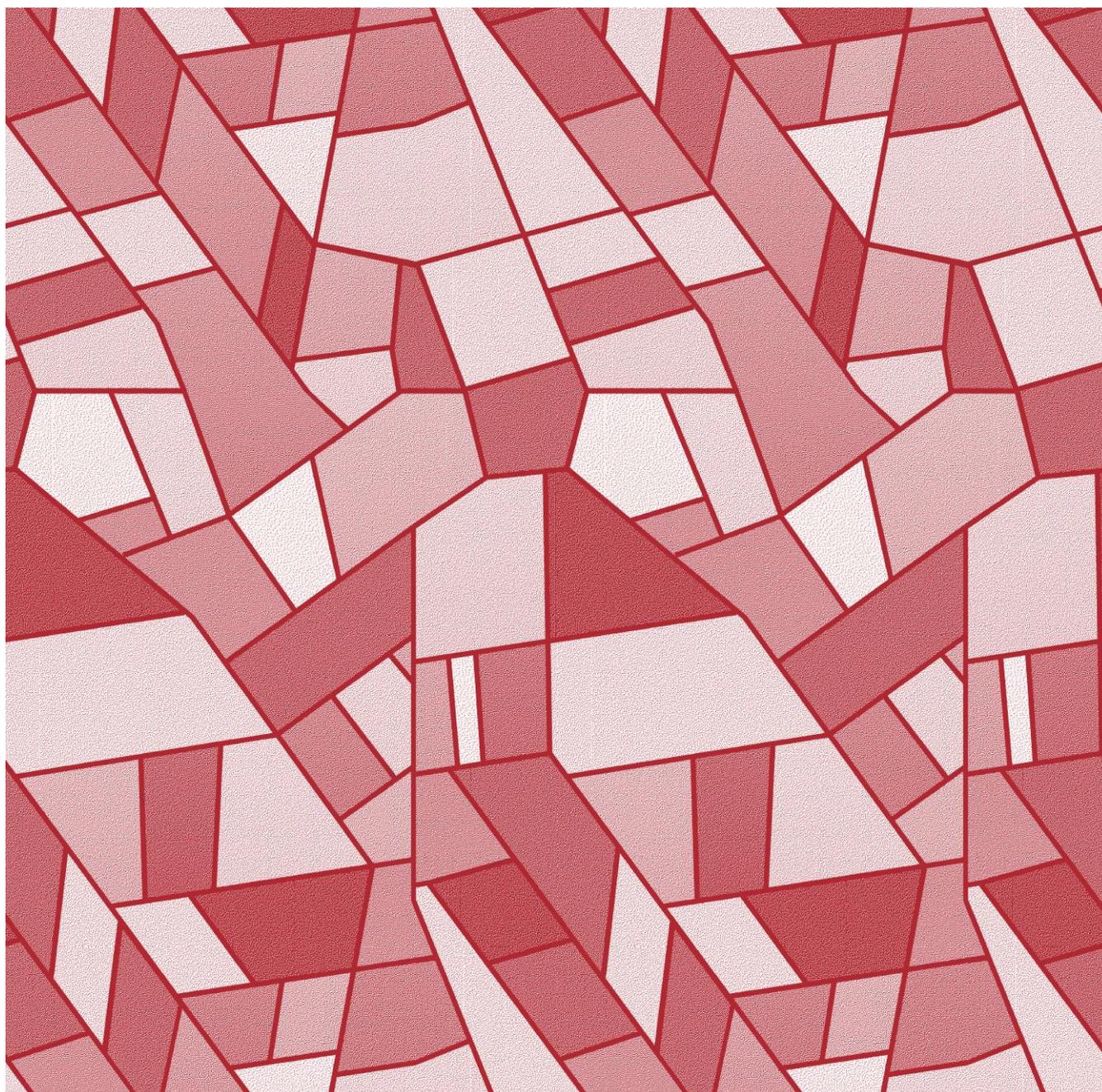
Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Investitions- und Planungsbeiträge für Windenergieanlagen

Schlussbericht
20.5.2020



Der Bericht wurde im Auftrag des Bundesamts für Energie erstellt.

Projektteam

Silvan Rosser, EBP
Peter Schwer, New Energy Scout
Michel Müller, EBP
Alexander Kupfahl, New Energy Scout

EBP Schweiz AG
Zollikerstrasse 65
8702 Zollikon
Schweiz
Telefon +41 44 395 11 11
info@ebp.ch
www.ebp.ch

Druck: 20. Mai 2020
2020-05-20_BFE-IB-Wind-Schlussbericht_v2.docx
Projektnummer: 220064

Zusammenfassung

Die Förderung der Windenergie mittels kostenorientierter Einspeisevergütung (KEV) ist per Gesetz befristet und läuft Ende 2022 aus. Der Bundesrat schlägt vor, dass Windenergieanlagen künftig mit Investitionsbeiträgen gefördert werden. Ergänzend sind Planungsbeiträge, z.B. für Windmessungen, vorgesehen.

Der vorliegende Bericht untersucht Projektrisiken und Kostenstrukturen von Windenergieanlagen in der Schweiz und zeigt mittels quantitativer Analysen, wie die Höhe des Investitionsbeitrags die Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen beeinflusst. Die Wirtschaftlichkeitsanalysen wurden für die vier Zubauregionen Jura, Voralpen, Mittelland/ Föhntäler und Alpen durchgeführt. Ergänzend wurde abgeschätzt, welches Zubau-Potenzial mit unterschiedlich hohen Investitionsbeiträgen realisiert werden kann. Der Bericht formuliert Massnahmen zur Verbesserung der finanziellen Rahmenbedingungen und zeigt, welche nicht-finanziellen Hürden abgebaut werden müssen, um den weiteren Ausbau der Windenergie in der Schweiz zu ermöglichen. Zentraler Bestandteil dieser Studie war der frühe und starke Einbezug von Experten der Branche und Wissenschaft.

Beurteilung der Projektrisiken und Wirkung von Investitionsbeiträgen

Für die Realisierung von Windenergieprojekten sind die langen und riskanten Planungs- und Bewilligungsverfahren ein grosses Hemmnis. Mit der Ablösung der KEV durch Investitionsbeiträge liegt das Risiko der Strommarktpreisentwicklung für die Lebensdauer von 20 bis 25 Jahre neu vollständig beim Betreiber. Die Windenergiebranche nimmt Investitionsbeiträge als risikomindernd gegenüber einer Situation ohne Förderregime wahr, aber deutlich risikobehafteter als das heutige Fördersystem mit einer Marktprämie oder Einspeisevergütung. Solange die nicht-finanziellen Risiken nicht substantiell sinken, wird eine Erhöhung der Risiken auf der finanziellen Seite zu einem höheren Gesamtrisiko führen. Damit auch künftig Windenergieanlagen in der Schweiz projektiert und realisiert werden, muss das Gesamtprojektrisiko gesenkt werden. Dies gelingt nicht ausschliesslich über die geplanten Investitions- und Planungsbeiträge. Eine allgemeine Verbesserung der Rahmenbedingungen für Windenergieprojekte bei Planungs- und Bewilligungsverfahren ist dafür eine zentrale Voraussetzung.

Investitions- und Planungsbeiträge haben den Vorteil, dass sie einen Beitrag zum grössten Kostenblock liefern, denn Investitionskosten verantworten 70% bis 72% Anteil an den Gesamtkosten der Windprojekte. Genügend hohe Investitionsbeiträge entfalten daher im Idealfall eine hohe Wirkung. Durch die Reduktion des Kapitalbedarfs für Investoren verbessert sich zudem die Wirtschaftlichkeit. Aus Sicht des Förderers ist der Wegfall langjähriger finanzieller Verpflichtungen als Vorteil hervorzuheben.

Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und Zubau-Potenzial

Windprojekte sind in der Schweiz ohne Förderung im aktuellen Tiefpreisumfeld im Strommarkt nicht wirtschaftlich zu betreiben. Im Mittelland und in Föhntälern, den Voralpen sowie im Jura genügt ein Investitionsbeitrag von

60% nur für Standorte mit überdurchschnittlich viel Wind oder bei Windprojekten mit vergleichsweise tiefer Renditeerwartung. Da die spezifischen Gesamtkosten bei alpinen Projekten deutlich am höchsten sind, reicht dort ein Investitionsbeitrag von 60% in der Regel nicht. Soll das alpine Windpotenzial breit genutzt werden, braucht es zusätzliche Fördermassnahmen.

Sensitivitätsanalysen haben gezeigt, dass auf Kostenseite die Höhe der Investitionskosten einen grossen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat. Projekte, die tiefe Kosten für die Erschliessung durch Strasse und Stromnetz aufweisen oder mit grossen Windenergieanlagen (5 MW) umgesetzt werden können, haben vergleichsweise tiefe Investitionskosten pro MW und weisen eine bessere Wirtschaftlichkeit auf. Auf Ertragsseite ist neben der Entwicklung der Strommarktpreise vor allem die Qualität des Windstandortes entscheidend. An Standorten mit überdurchschnittlichen Windverhältnissen kann mit Investitionsbeiträgen von 60% eine genügend hohe Rentabilität für Investoren erzielt werden.

Die ergänzende GIS-Modellierung zum Zubau-Potenzial zeigt auf Basis des Konzepts Windenergie und beim Einsatz grosser Windenergieanlagen vor allem im Mittelland und den Föhntälern dank hohen Investitionsbeiträgen ein substanzielles Zubau-Potenzial: Sofern die Rahmenbedingungen der Windenergie in der Planungs- und Bewilligungsphase deutlich verbessert und risikoärmer werden, kann mit einem Investitionsbeitrag von 60% in der Schweiz ein Windenergiezubau von bis zu 2 TWh Jahresstromproduktion erzielt werden, bei einem Investitionsbeitrag von 70% sogar bis zu 3 TWh. Das ausgewiesene Zubau-Potenzial ist allerdings aufgrund der vielen zu treffenden Annahmen mit grossen Unsicherheiten behaftet.

Empfehlungen und Massnahmen

Gegenüber der KEV ist das vorgeschlagene Fördermodell mit Investitions- und Planungsbeiträgen für Planer und Investoren vor allem aufgrund der unsicheren Strommarktentwicklung riskanter. Das Förderinstrument der Investitionsbeiträge kann nur neue Projekte auslösen, wenn das Gesamtrisiko für Planer und Investoren gegenüber der heutigen Situation gleichbleibt oder sinkt. Dazu müssen die Planungs- und Bewilligungsverfahren deutlich vereinfacht und verkürzt werden. Bis das der Fall ist, müssen die wirtschaftlichen Risiken mit weiteren Fördermassnahmen kompensiert werden. Dazu gehören:

- *Höhere Investitionsbeiträge als 60%*: Die Grössenordnung von 60% erlaubt heute nur für grosse Windenergieanlagen (5 MW) an guten Standorten eine ausreichende Wirtschaftlichkeit. Mit leicht höheren Sätzen von 65 oder maximal 70% könnte allerdings ein um rund ein Drittel grösseres Zubaupotenzial erschlossen werden.
- *Ausweitung und Erhöhung der Planungsbeiträge*: Es sind Beiträge an sämtliche Planungskosten vorzusehen, um die Projektrisiken wirkungsvoll zu reduzieren. Planungsbeiträge sind effektiv, um Projektierungsaktivitäten zu fördern und zukünftiges Realisierungspotenzial zu ermöglichen.

- *Alle Investitionskosten anrechenbar:* Für eine einfache und transparente Ausgestaltung des Fördermodells sollen alle Investitionskosten anrechenbar sein.
- *Differenzierung über die Höhe des Standorts:* Es wird eine einfache Differenzierung über die Höhe empfohlen. Ergänzend kann eine Differenzierung anhand der standortspezifischen Windressourcen in Betrachtung gezogen werden.
- *Einfache Ermittlung des Investitionsbeitrags und zeitnahe Auszahlung:* Die Ermittlung der Höhe des Investitionsbeitrags soll für jeden Investor bei Beginn seiner Planungsaktivitäten selbständig und zuverlässig möglich sein. Es ist zudem eine zeitnahe Auszahlung des Investitionsbeitrags anzustreben.

Synthèse

La promotion de l'énergie éolienne à l'aide du système de rétribution de l'injection axé sur les coûts (RPC) est limitée dans le temps par la loi et arrivera à son terme fin 2022. Le Conseil fédéral propose que les installations éoliennes soient encouragées dans le futur à l'aide de contributions d'investissement. En complément, des contributions de planification, par ex. pour les mesures du vent, sont prévues.

Le présent rapport étudie les risques de projet et les structures de coûts des installations éoliennes en Suisse et montre, à l'aide d'analyses quantitatives, comment le montant de la contribution d'investissement influe sur la rentabilité des installations éoliennes. Les analyses de rentabilité ont été effectuées dans les quatre régions propices au développement de l'énergie éolienne : le Jura, les Préalpes, le Plateau suisse/les vallées à foehn et les Alpes. En complément, nous avons estimé quel potentiel de développement peut être atteint avec des contributions à l'investissement plus ou moins élevées. Le rapport formule des mesures visant à améliorer les conditions-cadres financières et montre quels obstacles non financiers doivent être supprimés pour pérenniser le développement de l'énergie éolienne en Suisse. Cette étude repose sur l'implication précoce et active d'experts de la branche et de la science.

Évaluation des risques de projet et de l'impact des contributions d'investissement

Les procédures longues et risquées de planification et d'autorisation constituent un obstacle majeur à la réalisation des projets d'énergie éolienne. Avec le remplacement de la RPC par des contributions d'investissement, le risque lié à l'évolution des prix du marché de l'électricité est désormais entièrement assumé par l'exploitant pour une durée de 20 à 25 ans. Le secteur éolien perçoit les contributions à l'investissement comme un facteur atténuant les risques par rapport à une situation sans régime d'encouragement. Mais il les considère beaucoup plus risquées que le système de promotion actuel impliquant une prime de marché ou une rétribution de l'injection. Tant que les risques non financiers ne seront pas réduits de manière significative, une augmentation des risques sur le plan financier conduira à un risque global plus élevé. Pour que des installations éoliennes continuent à être planifiées et réalisées en Suisse, le risque global du projet doit être diminué. Les contributions d'investissement et de planification prévues ne permettront pas, à elles seules, d'atteindre cet objectif. Une amélioration générale des conditions-cadres pour les projets éoliens lors des procédures de planification et d'autorisation constitue un préalable indispensable.

Les contributions d'investissement et de planification ont pour avantage qu'elles participent au plus gros bloc de dépenses, les coûts d'investissement représentant 70 à 72 % des coûts globaux des projets éoliens. Dans un cas idéal, des contributions à l'investissement suffisamment élevées ont donc un impact significatif. En réduisant les besoins de capitaux pour les investisseurs, la rentabilité s'en trouve par ailleurs améliorée. Du point de vue des promoteurs, la suppression d'obligations financières à long terme présente un autre avantage qu'il convient de souligner.

Impacts sur la rentabilité et le potentiel de développement

Dans le contexte actuel de prix bas prévalant sur le marché de l'électricité, les projets éoliens ne peuvent pas être exploités de manière rentable en Suisse sans subvention. Sur le Plateau et dans les vallées à foehn, les Préalpes ainsi que dans le Jura, une contribution d'investissement de 60 % n'est suffisante que pour les sites bénéficiant d'une exposition au vent supérieure à la moyenne ou pour les projets éoliens dont le rendement attendu est relativement bas. Dans la mesure où les coûts globaux spécifiques des projets alpins sont les plus élevés, une contribution d'investissement de 60 % n'est généralement pas suffisante. Si le potentiel éolien alpin doit être largement exploité, des mesures de promotion supplémentaires sont nécessaires.

Des analyses de sensibilité ont montré que le montant des coûts d'investissement a une grande influence sur la rentabilité au niveau des coûts. Des projets engendrant des coûts peu élevés en matière de raccordement aux réseaux routier et électrique ou pouvant être mis en œuvre avec de grandes installations éoliennes (5 MW) présentent des coûts d'investissement relativement bas par MW et possèdent une meilleure rentabilité. Outre l'évolution des prix du marché de l'électricité, la qualité du site éolien joue un rôle déterminant quant au rendement. Sur les sites bénéficiant d'une exposition au vent supérieure à la moyenne, des contributions d'investissement de 60 % peuvent permettre d'atteindre une rentabilité suffisamment élevée pour les investisseurs.

La modélisation SIG complémentaire relative au potentiel de développement révèle que des contributions d'investissement élevées permettent d'obtenir un potentiel substantiel. Cette modélisation a été effectuée sur la base de la Conception énergie éolienne avec de grandes installations éoliennes notamment situées sur le Plateau et dans les vallées à foehn : si les conditions-cadres de l'énergie éolienne sont nettement améliorées et comprennent moins de risques lors de la phase de planification et d'autorisation, un développement de l'énergie éolienne pouvant atteindre 2 TWh de production annuelle d'électricité peut être obtenu en Suisse avec une contribution d'investissement de 60 %, et même 3 TWh avec une contribution d'investissement de 70 %. Le potentiel de développement identifié est toutefois entaché de grandes incertitudes en raison des nombreuses hypothèses formulées.

Recommandations et mesures

Par rapport à la RPC, le modèle de promotion proposé alliant contributions d'investissement et contributions de planification pour les investisseurs et les planificateurs est plus risqué, surtout en raison de l'évolution incertaine du marché de l'électricité. L'instrument de promotion des contributions à l'investissement ne pourra susciter de nouveaux projets que si le risque global pour les planificateurs et les investisseurs reste constant ou diminue par rapport à la situation actuelle. Pour ce faire, les procédures de planification et d'autorisation doivent être considérablement simplifiées et raccourcies. En attendant, les risques économiques doivent être compensés avec d'autres mesures de promotion. Parmi celles-ci, figurent :

- *Des contributions d'investissement supérieures à 60 %* : aujourd'hui, un taux de 60 % ne permet une rentabilité suffisante qu'aux grandes installations éoliennes (5 MW) sur des sites bénéficiant de conditions favorables. Avec des taux légèrement supérieurs de 65 ou 70 % au maximum, le potentiel de développement exploitable pourrait toutefois augmenter de près d'un tiers.
- *Extension et augmentation des contributions de planification* : des contributions portant sur l'ensemble des coûts de planification doivent être prévues, afin de réduire efficacement les risques de projet. Les contributions de planification sont efficaces pour promouvoir les activités de planification et permettre un potentiel de réalisation futur.
- *Tous les coûts d'investissement doivent être imputables* : pour une conception simple et transparente du modèle de promotion, tous les coûts d'investissement doivent être imputables.
- *Différenciation de l'altitude du site* : une différenciation simple de l'altitude est recommandée. En complément, une différenciation basée sur les ressources éoliennes spécifiques aux sites peut être prise en compte.
- *Calcul simple de la contribution d'investissement et versement rapide de l'aide* : le montant de la contribution d'investissement doit pouvoir être déterminé de manière autonome et fiable pour chaque investisseur au début de ses activités de planification. Un versement rapide de la contribution d'investissement est par ailleurs souhaitable.

Sintesi

La promozione dell'energia eolica per mezzo della remunerazione per l'immissione di energia a copertura dei costi (RIC) ha una durata determinata per legge e si concluderà al termine del 2022. Il Consiglio federale propone di incentivare in futuro gli impianti a energia eolica per mezzo di contributi d'investimento. Come misura integrativa sono previsti contributi di progettazione, per es. per le misurazioni del vento.

Il presente rapporto esamina i rischi di progetto e le strutture dei costi degli impianti a energia eolica in Svizzera ed evidenzia tramite analisi quantitative in che modo l'ammontare del contributo d'investimento influenzi la redditività di detti impianti. Le analisi della redditività sono state effettuate con riferimento a quattro regioni di potenziamento: Giura, Prealpi, Altopiano / Valli esposte al favonio e Alpi. A completamento, è stata eseguita una stima del potenziale di incremento che potrebbe essere realizzato con contributi d'investimento di diverso ammontare. Il rapporto formula misure volte a migliorare le condizioni quadro a livello finanziario ed evidenzia quali ostacoli di natura non finanziaria devono essere eliminati al fine di consentire l'ulteriore ampliamento dell'energia eolica in Svizzera. Un aspetto fondamentale di questo studio è stato il precoce e intenso coinvolgimento di esperti del settore ed esponenti del mondo scientifico.

Valutazione dei rischi di progetto ed efficacia dei contributi d'investimento

Le lunghe e rischiose procedure di progettazione e autorizzazione costituiscono un grande ostacolo per la realizzazione dei progetti di energia eolica. Sostituendo la RIC con contributi d'investimento, il rischio legato all'andamento del mercato dell'energia elettrica per una durata dai 20 ai 25 anni dovrà ora essere interamente sostenuto dal gestore. Il settore dell'energia eolica considera i contributi d'investimento come una riduzione del rischio rispetto a una situazione senza regime d'incentivazione, ma li ritiene nettamente più gravati da rischi rispetto all'attuale sistema d'incentivazione con un premio di mercato o una remunerazione per l'immissione. Fino a quando i rischi di natura non finanziaria non subiranno una sostanziale diminuzione, un aumento dei rischi sotto il profilo finanziario comporterà un maggiore rischio complessivo. Affinché anche in futuro sia possibile progettare e realizzare impianti a energia eolica in Svizzera è necessario ridurre tale rischio complessivo dei progetti. È impossibile che ciò avvenga mediante i soli previsti contributi d'investimento e di progettazione. Un presupposto centrale a tal fine è infatti costituito da un generale miglioramento delle condizioni quadro per i progetti eolici sotto il profilo delle procedure di progettazione e autorizzazione.

I contributi d'investimento e di progettazione presentano il vantaggio di andare a incidere sul maggiore blocco di costi, considerato che i costi d'investimento pesano nella misura di una quota compresa fra il 70 e il 72% sui costi complessivi dei progetti eolici. Idealmente, i contributi d'investimento sufficientemente elevati producono pertanto un notevole effetto. Attraverso la riduzione del fabbisogno di capitale per gli investitori migliora inoltre anche

la redditività. Dal punto di vista di chi fornisce l'incentivo, va sottolineato il vantaggio dovuto al venir meno di obblighi finanziari pluriennali.

Conseguenze per la redditività e potenziale di incremento

Nell'attuale contesto caratterizzato dai bassi prezzi sul mercato dell'energia elettrica, ad oggi i progetti eolici in Svizzera non possono garantire la propria redditività. Sull'Altopiano, nelle valli esposte al favonio, nelle Prealpi e nel Giura, un contributo d'investimento pari al 60% risulta sufficiente solo per ubicazioni con una quantità di vento superiore alla media, oppure per progetti eolici con un'aspettativa di rendimento relativamente bassa. Siccome i costi complessivi specifici dei progetti in ambito alpino sono di gran lunga i più elevati, di norma in questi casi un contributo d'investimento del 60% non è sufficiente. Se si mira a sfruttare su vasta scala il potenziale eolico alpino, sono dunque necessarie ulteriori misure d'incentivazione.

Dalle analisi della sensibilità è emerso che sul lato dei costi l'ammontare dei costi d'investimento influisce notevolmente sulla redditività. I progetti che presentano costi ridotti per il collegamento a infrastruttura viaria e rete elettrica o che possono essere realizzati con generatori eolici di grandi dimensioni (5 MW) presentano costi d'investimento al MW relativamente bassi e vantano una migliore redditività. Sul lato dei ricavi, l'aspetto decisivo – oltre all'andamento dei prezzi del mercato dell'energia elettrica – è soprattutto la qualità del sito sotto il profilo eolico. Nei luoghi con condizioni di vento superiori alla media è possibile ottenere una redditività sufficientemente elevata per gli investitori già con contributi d'investimento pari al 60%.

La modellazione SIG integrativa evidenzia – sulla base della Concezione energia eolica e posto l'impiego di grandi impianti a energia eolica – un sostanziale potenziale di incremento grazie a contributi d'investimento elevati soprattutto sull'Altopiano e nelle valli esposte al favonio: qualora le condizioni quadro per l'energia eolica venissero notevolmente migliorate nella fase di progettazione e autorizzazione, riducendo i relativi rischi, con un contributo d'investimento del 60% potrebbe essere realizzato in Svizzera un potenziamento dell'energia eolica fino a 2 TWh di produzione elettrica annua; con un contributo d'investimento del 70% si toccherebbero addirittura i 3 TWh. Tuttavia, il potenziale di incremento indicato è gravato da notevoli incertezze legati alle numerose ipotesi da formulare.

Raccomandazioni e misure

Rispetto alla RIC, il modello d'incentivazione proposto (basato su contributi d'investimento e di progettazione) risulta più rischioso per progettisti e investitori soprattutto in considerazione dell'andamento incerto del mercato dell'energia elettrica. Lo strumento d'incentivazione dei contributi d'investimento potrà promuovere nuovi progetti solo se il rischio complessivo per progettisti e investitori rimarrà identico o risulterà inferiore rispetto alla situazione odierna. A tale scopo è necessario che le procedure di progettazione e autorizzazione vengano notevolmente semplificate e abbreviate. Finché non sarà così, i rischi economici dovranno essere compensati con ulteriori misure d'incentivazione. Tra queste ultime rientrano:

- *Contributi d'investimento superiori al 60%* L'ordine di grandezza del 60% consentirebbe oggi una sufficiente redditività solo per gli impianti a energia eolica di grandi dimensioni (5 MW) situati in buone ubicazioni. Valori leggermente maggiori (65% o al massimo 70%) potrebbero tuttavia rendere accessibile un potenziale di incremento maggiore di circa un terzo.
- *Estensione e aumento dei contributi di progettazione:* Al fine di ridurre in maniera incisiva i rischi di progetto, devono essere previsti contributi per tutti i costi di progettazione. I contributi di progettazione sono efficaci per promuovere le attività di progettazione e generare un futuro potenziale di realizzazione.
- *Possibilità di computare tutti i costi d'investimento:* Nell'ottica di un'organizzazione semplice e trasparente del modello d'incentivazione deve essere possibile computare tutti i costi d'investimento.
- *Differenziazione a seconda dell'altitudine del sito:* Si raccomanda di operare una differenziazione sulla base dell'altitudine. In via integrativa può essere presa in considerazione una differenziazione a seconda delle risorse eoliche specifiche del sito.
- *Facilità di determinazione del contributo d'investimento e tempestività del pagamento:* La determinazione dell'ammontare del contributo d'investimento deve poter essere effettuata in modo autonomo e affidabile da ogni investitore fin dall'inizio della propria attività di progettazione. Si deve inoltre puntare a un tempestivo pagamento del contributo.

Inhaltsverzeichnis

1.	Ausgangslage und Zielsetzung	13
1.1	Ausgangslage	13
1.2	Ziele	14
2.	Methodisches Vorgehen	15
2.1	Qualitative Analyse	15
2.2	Wirtschaftlichkeitsanalyse	16
2.2.1	Vorgehen	16
2.2.2	Referenzprojekte	16
2.2.3	Datenquellen	17
2.2.4	Berechnungsgrundlagen	18
2.3	Modellierung des Zubau-Potenzials	18
3.	Ergebnisse	21
3.1	Einleitung	21
3.2	Erfahrungen mit Investitionsbeiträgen	21
3.3	Beurteilung von Projektrisiken	25
3.4	Ausgestaltung der Investitions- und Planungsbeiträge	27
3.5	Finanzielle Aspekte	30
3.5.1	Renditeerwartung	30
3.5.2	Kostenstruktur	31
3.5.3	Ertragsstruktur	35
3.5.4	Stromgestehungskosten Wirtschaftlichkeit	35
3.5.5	Sensitivitätsanalyse	39
3.6	Zubau-Potenzial	41
3.7	Massnahmen	44
3.7.1	Massnahmen zur Verbesserung der finanziellen Rahmenbedingungen	44
3.7.2	Nicht-finanzielle Hürden des Zubaus von Windenergieanlagen	46

1. Ausgangslage und Zielsetzung

1.1 Ausgangslage

Gemäss heutigem Energiegesetz soll die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien substanziell ausgebaut werden. Zur Förderung dieses Ausbaus sieht das Gesetz verschiedene Instrumente vor, dazu gehören unter anderem kostenorientierte Einspeisevergütungen (KEV) und Investitionsbeiträge für einzelne Technologien. Heute werden Windenergieanlagen über die KEV gefördert.

Da die KEV Ende 2022 auslaufen wird, hat der Bundesrat am 27.9.2019 vorgeschlagen, dass als Ersatzmassnahme Anlagen aller Technologien Investitionsbeiträge erhalten sollen. Windenergieanlagen würden somit künftig mit Investitionsbeiträgen gefördert. Zudem sind Planungsbeiträge, z.B. für Windmessungen, vorgesehen.

Basis dieser Studie ist der Artikel 27a im Vorentwurf (April 2020) der Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023):

Art. 27a Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen

¹ Für neue Windenergieanlagen in einer nahen räumlichen und gemeinsamen Anordnung (Windpark) kann, wenn der Windpark eine Leistung von mindestens 10 MW aufweist, ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden.

² Er beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.

³ Für Windmessungen kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Windmessungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen.

⁴ Für einzelne Windenergieanlagen kann abweichend von Absatz 1 ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden, wenn der Standortkanton den Bau von einzelnen Windenergieanlagen vorsieht.

Die KEV hat bisher gut funktionierende Anreize für die Förderung von Windenergieanlagen gesetzt. Die guten Standorte wurden dadurch überwiegend entwickelt (wenige davon sind schon realisiert). Für die Umsetzung ist jedoch nicht nur die Wirtschaftlichkeit ausschlaggebend. Sie wird durch weitere Hemmnisse erschwert, wie lange Planungs- und Bewilligungsverfahren, hohe Projektrisiken und auch die grossen kantonalen Unterschiede in den Verfahren. Das neue Förderregime soll Anreize für einen weiteren Ausbau liefern. Deshalb stellt sich die Frage, ob und mit welcher Ausgestaltung Investitionsbeiträge einen genügend starken Anreiz entfalten, der zum geplanten, deutlichen Ausbau der Windenergie führt.

Das Bundesamt für Energie (BFE) will in diesem Zusammenhang den zentralen Fragestellungen (siehe nachfolgendes Kapitel) nachgehen. EBP und New Energy Scout (NES) wurden beauftragt, diese zu beantworten. Der vorliegende Bericht dokumentiert die Resultate der Untersuchungen beziehungsweise die Antworten zu den Fragen.

1.2 Ziele

Mit vorliegendem Bericht verfügt das BFE über Grundlagen zur Beurteilung der Situation hinsichtlich folgender Fragen:

- Wie sieht die Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen ohne und mit Investitionsbeiträgen aus? Welches sind wichtige Faktoren, welche die Wirtschaftlichkeit beeinflussen?
- Wie sieht die Kostenstruktur für mittelgrosse Windparks an typischen Standorten in der Schweiz aus?
- Inwieweit reicht ein Investitionsbeitrag aus, um den Zubau von Windenergieanlagen zu ermöglichen? Welche Rolle spielen dabei Planungsbeiträge, bspw. für die Windmessung?
- Mit welcher Rentabilität können Investoren bei einem Investitionsbeitrag von 60% rechnen?
- Welches Zubau-Potenzial kann durch Investitionsbeiträge realisiert werden?
- Wie soll das Förderregime der Investitionsbeiträge wirksam ausgestaltet werden? Welche Kostenfaktoren sollen als Investitionskosten anrechenbar sein? Was ist eine optimale Höhe des Fördersatzes und wie kann dieser geeignet aufgrund der Standortqualität differenziert werden? Wie gross ist der Einfluss des Zeitpunktes der definitiven Förderzusage?
- Welche Wirkung auf die Investitionsdynamik können Planungsbeiträge für Windmessungen auslösen?
- Welche anderen Massnahmen fördern den Zubau und welche nicht finanziellen Hürden, wie bspw. lange Planungs- und Bewilligungsverfahren, hemmen den Zubau?

2. Methodisches Vorgehen

Zur Beantwortung der Fragen des BFE im Zusammenhang mit Investitions- und Planungsbeiträgen wurden qualitative Analysen sowie mit der Wirtschaftlichkeitsanalyse von ausgewählten Referenzprojekten und der GIS-Analyse des Zubau-Potenzials zwei unterschiedliche quantitative Analysen durchgeführt. Das methodische Vorgehen der durchgeführten Arbeitsschritte ist im Folgenden beschrieben:

2.1 Qualitative Analyse

Zentraler Bestandteil dieser Studie war der frühe Einbezug von Experten. Dies erhöht den Realitätsbezug der Projektarbeit und erlaubt, die Bandbreite der z.T. stark variierenden Eigenheiten der Windenergieprojekte mit höchstmöglichem Bezug zur aktuellen und zukünftigen Situation im Sektor einzufangen. Beim Einbezug der Experten wurde jedoch streng darauf geachtet, dass die Analysen und das Verfassen des vorliegenden Berichts aus neutraler Sicht durchgeführt werden.

Experteninterviews und Informationsrecherchen liefern einerseits fundierte Informationen zu Kostenstrukturen und Renditeerwartungen als Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsanalyse und zur Berechnung des Zubau-Potenzials. Andererseits verfügt das BFE dadurch über eine qualitative Analyse zu Erfahrungen mit Investitionsbeiträgen für Windenergieanlagen, der Beurteilung von Projektrisiken durch Investoren, dem Einfluss von Planungsbeiträgen und eine Auslegeordnung zu standortspezifischen Gegebenheiten.

Vorgehen

1. Zu den Forschungsfragen des BFE wurde das bestehende Wissen von New Energy Scout und EBP zusammengetragen.
2. Die Wissenssammlung wurde durch Literaturrecherche und neun Experteninterviews in folgenden Bereichen ergänzt:
 - a. Planer und Betreiber von Projekten in allen Landesteilen der Schweiz (AET, AEW, Windenergie Schweiz AG, Alpiq und Greenwatt)
 - b. Branchenverband Suisse Eole
 - c. Initiantin Bürgerprojekt Mittelland
 - d. Wissenschaft (Prof. Rolf Wüstenhagen, Universität St. Gallen und Prof. Hannes Weigt, Universität Basel)
3. Die Resultate der Recherchen wurden analysiert, aufgearbeitet und dokumentiert.

2.2 Wirtschaftlichkeitsanalyse

2.2.1 Vorgehen

Wichtigster methodischer Baustein zur quantitativen Analyse der Ausgestaltung und Wirksamkeit der Förderung sind Wirtschaftlichkeitsanalysen ausgewählter Referenzprojekte sowie Sensitivitätsanalysen:

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse umfasste folgende Arbeitsschritte:

1. Datenerhebung bei den Planern und Betreiber (siehe oben) zur Ermittlung zentraler Kenngrössen, u.a. zu finanziellen Aspekten, verschiedener Windprojekte und Dokumentation in Form von Datenblättern.
2. Definition repräsentativer Referenzprojekte für den weiteren Ausbau der Windenergie in der Schweiz (in Abstimmung mit dem BFE).
3. Plausibilisierung der Daten und zusätzliche Datenrecherchen
4. Berechnung verschiedener Aspekte der Wirtschaftlichkeit der Referenzprojekte mittels einem Berechnungstool
5. Sensitivitätsanalysen zum Einfluss von Kosten- und Ertragsänderungen auf die Rendite der Referenzprojekte sowie der Wirkung unterschiedlicher Investitionsbeiträge auf die Rendite.
6. Plausibilisierung und Dokumentation der Resultate

2.2.2 Referenzprojekte

Die Kostenstruktur von Windenergieanlagen kann sehr divers sein und ist insbesondere abhängig von Projektgrösse und Standort. Ein erster methodischer Schritt für eine robuste Erhebung einer mittleren Kostenstruktur ist eine geeignete Kategorisierung von Projekten für Windenergieanlagen.

Der Fokus des neuen Förderregimes liegt auf Projekten, die grösser als 10 MW sind. Sehr grosse Projekte mit über 25 MW installierter Leistung gibt es unter dem heutigen Förderregime der KEV einige. Weitere sind wohl aufgrund der verbleibenden geeigneten Flächen in der Schweiz nur in Einzelfällen realisierbar. Daher wurden als Referenzprojekte mittelgrosse Projekte zwischen 10 und 25 MW gewählt. Dies sind jene Projekte, welche bei erfolgreicher Ausgestaltung der Förderung den mit Abstand grössten Beitrag zum weiteren Ausbau der Windenergie in der Schweiz leisten werden. Um die Wirtschaftlichkeit differenziert nach Zubauregion abzuschätzen, wurden Referenzprojekte für vier unterschiedliche Regionen definiert:

Alpen	Jura	Mittelland/ Föhntäler	Voralpen
6 Turbinen	4 Turbinen	3 Turbinen	4 Turbinen
V126 -3.45 MW	V126 -3.45 MW	V150 – 5.0 MW	V126 -3.45 MW
20,7 MW (gesamt)	13,8 MW (gesamt)	12,6 MW (gesamt)	13,8 MW (gesamt)
1'400 Volllaststunden	1'900 Volllaststunden	1'800 Volllaststunden	1'800 Volllaststunden
29 GWh/a	26,2 GWh/a	22,7 GWh/a	24,8 GWh/a

Tabelle 1: Eckdaten Referenzprojekte

2.2.3 Datenquellen

Als Grundlage für die Berechnungen in dieser Studie wurden verwendet:

- Angaben der Gesprächspartner in den Interviews oder via gelieferte Datenblätter.
- Angaben aus konkreten Projekten, aus Studien oder Erfahrungswerte aus dem In- und Ausland (zur Plausibilisierung)

Einige Angaben wurden aus Vertraulichkeitsgründen nur als Summe über mehrere Projekte geliefert. Hier wurden die Angaben aufgeteilt auf sinnvolle Projektgrössen, z.B. anhand öffentlich bekannter Projektstandorte des entsprechenden Planers oder mit Expertenschätzungen. Einige Kostenpositionen (z.B. Planung, Rechtsmittelverfahren und Windmessung) wurden gleichmässig aufgeteilt, da sie relativ unabhängig sind von der Projektgrösse. Die anderen Grössen wurden proportional zur Projektgrösse zugeteilt.

Aus den Daten der aktuellen Projekte wurden spezifische Kosten je MW oder MWh unterteilt nach Regionen ermittelt. Diese wurden mit den Angaben [1;2; 6] aus dem In- und Ausland plausibilisiert. Eine weitere Plausibilisierung wurde anhand der letzten KEV-Überprüfung [3] sowie mittels Erfahrungswerte von New Energy Scout durchgeführt.

Die folgende Auflistung beschreibt die Datenquellen, welche für die definierten Referenzprojekte beigezogen wurden:

Windprojekte Alpen

- Anzahl Projekte: 1
- Grundlage: Interview inkl. Datenblatt mit einem Projektentwickler eines baureifen Projekts.

Beurteilung: In den Alpen sind nur wenige Projekte überhaupt vorhanden und in sehr unterschiedlichen Umsetzungsstadien. Das hier beigezogene Projekt ist baureif und konnte daher sehr aktuelle und präzise Kostendaten bekanntgeben. Trotzdem sind die Unsicherheiten für alpine Projekte (und auch bei diesem Referenzprojekt) gross.

Windprojekte Jura

- Anzahl Projekte: 3
- Grundlage: Interviews inkl. Datenblatt mit zwei Projektentwicklern

Beurteilung: Es konnten Kostendaten von nur drei Projekten verwendet werden. Die Angaben stammen von langjährigen erfahrenen Planern in dieser Zubauregion mit z.T. bereits weiter fortgeschrittenen Projekten, wodurch insbesondere die Planungskosten präzise wiedergegeben werden können. Die Plausibilisierung ist gut möglich, da sie topografisch vergleichbar sind z.B. mit Mittelgebirgsstandorten in Deutschland. Bei den beigezogenen Projekten handelt es sich um relativ grosse Projekte.

Windprojekte Mittelland/ Föhntäler

- Anzahl Projekte: 8
- Grundlage: Interviews inkl. Datenblatt mit zwei Projektentwicklern

Beurteilung: Insgesamt gute Datenbasis und verlässliche Angaben möglich. Aber bisher gibt es noch kein realisiertes Projekt im Mittelland und diejenigen, welche in den Föhntälern gebaut wurden, sind bereits einige Jahre alt. Die Plausibilisierung ist gut möglich, da sie hinsichtlich Erschliessung und Windverhältnisse vergleichbar sind z.B. mit Mittelgebirgsstandorten in Deutschland.

Windprojekte Voralpen

— Anzahl Projekte: 4

— Grundlage: Interviews inkl. Datenblatt mit zwei Projektentwicklern

Beurteilung: Es konnten Kostendaten von vier Projekten verwendet werden. In Anbetracht der wenigen Projekte, die gesamthaft in den Voralpen geplant werden, erscheint die Datengrundlage ausreichend. Ein Nachteil ist, dass es in den letzten Jahren keine Neuinstallationen gab.

Gesamthaft muss vermerkt werden, dass die Anzahl Projekte nicht ausreicht, um eine breite solide statistische Basis darzustellen, da die Stichprobenmenge klein ist. Insgesamt ist die überhaupt vorhandene Anzahl aktiver Projekte limitiert und erst wenige wurden überhaupt schon realisiert und können daher verwendet werden, um die Gesamtkosten verlässlich abzuschätzen. Mit dem Vergleich mit Kostendaten aus dem Ausland konnten die Kostenangaben der Referenzprojekte aber plausibilisiert werden. Zudem werden unter Kapitel 3.5.5 Sensitivitätsanalysen durchgeführt, welche die Robustheit der Ergebnisse darstellen.

2.2.4 Berechnungsgrundlagen

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit verwendete EBP ein Berechnungstool, das auf einer Discounted-Cash-Flow-Methode basiert. Der Analyse wurden folgende Grundannahmen zugrunde gelegt:

— Investitionsdauer: 25 Jahre

— Eurokurs: 1.10 CHF/EUR

— WACC (nominal): 5.5%

— Inflation: 1%

— Strompreis Base: 60 EUR/MWh, konstant über 25 Jahre [4]

— Durchschnittlicher Marktwertfaktor Windenergie Schweiz: 0.85 [5]

— Erzielbarer Strompreis für Wind (berechnet): 5.6 Rappen/kWh. Wurde konstant gehalten über 25 Jahre.

— Preis HKN: 0.6 Rappen/kWh

— Jahresvolllaststunden für mittelgrosse Projekte, konstant über 25 Jahre:
Alpen: 1'400 h, Jura: 1'900 h, Mittelland/ Föhntäler: 1'800 h, Voralpen: 1'800 h.

2.3 Modellierung des Zubau-Potenzials

Als weiterer methodischer Baustein zur quantitativen Analyse der Wirksamkeit der Förderung wurde eine GIS-Analyse des Zubau-Potenzials durchgeführt. Das Ziel dieser Analyse ist die Ermittlung der Kosten-Potenzial-Kurve

der Windenergie in der Schweiz. Damit kann die mögliche Zubau-Dynamik entlang steigender Investitionsbeiträge analysiert werden.

Vorgehen

Das Zubau-Potenzial für Windenergieanlagen hängt einerseits direkt vom Standortpotenzial und der dort herrschenden Windgeschwindigkeit ab. Andererseits beeinflussen mögliche Ausschlusskriterien, die eine Entwicklung des Standorts verhindern oder nur reduziert ermöglichen, das Zubau-Potenzial enorm. Die Kosten-Potenzial-Kurve wurde daher räumlich differenziert (Mittelland/ Föhntäler, Jura, Voralpen, Alpen) erhoben.

Vom Auftraggeber wurde als Ausgangsbasis ein Geodatensatz mit potenziellen Standorten von Windenergieanlagen aus dem Entwurf des angepassten Konzepts Windenergie Schweiz (Stand 21. Mai 2019) [7] zur Verfügung gestellt. Jeder Standort enthält u.a. die Attribute Windgeschwindigkeit auf 125 m Höhe und jährlicher Energieertrag.

Die Zubau-Potenzialanalyse umfasste folgende Arbeitsschritte:

1. Die dem Basis-Geodatensatz zugrundeliegenden Ausschlusskriterien (siehe Auflistung) wurden geprüft und ggf. aktualisiert und mit dem Basis-Geodatensatz kombiniert:
 - nationale Schutzgebiete, in denen keine Interessensabwägung möglich ist
 - Objekte des Bundesinventars der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz von nationaler Bedeutung ISOS inkl. eines Puffers von 200 m
 - Bauzonen und Einzelgebäude inklusive eines Puffers von 300 m resp. 500 m um Wohnzonen
 - CNS-Anlagen der Zivilluftfahrt
2. Windstandorte über 2000 m ü. M. wurden aufgrund ihrer schlechten Wirtschaftlichkeit sowie der grossen Unsicherheit bei den Kosten von der Analyse ausgeschlossen.
3. Die resultierenden Flächen, in denen sich bereits gebaute oder bekannte Projekte mit KEV-Zusage befinden, wurden inkl. einem kleinen Abstandspuffer ausgeklammert, da diese kein zusätzliches Potential darstellen.
4. Kosten-Potenzial-Kurve: Für alle verbleibenden potenziellen Standorte für Windenergieanlagen wurde in Abhängigkeit der Höhe des Investitionsbeitrags ermittelt, ob ein IRR von 4.5% (siehe Kapitel 3.5.1) erreicht wird. Dazu wurden je Region die Annahmen der Referenzprojekte übernommen (siehe Kapitel 2.2). Alle potenziellen Standorte, welche einen zu niedrigeren IRR erzielen, wurden für die Potenzialerhebung ausgeschlossen.
5. Die Entwicklung der Windenergietechnik wurde unter der Annahme berücksichtigt, dass im Mittelland und in den Föhntälern grössere und leistungsstärkere Windenergieanlagen möglich sind als noch

2019 (Referenzanlage 2020: Vestas V150 4.2 MW mit 125m Nabenhöhe; Referenzanlage 2019, Konzept Windenergie: V126 3.45 MW mit 125m Nabenhöhe). Für diese Standorte wurde ein pauschaler Faktor von 1.4, welcher die zu erwartende Ertragssteigerung abbilden soll, angenommen. In den anderen Regionen wurde angenommen, dass aufgrund schwierigerer Zufahrtsverhältnisse und beschränkteren Platzverhältnissen für die Montage nach wie vor Windturbinen des Typs V126 repräsentativ sind.

6. Gemäss dem empirischen Verhältnis zwischen vorgesehenen Windstandorten in kantonalen Richtplänen und allen potenziellen Standorten wurde ein Realisierungsfaktor von 5% ermittelt, sprich 95% aller verbleibenden Standorte werden nicht in die Potenzialerhebung aufgenommen.

3. Ergebnisse

3.1 Einleitung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Untersuchungen und Analysen dargestellt. Das Kapitel 3.2 zeigt die Vor- und Nachteile von Investitions- und Planungsbeiträgen. Zudem werden Erfahrungen mit Investitionsbeiträgen im Ausland diskutiert und Analogieschlüsse zur Einmalvergütung bei der Photovoltaik gemacht. Im Kapitel 3.3 werden Projektrisiken beurteilt. Im Kapitel 3.4 wird die Ausgestaltung der Investitions- und Planungsbeiträge diskutiert. Das Kapitel 3.5 beleuchtet finanzielle Aspekte und insbesondere die konkreten Auswirkungen der geplanten Investitionsbeiträge auf die Wirtschaftlichkeit der definierten Referenzanlagen. Das Kapitel 3.6 präsentiert das Zubau-Potenzial. Im Kapitel 3.7 werden mögliche Massnahmen beschrieben, welche die finanziellen Rahmenbedingungen von Windenergieanlagen verbessern sowie nicht-finanzielle Hürden des Zubaus reduzieren können.

3.2 Erfahrungen mit Investitionsbeiträgen

Die Experteninterviews haben verschiedene Vor- und Nachteile einer Ablösung der heutigen KEV durch Investitionsbeiträge hervorgebracht, welche in der Folge beschrieben werden. Zudem werden Erfahrungen mit Investitionsbeiträgen im Ausland beschrieben und Analogieschlüsse der Einmalvergütung bei der Photovoltaik gemacht.

Vorteile von Investitionsbeiträgen

- *Beitrag zum grössten Kostenblock:* Die Gesamtkosten von Windprojekten werden durch die Investitionskosten geprägt. Genügend hohe Investitionsbeiträge entfalten daher im Idealfall eine hohe Wirkung.
- *Reduktion des Kapitalbedarfs für Investition:* Durch die Auszahlung des Förderbeitrags zum Zeitpunkt der Investition reduziert sich der Kapitalbedarf des Investors. Bei der KEV muss der Investor die Finanzierung des ganzen Investitionsbetrags sicherstellen.
- *Fördereffizienz:* Mit begrenzten Fördermitteln (Kostendeckel von 2,3 Rappen/kWh) können mehr Projekte gefördert werden. Allerdings besteht auch das Risiko einer geringeren Fördereffizienz, da Investoren das Marktpreisrisiko einkalkulieren müssen, und daher eine höhere Förderung nötig wird als mit einer Einspeisevergütung.
- *Keine Belastung des Finanzhaushalts in künftigen Jahren:* Für den Förderer besteht der Vorteil, dass sich die Investitionsbeiträge sofort auf den Finanzhaushalt auswirken und nicht als langjährige Verpflichtung mit Schwankungsbreite wie bei der KEV noch während 20 Jahren bilanziert werden muss. Somit wird die Übersicht über das Fördervolumen erleichtert und es müssen keine Fördermittel vorgehalten werden, um allfällig tiefe Strommarktpreise ausgleichen zu können.
- *Einfacher Vollzug:* Durch die Ablösung von laufenden Zahlungen während 20 Jahren durch eine einzelne Zahlung sinkt der Vollzugsaufwand für Fördernden und Anlageninvestor.

- *Kein Einbruch der Erträge nach Ablauf der KEV-Laufzeit:* Wenn nach Auslaufen der KEV-Förderperiode die Marktpreise die Betriebskosten nicht decken, werden die entsprechenden Anlagen ihren Betrieb einstellen. Bei Investitionsbeiträgen erhält der Investor keine Betriebskostenbeiträge. Somit werden nur Projekte realisiert, bei denen die anhand der Strommarktprognosen abgeleiteten Betriebserträge die Betriebskosten und den verbleibenden Teil der Investitionskosten decken.
- *Effiziente Vermarktung des Stroms am Markt:* Durch die entfallende Absatzgarantie für Strom und HKN ist der Verkauf am freien Markt zu organisieren. Vorteilhaft ist hierbei, dass eine höhere Markteffizienz im Vergleich zu einer statischen KEV zu erwarten ist.

Vorteile von Planungsbeiträgen

- *Planungsbeiträge reduzieren das Risiko:* Die langen Planungs- und Genehmigungsverfahren bei Windprojekten sind ein grosses Hemmnis für den Ausbau der Windenergie und die Bereitschaft der Planer Projekte anzupacken. Mit Planungsbeiträgen kann hier punktuell Abhilfe geschaffen werden.

Nachteile von Investitionsbeiträgen

- *Strompreissrisiken:* Ein relevanter Nachteil von Investitionsbeiträgen gegenüber der KEV ist der Wegfall der garantierten Erträge aus der Stromerzeugung, resp. der Wegfall des garantierten Minimalpreises im Marktpreismodell der letzten Jahre. Der Investor trägt neu das volle Risiko der Preisschwankungen am freien Markt. Wenn nicht gleichzeitig andere relevante Risiken deutlich reduziert werden, steigt folglich das Gesamtrisiko, wodurch die Investitionssicherheit sinkt.
- *Kleineres Fördervolumen:* Die nachfolgenden Analysen zeigen, dass hohe Investitionsbeiträge nötig sind, um einen genügend grossen Teil der Gesamtkosten bei Windenergieanlagen abdecken zu können.
- *Geringe Flexibilität:* Der Investitionsbeitrag wird möglichst zeitnah mit der Inbetriebnahme ausbezahlt und ist damit für die gesamte Laufzeit des Projekts schon vorbestimmt. Ausgleichsmechanismen wie bei der KEV (Überprüfung der realen Winderträge nach 5 Jahren) sind daher schwieriger umzusetzen.
- *Bestimmung der Höhe des Investitionsbeitrags:* Es besteht das Risiko, dass der gewählte Investitionsbeitrag zu wenig oder zu viel Wirkung entfaltet. Im ersten Fall reicht das Fördergeld nicht aus, um die Ausbauziele zu erreichen. Im zweiten Fall hätten die Ziele auch mit weniger Geld erreicht werden können, wenn keine Anpassung des Beitrags stattfindet.
- *Steigerung der Stromproduktion unsicherer:* Zuletzt sichern Investitionsbeiträge die Steigerung der gesamten Stromproduktion aus Windenergie schlechter als eine Einspeisevergütung oder Marktprämie, die direkt die Stromproduktion fördert. Der Fokus auf den Investitionskosten anstelle der zu produzierenden Energie kann sogar zu Fehlanreizen führen (siehe Erfahrungen im Ausland weiter unten).
- *Reduktion der Akteursvielfalt:* Vertreter von Bürgerwindprojekten schätzen die Folgen des Förderregimewechsels als sehr benachteiligend für

sie ein. Sie sehen sich gegenüber anderen Marktteilnehmern bei den entstehenden Zusatzrisiken der Finanzierung, Vorfinanzierung und Stromvermarktung klar benachteiligt. Bürgerwindprojekte sind allerdings wichtig für den Windausbau, denn sie haben eine höhere Akzeptanz und verlangen geringere Rentabilität.

Nachteile von Planungsbeiträgen

- Bei Vergabe ohne Qualitätskriterien besteht das Risiko, dass unrealistische Projekte finanziell unterstützt werden.

Lessons learnt:

- So lange die nicht-finanziellen Risiken nicht substantiell sinken, wird eine Erhöhung der Risiken auf der finanziellen Seite zu einem höheren Gesamtrisiko führen.
- Die Bereitschaft für den Anschub neuer Projekte ist bereits im heutigen System sehr klein. Mit erhöhten Gesamtrisiken werden gemäss Experteninterviews noch weniger Windprojekte initiiert.

Erfahrungen mit Investitionsbeiträgen im Ausland

Es sind nur wenige Beispiele von Investitionsbeiträgen für die Windenergieanlagen aus dem Ausland bekannt:

- *Norwegen*: Bereits 1998 ratifizierte die norwegische Regierung eine Richtlinie zur Energiepolitik, mit der das ehrgeizige Ziel einer jährlichen Stromerzeugung aus Windenergie von 3 TWh bis 2010 eingeführt wurde. Der Ausbau der Windenergie wurde ab 2003 mit Investitionsbeiträgen von 10 bis 25% der Investitionskosten gefördert. Laut dem norwegischen Windkraftverband NORWEA sollten die Beiträge damals allerdings bei 40% der Investitionskosten liegen, um den Ausbau substantiell voranzutreiben. 2008 wurde das Fördermodell der Investitionsbeiträge abgeschafft. Seit 2012 setzt Norwegen gemeinsam mit Schweden den Hauptanreiz zur Nutzung erneuerbarer Energien über eine Quotenverpflichtung und ein Zertifikatshandelssystem. Das Quotensystem gilt nur noch für erneuerbare Energie-Anlagen, die bis Ende 2021 errichtet werden und dann noch bis 2035 Quotenzertifikate erhalten.
- *USA*: Mittels Investitionssteuergutschriften (Investment Tax Credit) erhalten Windkraftbetreiber in den USA eine Art Investitionsbeitrag zu Beginn des Projekts. Je nach Bundesstaat waren die Ausgestaltungen unterschiedlich. Auf Basis unserer Datengrundlagen wurden zeitweise Steuergutschriften in der Höhe von bis zu 100% der Investitionskosten (CAPEX) ausbezahlt. Bekannt sind allerdings auch Fehlanreize bei solch hohen Förderanteilen. Teure Anlagen wurden belohnt, nicht aber solche, die viel Strom erzeugten. Zudem fehlte der Anreiz, viel Geld in Unterhalt und Betrieb zu stecken, z.B. wenn die Steuergutschrift die Hauptmotivation war und nicht der Betrieb. Entsprechend standen viele Windenergieanlagen still oder produzierten nicht wünschenswert. Das Förderregime schränkte zudem die Akteursvielfalt deutlich ein, da es vor allem auf grosse Investoren mit entsprechend hohen gegenrechenbaren Gewinnen zielte und kleine Investoren oder Bürgerprojekte quasi ausschloss. Das Förderregime der Investitionssteuergutschriften besteht in angepasster Form bis heute, wobei tiefere Beiträge in der Höhe von 12-30% der Investitionskosten ausbezahlt werden. Die Investoren haben aber auch alternativ die

Wahl einer Erzeugungssteuergutschrift (Production Tax Credit). Dabei erhalten sie über die ersten 10 Jahre eine Prämie von umgerechnet 1-2 Rappen/kWh.

- *Griechenland*: Das Hauptförderregime für erneuerbare Energien in Griechenland sind Einspeisevergütungen. Seit 2016 werden für eigenproduzierten Strom zusätzlich Investitionsbeiträge in Form von Einkommenssteuererleichterungen ausbezahlt. Für Erkenntnisse zur Wirksamkeit ist es noch zu früh.

Lessons learnt:

- Nur wenige Länder haben im Bereich Windenergie je ein Fördermodell mit Investitionsbeiträgen realisiert. Norwegen hat Investitionsbeiträge wieder abgeschafft und setzt bis Ende 2035 noch auf ein Quotenmodell. In den USA können Investoren zwischen einem Investitionsbeitrag und einer Marktprämie wählen. In Griechenland ergänzen Investitionsbeiträge teilweise das Hauptförderregime der Einspeisevergütung.
- In keinem Markt haben Investitionsbeiträge als alleinige Fördermassnahme für stabile und attraktive Rahmenbedingungen für den Ausbau der Windenergie gesorgt.
- Ein zu hoher Fördersatz der Investitionskosten (bis gegen 100% der Investitionskosten oder sogar darüber) führt zu Fehlanreizen, da nicht mehr die Stromerzeugung belohnt wird, sondern Investitionskosten.
- Norwegen (10-25% im Förderregime bis 2008) sowie auch die USA (früher bis 100%, heute 12-30%) gewähren deutlich geringere Investitionsbeiträge als im aktuellen Entwurf in der Schweiz (60%) vorgesehen sind.

Analogieschlüsse der Einmalvergütung bei Photovoltaik in der Schweiz

Seit April 2014 erhalten kleine Photovoltaikanlagen mit einer Leistung kleiner als 30 kW (2018 wurde die Obergrenze aufgehoben) eine Einmalvergütung in Form eines einmaligen Investitionskostenbeitrags, welcher bis zu 30% der Investitionskosten einer entsprechenden Referenzanlage deckt. Davor wurde die Photovoltaik über Einspeisevergütungen gefördert. Wenige Anlagen ab 100 kW hatten die Wahl zwischen der Einspeisevergütung und der Einmalvergütung.

Die laufende Revision des Energiegesetzes sieht auch künftig weiterhin Investitionsbeiträge für Photovoltaikanlagen vor. Die Investitionsbeiträge für Photovoltaikanlagen in der Schweiz sind wirkungsvoll und funktionieren für kleine Anlagen und bei grossem Eigenverbrauch effizient. Für grössere Photovoltaikanlagen ohne substanziellen Eigenverbrauch werden wegen des schleppenden Ausbaus von Seiten Solarenergieverband und Investoren Anpassungen gefordert. Der allgemeine Erfolg der Investitionsbeiträge bei der Photovoltaik lässt sich allerdings nicht Eins-zu-eins auf die Windkraft umsetzen:

- *Längere und teurere Planungs- und Bewilligungsverfahren*: Die riskante Planungs- und Bewilligungsphase dauert bei Photovoltaik einige Monate und ist vergleichsweise günstig, bei Windenergieanlagen hingegen dauert sie mehrere Jahre und ist kapitalintensiver.

- *Grössere Investitionsvolumina*: Die Investitionskosten sind bei Photovoltaikanlagen um ein Vielfaches kleiner als bei Windenergieanlagen. Entsprechend ist auch das finanzielle Risiko bei Windenergieanlagen deutlich grösser.
- *Tiefe Umsetzungswahrscheinlichkeit*: Die allermeisten Photovoltaikprojekte können innerhalb einer kurzen Frist umgesetzt werden. Bei Windenergieprojekten dürfte die Umsetzungswahrscheinlichkeit tiefer und entsprechend das Investitionsrisiko grösser sein.
- *Keine Möglichkeit zum Eigenverbrauch*: Die Möglichkeit zum Eigenverbrauch des produzierten Stroms bei Photovoltaikanlagen macht die Investition unabhängiger von langfristig volatilen Grosshandelspreisen am Strommarkt. Grosse Windenergieanlagen/ Windparks hingegen werden praktisch nie für den Eigenverbrauch eingesetzt. Allerdings führt die Optimierung des Eigenverbrauchs dazu, dass häufiger kleine Photovoltaikanlagen umgesetzt werden und damit das Zubaupotenzial nicht voll ausgeschöpft wird.
- *Nur rentable Projekte werden umgesetzt*: Private Investoren (Hausbesitzer) von Photovoltaikanlagen auf Wohngebäuden, welche einen grossen Teil des Marktes ausmachen, unterscheiden sich bezüglich der Renditeerwartung stark von Investoren von Windenergieanlagen oder grösseren Photovoltaikanlagen. Eine Vielzahl von kleineren Photovoltaikanlagen wird (heute noch) nicht aus (rein) wirtschaftlichen Überlegungen getätigt. Bei Windprojekten ist die Rentabilität der entscheidende Faktor für die Umsetzung.

Lessons learnt:

- Die Einmalvergütung bei kleinen Photovoltaikanlagen zeigt, dass die Investitionsbeiträge ein effizientes Fördermodell sind.
- Aufgrund zahlreicher Gründe lässt sich der Erfolg bei den Photovoltaikanlagen aber nicht direkt auf die Windenergie umsetzen.

3.3 Beurteilung von Projektrisiken

Der Zubau der Windenergie ist nicht nur eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (gemessen am IRR, siehe Kapitel 3.5.1), sondern auch eine Risikobetrachtung. Eine wirkungsvolle Förderung sollte beide Aspekte adressieren. Dafür können unterschiedliche Fördermodelle und Massnahmen implementiert werden. Das vorgeschlagene Fördermodell der Investitions- und Planungsbeiträge zielt primär auf die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Projekte und versucht mit den Planungsbeiträgen das Risiko in der frühen Projektphase zu reduzieren. Eine zentrale Voraussetzung dafür, dass auch künftig Windenergieanlagen in der Schweiz projektiert und realisiert werden, ist eine allgemeine Verbesserung der Rahmenbedingungen für Windenergieprojekte bei Planungs- und Bewilligungsverfahren.

Mit der Ablösung der KEV durch Investitionsbeiträge liegt das Risiko der Strommarktpreisentwicklung für die Lebensdauer von 20 bis 25 Jahre neu vollständig beim Betreiber. Nur wenn das Gesamtrisiko insgesamt sinkt, sehen Experten, Branchenvertreter und Planer eine Chance für die Wind-

energie in der Schweiz. Die aus ihrer Sicht wichtigsten Risiken werden nachfolgend aufgeführt. Es bestehen einerseits Risiken während der Planungsphase und andererseits Risiken während der Betriebsphase.

Risiken während der Planungsphase

- Lange Verfahren und dabei steigende Planungskosten
- Mangelnde Akzeptanz in der Gemeinde und Bevölkerung (Nutzungsplanverfahren) oder unglückliche Ablehnung bei der Abstimmung auf kommunaler Ebene.
- Unklare Förderhöhe und unklarer Zeitpunkt der Auszahlung der Fördergelder (Wartelisten)
- Ändernde oder unklare Vorschriften und Rahmenbedingungen
- Finanzierungsrisiko
- Kostenrisiken (Kostenüberschreitungen bei der Realisierung)
- Euro-Wechselkurs

Risiken während der Betriebsphase

- Strompreisisiko
- Abweichung von der prognostizierten Stromerzeugung
- Unvorhergesehene Abschaltungen (ökologische Gründe) oder Abregelung (Netzstabilität)

Lessons learnt:

- Die Windenergiebranche nimmt Investitionsbeiträge als risikomindernd gegenüber einer Situation ohne Förderregime wahr, aber deutlich risikobehafteter als das heutige Fördersystem mit einer Marktprämie oder Einspeisevergütung.
- Es dominieren zwei Hauptrisiken, je eines in der Planungs- und eines in der Betriebsphase: in der Planungsphase ist es der Projektabbruch aufgrund langer Bewilligungsverfahren oder definitiver Rechtsentscheide; in der Betriebsphase ist es die vollständige Marktexposition, respektive die unplanbare Entwicklung des zukünftigen Strompreises. Diesem Risiko ist insbesondere die nicht-regelbare Erzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere die Windkraft und die Photovoltaik, ausgesetzt. Investitionsbeiträge mindern keines dieser zwei Hauptrisiken.
- Das erste Hauptrisiko (in der Planungsphase) wird durch die Investitionsbeiträge nicht direkt adressiert. Es würde je nach Ausgestaltung durch die Planungsbeiträge gemindert. Zudem haben die Experteninterviews ergeben, dass weniger die planbaren Kosten (wie z.B. für Windmessung) während der Planungsphase relevant sind, als schlicht und einfach die Ungewissheit ob das Projekt aufgrund der sehr langen Verfahren überhaupt jemals realisiert werden kann.
- Solange die nicht-finanziellen Risiken nicht substanziell sinken, wird eine Erhöhung der Risiken auf der finanziellen Seite zu einem höheren Gesamtrisiko führen. Damit auch künftig Windenergieanlagen in der Schweiz projektiert und realisiert werden, muss das Gesamtprojektrisiko gesenkt werden.

Empfehlung:

- Die zwei grössten Hemmnisse nämlich die Risiken in der Planungsphase sowie die Risiken aus dem Strommarktpreis müssen für einen substanziellen Ausbau der Windenergie in der Schweiz gezielt adressiert werden.
- Die Rahmenbedingungen für die Realisierung der Windenergie sind so zu verbessern, dass Windprojekte innert weniger Jahre (2-5 Jahre) realisiert werden können. Dazu braucht es einen Bericht, der aufzeigt, wie die Zeit bis zum Erhalt einer Baubewilligung für eine Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energien verkürzt werden kann (gemäss hängigem Postulat 19.3730 von Isabelle Chevalley [8]).
- Eine breite Auszahlung von Planungsbeiträgen ändert nichts an den schwierigen Rahmenbedingungen. Die Expertengespräche zeigen, dass die Risiken in der Planungsphase nicht primär finanzieller Art sind. Vielmehr wird die Entstehung neuer Projekte übergeordnet gehemmt durch die grosse Ungewissheit über Realisierungserfolg und -zeitpunkt. Nichtsdestotrotz kann die gezielte Auszahlung von substanziellen Planungsbeiträgen bei besonders kostenintensiven Verfahrensschritten nützlich sein (siehe dazu Kapitel 3.4). Sofern die Rahmenbedingungen für die Realisierung aber einmal deutlich verbessert worden sind, braucht es aus finanzieller Sicht keine allgemeinen Planungsbeiträge mehr.
- Das Strompreisrisiko kann nur mit ergänzenden oder alternativen Fördermassnahmen während der Betriebsphase gezielt adressiert werden. Sofern finanzierbar wären Contracts for Differences (CfD) eine effiziente Lösung. Dabei wird wie bei der heutigen Einspeisevergütung mit Direktvermarktung eine fixe Vergütung des eingespeisten Stroms über z.B. 20 Jahre vereinbart, wobei jeweils nur die Differenz zum Grosshandelsstrompreis zwischen Betreiber und Förderstelle ausgeglichen wird (im Falle sehr hoher Marktpreise würden sogar Gelder zurück an den Bund fließen). Die Vergütungshöhe kann mittels wettbewerblicher Ausschreibungen festgelegt werden, sofern genügend Projekte vorhanden sind.

3.4 Ausgestaltung der Investitions- und Planungsbeiträge

Planungsbeiträge

Die Planungsbeiträge haben den Vorteil, dass sie bereits die risikoreiche Planungs- und Bewilligungsphase adressieren. Gegenüber dem ursprünglichen KEV-Regime ist das eine Verbesserung.

Generell wird die Unterstützung der Planungsphase bei Planern und Investoren sehr positiv aufgenommen. Es herrscht Konsens, dass die Verfahrensdauer in der Schweiz sowie der Verfahrensaufwand im internationalen Vergleich ausserordentlich riskant und hoch ist. Im Vergleich zu den gesamten Planungskosten bis zur Baubewilligung sind die Kosten der Windmessung aber gering bis mässig. Ein Planungsbeitrag an Windmessungen von 40% ändert daher sehr wenig an der Risikoeinschätzung der Planer und Investoren, da die Kosten für die Windmessung auch gut kalkulierbar sind.

Ein Argument gegen Planungsbeiträge ist die sinkende Fördereffizienz. Mit Planungsbeiträgen wird nicht direkt die Erzeugung von erneuerbarem Strom gefördert. Zudem steigt das Risiko, dass auch schlecht geplante Projekte

am Leben erhalten werden. Zudem steigt der Vollzugsaufwand. Weiter besteht das Risiko, dass der Kostendruck in der Planungsphase sinkt und die effektiven Kosten daher steigen.

Empfehlung:

- Die vorgesehenen Planungsbeiträge für Windmessungen in der Höhe von 40% entfalten keine Wirkung auf den Ausbau der Windenergie in der Schweiz.
 - Es sind höhere Beiträge auf sämtliche Planungskosten vorzusehen, um Wirkung zu entfalten. Diese könnten für verschiedene klar bezifferbare Leistungen entlang der Planungsverfahren etappenweise ausbezahlt werden.
 - Zu Beginn der Planung als früher Zuschuss sind Planungsbeiträge an Leistungen wie Windmessungen oder Machbarkeitsstudien denkbar.
 - Im weiteren Projektverlauf könnten gut abgrenzbare Kostenblöcke über Planungsbeiträge gefördert werden, wie z.B.:
 - UVB-Studien (speziell zu Vögeln und Fledermäusen)
 - Studien für Rodungsdossier
 - Untersuchungen zu Trink- und Grundwasser
 - Zuarbeiten technisch/ planerischer Art zur Beantwortung von Fragen in Rechtsverfahren
- Für diese Planungsbeiträge könnten zusätzliche Förderkonditionen vorgesehen werden (nur Projekte im Richtplan, Kostenobergrenze je Kostenblock).
- Die Planungsbeiträge der oben aufgeführten Kostenblöcke sollten zwischen 40 und 60% liegen. Ein höherer Förderanteil wird nicht empfohlen, da sonst der Kostendruck in den genannten Bereichen sinkt und damit dies ev. die Kosten insgesamt steigen lässt.

Anrechenbare Kosten

Werden gewisse Investitionskosten als nicht-anrechenbare Kosten ausgeschlossen, hat dies direkte Auswirkungen auf die Höhe des Investitionsbeitrags und damit auf die Rentabilität des Windprojekts.

Generell können bei allen Investitionskostenpositionen Vorbehalte angebracht werden, dass aufgrund der Anrechenbarkeit tiefe Kosten, respektive eine effiziente Projektabwicklung nicht belohnt werden. Am ehesten stehen folgende Kostenpositionen zur Diskussion:

- Kosten für Rechtsmittelverfahren. Risiko: zu hohe Honorarsätze für Rechtsanwälte, zu wenig konstruktive Lösungen ohne Rechtsverfahren gesucht, Erzwingen des Projekterfolgs mit «allen» Mitteln.
- Interne Kosten der Planer. Risiko: zu hohe Honorarsätze, Deklaration zu vieler eigener Stunden. Erschwerend hinzu kommt, dass die Arbeiten bei Bürgerwindprojekten häufig nicht deklariert werden (freiwillig). Damit wären diese Projekte benachteiligt.
- Kosten für Ausgleichsmassnahmen. Risiko: zu teure Massnahmen werden mit den Gemeinden ausgehandelt.

Der Nutzen einer generellen Anrechenbarkeit aller Investitionskosten überwiegen die Risiken aber um ein Vielfaches. Da Investitionsbeiträge in der Höhe von rund 60% ausbezahlt werden, bleibt die Motivation zur Kosteneffizienz beim Investor weiter gross, da er weiterhin rund 40% der Investitionskosten selbst tragen muss. Wie im aktuellen Entwurf vorgesehen, sollen bereits bezogene Planungsbeiträge bei der Bemessung des Investitionsbeitrages in Abzug gebracht werden.

Empfehlung:

- Für eine einfache und transparente Ausgestaltung des Fördermodells sollen alle Investitionskosten anrechenbar sein.
- In Analogie zur bisherigen Regelung für Wasserkraft sollen die Investitionskosten anhand einer transparenten Dokumentation belegt werden, wobei für einige Kostenpositionen anteilmässige Obergrenzen bezogen auf die gesamten Investitionskosten festzulegen sind, z.B. für Planungs- und Bauleitungsaufgaben.

Standortspezifische Gegebenheiten

Eine Differenzierung des Fördermodells anhand standortspezifischer Gegebenheiten wird breit akzeptiert und ist nötig, um den Zubau der Windenergie in unterschiedlichen Gebieten voranzutreiben. Im bisherigen KEV-Förderregime gab es bereits eine standortspezifische Differenzierung, wobei anhand eines Referenzanlagenmodells und einem Höhenzuschlag die Einspeisevergütung ermittelt wurde. Neben einer standortspezifischen Differenzierung des Investitionsbeitrags wäre auch eine Differenzierung aufgrund der eingesetzten Technologie (insbesondere Rotordurchmesser) oder der Projektgrösse denkbar. Allerdings wird ein einfaches und verständliches Fördermodell angestrebt. Während eine Differenzierung aufgrund der Technologie, Infrastrukturkosten oder der Projektgrösse schwierig ist, können standortspezifische Gegebenheiten relativ schlank berücksichtigt werden. Dabei kommen als Differenzierungsfaktoren die Höhe des Standorts, die finanziellen Erträge (Strompreisperspektiven im Zeitpunkt der Inbetriebnahme) oder die Windressourcen am Standort in Frage.

Empfehlung:

- Eine Differenzierung des Investitionsbeitrags ist anhand der Höhe des Standorts über Meeressniveau vorzunehmen. Aufgrund der geringeren Luftdichte nimmt der Stromertrag mit zunehmender Höhe ab. Die Höhe des Windprojekts ist von Beginn weg bekannt. Die Auswirkungen auf den Investitionsbeitrag lassen sich daher anhand einer einfachen Formel berechnen. Je nach Ausgestaltung kann eine höhenabhängige Differenzierung Anreize schaffen bei gleicher Windgeschwindigkeit höhergelegene Standorte zu erschliessen oder nicht. Die Differenzierung lehnt sich zudem stark am bisherigen System an und wird daher breit akzeptiert.
- Eine weitere Differenzierung anhand der standortspezifischen Windressourcen macht das Fördermodell zwar insgesamt etwas komplexer, hat aber den Vorteil, dass je nach Ausgestaltung nicht nur die besten Windstandorte realisiert werden.

Zeitpunkt der definitiven Zusage

Der Zeitpunkt der definitiven Förderzusage ist sehr relevant. Für die Investoren ist es von grosser Relevanz, dass sie die Berechnungsmethodik und möglichst auch die Spanne der Mindestförderung möglichst präzise und früh in der Planungsphase abschätzen können. Der Business Case muss bereits zu Beginn realistisch gerechnet werden können.

Die Projektentwickler wünschen sich eine möglichst frühe definitive Zusage. Aus Sicht des Förderers besteht bei einer allgemein zu frühen definitiven Förderzusage allerdings das Risiko einer Warteliste, wobei dieses Risiko geringer einzuschätzen ist als bei der KEV. Die begrenzten Fördergelder sind im Sinne einer wirkungsvollen Förderung für realisierte Projekte auszuführen.

Neben dem Zeitpunkt der definitiven Zusage ist der Zeitpunkt der tatsächlichen Auszahlung ebenfalls sehr relevant. Ob die Förderung kurz vor Inbetriebnahme oder erst ein Jahr nach Inbetriebnahme ausbezahlt wird, hat einen nicht vernachlässigbaren Einfluss auf die Rentabilität des Projekts. Unklare Fristen und Wartezeiten können die Finanzierung erschweren und zu Liquiditätsproblemen führen.

Empfehlung:

- Die Ermittlung der Höhe des Investitionsbeitrags soll für jeden Investor von Beginn weg selbständig und zuverlässig möglich sein. Dies erfordert eine einfache, transparente Berechnungsmethodik zur Ermittlung des Investitionsbeitrags. Dies bedarf ein (frühes) formelles Zusagen zur Förderung bei vorliegender Baubewilligung sowie zur Berechnung und Spannweite des Investitionsbeitrags. Dadurch können für die Investoren erhebliche neue Risiken des vorgeschlagenen Modells beseitigt werden.
- Es ist eine zeitnahe Auszahlung des Investitionsbeitrags anzustreben. Diese soll kurz vor oder bei Inbetriebnahme des Windprojekts geschehen. Eine zu späte Auszahlung hätte einen negativen Einfluss auf die Rentabilität des Projekts. Entsprechend dürfen keine Wartelisten entstehen. Falls Wartelisten entstehen, soll eine «Fast Lane» für Windprojekte eingerichtet werden, welche schneller zur Inbetriebnahme kommen als Projekte mit langsamerer Umsetzung weiter vorne in der Warteliste.

3.5 Finanzielle Aspekte

3.5.1 Renditeerwartung

Die Renditeerwartung der Investoren wird grossmehrheitlich anhand des Internal Rate of Return (IRR), untergeordnet über den Net Present Value (NPV), ausgedrückt. Als Treiber der Renditeerwartung geben die meisten Investoren die Ertragsseite an, respektive, dass Aufwand und Ertrag in guter Relation zueinanderstehen sollen.

Bezüglich der Renditeerwartung sind gemäss Experteninterviews zwei Projekttypen zu unterscheiden:

- Renditeerwartung bei Windprojekten mit privatwirtschaftlichen Investoren oder Energieversorgern: 5-7% IRR (nominal) auf das Gesamtkapital
- Renditeerwartung bei Bürgerwindprojekten: ~3% IRR (nominal) auf das Gesamtkapital

Im Rahmen dieses Projekts erachten wir daher Projekte mit 5.5% IRR (nominal) oder höher als rentabel. Dieser Wert liegt an der Untergrenze für privatwirtschaftliche Investoren und liegt zwischen den 3% der Bürgerwindprojekte und der Obergrenze von 7% der privatwirtschaftlichen Investoren. Unter Berücksichtigung der Inflation von 1% (siehe Kapitel 2.2.4) erachten wir in den nachfolgenden Berichtsteile Projekte mit 4.5% IRR (real) oder höher als rentabel.

3.5.2 Kostenstruktur

Gesamtkosten

Die Gesamtkosten für Windenergieanlagen unterscheiden sich nach Region (Tabelle 2) und setzen sich zusammen aus den:

- Investitionskosten (CAPEX)
- abgezinste Kosten für Service/ Unterhalt der Windkraftanlagen
- abgezinste restlichen Betriebskosten

Referenzprojekt	CAPEX Fr./kW	Gesamtkosten Fr./kW
Alpen	2'500	3'449
Jura	2'300	3'190
Mittelland/ Föhntäler	2'000	2'860
Voralpen	2'200	3'090

Tabelle 2: Spezifische Gesamtkosten

Die Kostenstruktur von Windenergieanlagen wird durch hohe Investitionskostenanteile dominiert, wie es für nicht-regelbare erneuerbare Energieträger üblich ist (Abbildung 1).

Die Analyse der Kostenstruktur zeigt, dass die Investitionskosten zwischen 70% und 72% der Gesamtkosten ausmachen. Folglich können Investitionsbeiträge in geeigneter Höhe eine Wirkung entfalten. Die abgezinste Service- und Wartungskosten der Windkraftanlagen sind für 10% bis 12% der Gesamtkosten verantwortlich. Die restlichen Betriebskostenanteile liegen zwischen 16% bis 20% der Gesamtkosten, wobei sie anteilmässig beim alpinen Referenzprojekt am kleinsten und bei Windprojekten im Mittelland/ Föhntäler am grössten sind. Insgesamt ist zu beobachten, dass die Unterschiede zwischen den Referenzprojekten und damit zwischen den Zubauregionen sehr gering sind (Abbildung 1).

CAPEX

Bei den Investitionskosten dominieren die Kostenpositionen der Windenergieanlage inkl. Fundament und Infrastruktur klar. Sie sind für rund 85% der

Investitionskosten verantwortlich. Bezogen auf die gesamten Investitionskosten fallen die Ausgaben für Windmessungen und Rechtsmittelverfahren mit je rund 1% kaum ins Gewicht. Relevanter sind Kosten für ökologische Ersatz- und Aufwertungsmassnahmen, welche rund 3% der Investitionskosten ausmachen. Allerdings sind die restlichen Planungs- und Projektierungskosten viel relevanter, denn sie machen 7% bis 9% der Investitionskosten aus (Abbildung 2).

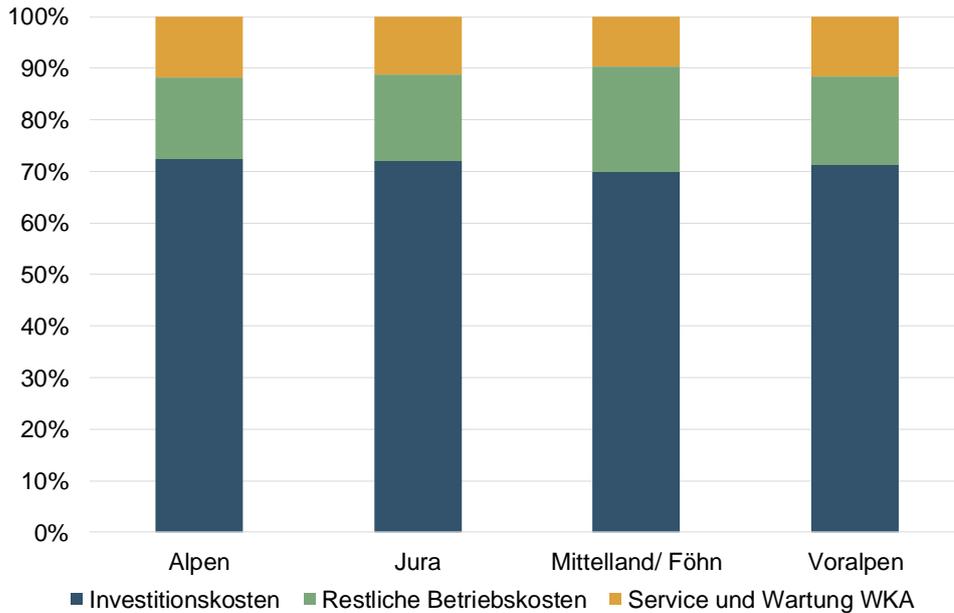


Abbildung 1: Kostenstruktur

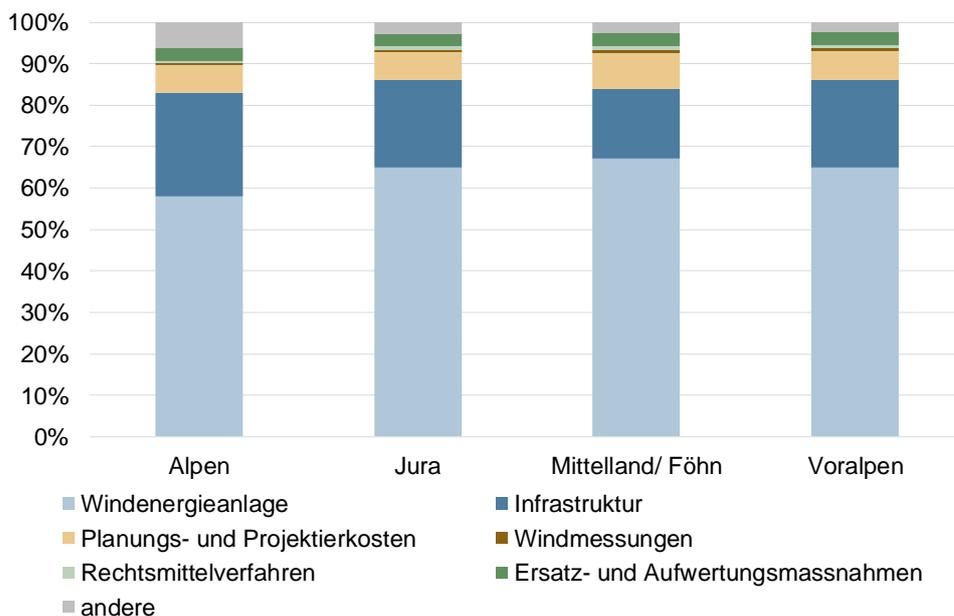


Abbildung 2: Kostenstruktur der CAPEX

Bei den Kosten für Windmessungen ist eine sehr breite Streuung der Kostenangaben zu beobachten. Die meist genannte Grössenordnung liegt bei 100'000 bis 300'000 Fr. Im Einzelfall können Windmessungen sogar bis zu 600'000 Fr. kosten. Ein möglicher Grund für die Abweichungen sind Mehrfachmessungen.

Die Angaben zu den Planungskosten, als auch zu den Ersatz- und Aufwertungsmassnahmen, sind mit grösseren Unsicherheiten behaftet. Projekte im fortgeschrittenen Stadium (UVB abgeschlossen, Nutzungsplanverfahren) nennen Kosten von über 2 Mio. Fr. Die Planungskosten sind zudem stark von der Projektgrösse abhängig. Grosse Projekte verursachen entsprechend auch höhere Planungskosten. Bei Projekten, welche bereits seit 10 bis 15 Jahren in der Planung sind, steigen die Planungskosten deutlich an, da immer wieder neue Anforderungen, respektive Neudimensionierungen der Anlagen vorgenommen wurden. Auch ist der Personalaufwand für die Projektbetreuung höher, je länger ein Projekt unterwegs ist.

Im Vergleich zu den Angaben aus der letzten KEV-Überprüfung [3] ist ein deutlicher Rückgang der spezifischen Investitionskosten pro MWh erkennbar. Der Hauptgrund liegt in den heute deutlich grösseren eingesetzten Turbinen mit entsprechend besseren Schwachwindeigenschaften sowie deutlichen Kostenreduktionen für Windkraftanlagen auf dem internationalen Markt (speziell auch dem Leitmarkt Deutschland). Waren bei der KEV-Überprüfung noch 2-MW-Anlagen der Standard, sind es nun standardmässig eher 3-5 MW Turbinen.

Die spezifischen Investitionskosten sind in der Schweiz deutlich höher als in Europa. Das hat verschiedene Gründe:

- Längere und aufwändigere Planungs- und Bewilligungsverfahren (insbesondere auch teure Ausgleichsmassnahmen)
- Hohe Schweizer Lohnkosten
- Geringe Skaleneffekte
- Euro-Wechselkurs (Preise der Windenergieanlagen sind meist in Euro fixiert)
- Hohe Baukosten aufgrund höherer Anforderungen und komplexer Topografie

OPEX

Ein beträchtlicher Teil der Betriebskosten (Serviceverträge, technische und administrative Betriebsführung und Landvergütung) werden oft an die produzierten kWh geknüpft, entsprechend ist eine spezifische Kostenbetrachtung zielführend. Bei den Betriebskosten sind grössere regionale Unterschiede ersichtlich. In den Alpen machen sie bis zu 4.5 Rappen/kWh aus, im Jura und den Voralpen sowie im Mittelland liegen die Betriebskosten zwischen 3 und 4 Rappen/kWh. Die Werte stimmen gut mit Erfahrungswerten überein. Zudem liegen die Werte deutlich tiefer als bei der letzten KEV-Überprüfung (4.5 bis 5.2 Rappen/kWh) [3], allerdings auch rund 1 bis 1.5 Rappen/kWh über den Betriebskosten in Deutschland. Es zeigt sich, dass die Betriebskosten bei grösseren Projekten weniger ins Gewicht fallen als bei sehr kleinen Windprojekten oder Einzelanlagen.

Regionale Unterschiede zeigen sich zudem durch deutlich höhere Kosten für den Service und Wartung in den topografisch und klimatisch anspruchsvollen Lagen der Alpen. Im Mittelland sind diese am geringsten. Handkehrum sind andere Kostenpositionen (Vergütungen Grundeigentum, Ausgleichsmassnahmen) im Mittelland höher als bei alpinen Standorten.

Überlegungen zu künftigen Kostenentwicklungen

Das neue Förderregime wird frühestens 2023 in Kraft treten. Entsprechend sind neben der heutigen Kostensituation auch künftige Entwicklungen relevant. Dazu wurden einige zentrale Überlegungen hier aufgeführt:

- *Sinkende Investitionskosten für Windkraftanlagen.* Anhand der Experteninterviews ist davon auszugehen, dass auch in der Schweiz künftig die Investitionskosten weiter sinken werden, v.a. dank dem Wachstum des Rotordurchmessers und neuen Logistiklösungen. Auch die Entwicklung einer grossen Windkraftanlage für alpine Standorte verspricht grosse Kostenreduktionspotenziale.
- *Keine Änderungen bei den Infrastrukturkosten.* Grössere Änderungen der Baukosten sind in der Schweiz nicht absehbar. Der Zubau dürfte insgesamt zu gering ausfallen, als dass sich einige Bauunternehmen nur auf den Bau von Windkraftanlagen spezialisieren und so die Kosten sinken würden. Neue Logistiklösungen könnten an einigen Standorten Ersparnisse bringen.
- *Künftig eher teurere Projekte.* Unter Annahme der heutigen raumplanerischen Rahmenbedingungen muss davon ausgegangen werden, dass die bestgeeigneten und grossen Gebiete heute bekannt und in Entwicklung sind. Entsprechend sind zukünftige Windprojekte eher kleiner (mittel-grosse Projekte), was wiederum zu höheren Kosten pro MW führt.
- *Kürzere und vereinfachte Verfahren.* Können die Planungs- und Bewilligungsverfahren künftig deutlich reduziert werden, würde dies ein grosses Risiko reduzieren und den Zubau daher beschleunigen sowie die Gesamtkosten etwas senken.
- *Zinsumfeld, Inflation.* Ebenfalls schwierig vorherzusehen sind die Inflation und damit zusammenhängend das zukünftige Zinsumfeld.
- *Eurowechselkurs und Stahlpreis.* Der Wechselkurs zum Euro beeinflusst die Investitionskosten stark. Wie sich der Wechselkurs langfristig entwickelt ist unbekannt. Gleiches gilt für den Stahlpreis, der auch grossen Einfluss auf die Investitionskosten (Windkraftanlage und Armierungsstahl) hat.

Entsprechend kann festgehalten werden, dass in naher Zukunft keine wesentlichen oder nur schwer zu prognostizierende Änderungen bei den Gesamtkosten für Windenergie angezeigt sind.

Lessons Learnt:

- Die heutigen Kosten für Windenergieanlagen und Infrastruktur, welche rund 85% der Investitionskosten ausmachen, lassen sich robust abschätzen. Grössere Unsicherheiten gibt es bei den übrigen Investitionskostenpositionen, vor allem Planungskosten sowie Kosten für Ersatz- und Aufwertungsmassnahmen.

- Die Betriebskosten lassen sich als Ganzes robust abschätzen. Einzelne Kostenpositionen zeigen grosse Schwankungen, welche teilweise auch plausibel aufgrund regionaler Gegebenheiten erklärbar sind.
- Die allgemeine Kostenstruktur von Windenergieprojekten in der Schweiz ist unabhängig von der Region sehr ähnlich. Haupttreiber sind die Investitionskosten mit 70% bis 72% Anteil an den Gesamtkosten.
- Die Kosten für Windmessungen, Rechtsmittelverfahren und Ersatz-/ Aufwertungsmassnahmen fallen über das ganze Projekt gesehen nicht stark ins Gewicht. Sie spielen aber in der risikobehafteten Planungsphase eine wichtige Rolle.
- Die spezifischen Gesamtkosten sind bei alpinen Projekten deutlich am höchsten, im Mittelland am tiefsten.
- Die Entwicklung der Investitionskosten über die nächsten Jahre ist nicht abschliessend zu beantworten. Gegenläufige Entwicklungen könnten sich in etwa aufheben, wobei tendenziell trotzdem mit leicht sinkenden Investitionskosten gerechnet werden darf.

3.5.3 Ertragsstruktur

Vorbemerkung: Es ist wichtig zu beachten, dass die abgebildeten Stromerträge auf einer Vermarktung am freien Markt (erzielbarer Strompreis der Windenergie: 5.6 Rappen/kWh; siehe Kapitel 2.2.4) basieren und somit keine Förderung enthalten, weder KEV-Beiträge noch Investitionsbeiträge.

Die Analyse zeigt, dass sich die Ertragsstrukturen der Referenzprojekte nicht unterscheiden. Die Stromerträge aus der Vermarktung am freien Markt dominieren die Erträge mit einem Anteil von 92%. Die restlichen Erträge können mit Herkunftsnachweisen erzielt werden.

3.5.4 Stromgestehungskosten Wirtschaftlichkeit

Vorbemerkungen

Die Berechnungen der Stromgestehungskosten und der Wirtschaftlichkeit beruhen auf einer Gesamtprojektrechnung. Diese umfasst die gesamten Kosten und Erträge des Windprojekts. Die nachfolgenden Auswertungen betreffen durchschnittliche Referenzprojekte. In Wirklichkeit variieren einerseits die Windgüte der Standorte sowie auch die Kosten. Diesem Umstand wird mit den Sensitivitätsanalysen (Kapitel 3.5.5) Rechnung getragen.

Zur Berechnung des Einflusses von Investitionsbeiträgen auf die Wirtschaftlichkeit der Referenzprojekte wird im Folgenden von einem Investitionsbeitrag von 60% der gesamten Investitionskosten ausgegangen. Zudem wird aufgezeigt, wie hoch der Investitionsbeitrag je Referenzanlage sein müsste, um die von den Investoren genannte Mindestrentabilität von 4.5% (real) zu erreichen. Dabei werden Anteile von über 60% erreicht.

Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen wird nachfolgend in drei verschiedenen Formen gezeigt: Gestehungskosten im Vergleich zum Marktpreis, Rentabilität¹ und Kostendeckungsgrad². Die Wirtschaftlichkeit wird jeweils ohne und mit Investitionsbeiträgen von 60% präsentiert, um den Effekt der Förderung aufzuzeigen.

Mittelgrosse Windprojekte Alpen

Ohne Förderbeiträge liegen die Stromgestehungskosten von mittelgrossen Windprojekten in den Alpen bei rund 16 Rappen/kWh (Abbildung 3). Werden die Projekte mit Investitionsbeiträgen in der Höhe von 60% der Investitionskosten gefördert, sinken die Stromgestehungskosten auf unter 9 Rappen/kWh. Folglich können bei einem erzielbaren Marktpreis der Windenergie von 5.6 Rappen/kWh solche Windprojekte nicht wirtschaftlich betrieben werden. Ein Investitionsbeitrag von 60% ermöglicht nur an sehr guten Windstandorten einen wirtschaftlichen Betrieb. Die Resultate zeigen, dass für eine allgemein wirtschaftliche Stromerzeugung bei mittelgrossen Windprojekten in den Alpen zusätzliche Erträge bzw. eine stärkere Förderung nötig ist.

Die Rentabilität liegt ohne Förderung bei unter -9% (Abbildung 4), mit Investitionsbeiträgen von 60% immer noch bei knapp -4%. Eine für Investoren genügend hohe Rendite von mindestens 4.5% IRR (siehe Kapitel 3.5.1) auf dem Gesamtkapital kann mit einem Investitionsbeitrag von 91% erreicht werden (Abbildung 6). Der Kostendeckungsgrad von mittelgrossen alpinen Windprojekten liegt ohne Förderung bei rund 37% und mit einem Investitionsbeitrag von 60% bei 80% (Abbildung 5).

Mittelgrosse Windprojekte Jura

Ohne Förderbeiträge liegen die Stromgestehungskosten von mittelgrossen Windprojekten im Jura bei rund 11 Rappen/kWh (Abbildung 3). Werden die Projekte mit Investitionsbeiträgen in der Höhe von 60% der Investitionskosten gefördert, sinken die Stromgestehungskosten auf 5.9 Rappen/kWh. Folglich können bei einem erzielbaren Marktpreis der Windenergie von 5.6 Rappen/kWh Referenzwindprojekte ohne Investitionsbeitrag nicht wirtschaftlich betrieben werden. Mit einem Investitionsbeitrag von 60% ist die Referenzanlage zwar rentabel zu betreiben, erzielt aber für die allermeisten Investoren eine zu tiefe Rendite. Nur überdurchschnittliche Windstandorte erzielen eine genügend hohe Rendite, dass es auch für grosse Investoren oder Energieversorger interessant ist. Für eine verbreitet rentable Stromerzeugung aus Windprojekten im Jura sind zusätzliche Erträge bzw. eine etwas stärkere Förderung nötig als vorgesehen.

Die Rentabilität liegt ohne Förderung bei unter -3% (Abbildung 4), mit Investitionsbeiträgen von 60% knapp über 3%. Eine Rendite in dieser Höhe ist allenfalls bei Bürgerwindprojekten genügend. Eine für Investoren oder Energieversorger genügend hohe Rentabilität von mindestens 4.5% IRR auf dem Gesamtkapital kann mit einem Investitionsbeitrag von 67% erreicht werden (Abbildung 6). Der Kostendeckungsgrad von mittelgrossen Windprojekten im

1 Die Rentabilität wird anhand des IRR abgebildet.

2 Der Kostendeckungsgrad zeigt, welchen Anteil der gesamten Aufwände durch die gesamten Erträge gedeckt werden.

Jura liegt ohne Förderung bei rund 54% und mit einem Investitionsbeitrag von 60% bei 97% (Abbildung 5).

Mittelgrosse Windprojekte Mittelland/ Föhntäler

Ohne Förderbeiträge liegen die Stromgestehungskosten von mittelgrossen Windprojekten im Mittelland/ in Föhntälern bei rund 10 Rappen/kWh (Abbildung 3). Werden die Projekte mit Investitionsbeiträgen in der Höhe von 60% der Investitionskosten gefördert, sinken die Stromgestehungskosten auf 5.7 Rappen/kWh. Folglich können bei einem erzielbaren Marktpreis der Windenergie von 5.6 Rappen/kWh Referenzwindprojekte ohne Investitionsbeitrag nicht wirtschaftlich betrieben werden. Mit einem Investitionsbeitrag von 60% ist die Referenzanlage zwar rentabel zu betreiben, allerdings mit einem tiefen IRR. Somit erreichen nur überdurchschnittliche Windstandorte eine genügend hohe Rendite, dass es auch für grosse Investoren interessant ist. Können an einem Standort zudem nicht die angenommenen sehr grossen (und kosteneffizienten) Windkraftanlagen mit Rotordurchmessern von rund 150 m eingesetzt werden, erhöhen sich die Gestehungskosten. Für eine verbreitet rentable Stromerzeugung aus Windprojekten im Mittelland/ in Föhntälern sind zusätzliche Erträge bzw. eine etwas stärkere Förderung nötig als vorgesehen.

Die Rentabilität liegt ohne Förderung bei -3% (Abbildung 4), mit Investitionsbeiträgen von 60% bei knapp 4%. Eine Rendite in dieser Höhe ist allenfalls für Bürgerwindprojekte interessant. Eine für Investoren genügend hohe Rentabilität von mindestens 4.5% IRR auf dem Gesamtkapital (Kapitel 3.5.1) kann mit einem Investitionsbeitrag von 64% erreicht werden (Abbildung 6). Der Kostendeckungsgrad von mittelgrossen Windprojekten im Mittelland/ in Föhntälern liegt ohne Förderung bei rund 57% und mit einem Investitionsbeitrag von 60% bei 99% (Abbildung 5).

Mittelgrosse Windprojekte Voralpen

Ohne Förderbeiträge liegen die Stromgestehungskosten von mittelgrossen Windprojekten in den Voralpen bei rund 11 Rappen/kWh (Abbildung 3). Werden die Projekte mit Investitionsbeiträgen in der Höhe von 60% der Investitionskosten gefördert, sinken die Stromgestehungskosten auf rund 6 Rappen/kWh. Folglich können bei einem erzielbaren Marktpreis der Windenergie von 5.6 Rappen/kWh Referenzwindprojekte ohne Investitionsbeitrag nicht wirtschaftlich betrieben werden. Mit einem Investitionsbeitrag von 60% ist die Referenzanlage zwar rentabel zu betreiben, allerdings erreichen nur sehr gute Windstandorte eine genügend hohe Rendite, dass es auch für grosse Investoren oder Energieversorger interessant ist. Für eine verbreitet rentable Stromerzeugung aus Windprojekten in den Voralpen sind zusätzliche Erträge bzw. eine etwas stärkere Förderung nötig als vorgesehen.

Die Rentabilität liegt ohne Förderung bei -4% (Abbildung 4), mit Investitionsbeiträgen von 60% unter 3%. Eine Rendite in dieser Höhe ist selbst für die meisten Bürgerwindprojekte ungenügend. Eine für Investoren genügend hohe Rentabilität von mindestens 4.5% IRR auf dem Gesamtkapital kann mit einem Investitionsbeitrag von 69% erreicht werden (Abbildung 6).

Der Kostendeckungsgrad von mittelgrossen Windprojekten in den Voralpen liegt ohne Förderung bei rund 53% und mit einem Investitionsbeitrag von 60% bei 96% (Abbildung 5).

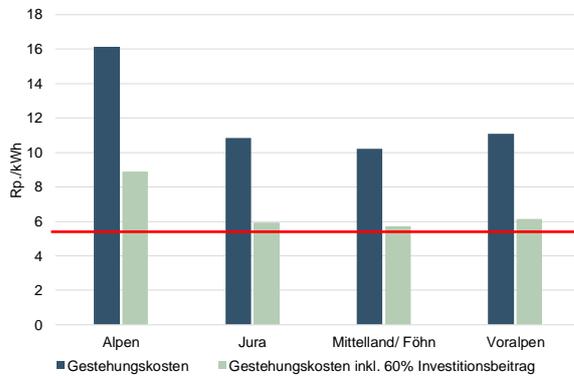


Abbildung 3: Gestehungskosten für einen IRR von 4.5% und erzielbarer Marktpreis Windenergie (rote Linie).

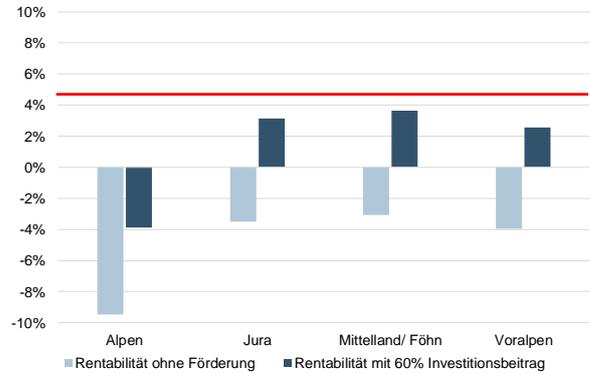


Abbildung 4: Rentabilität (IRR) und geforderte Mindestrentabilität (real) von den Investoren (rote Linie).

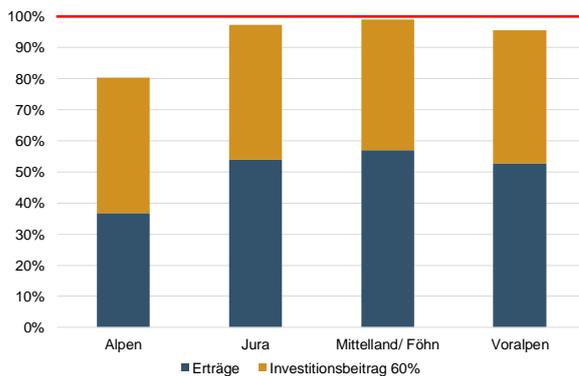


Abbildung 5: Kostendeckungsgrad und vollständige Kostendeckung (rote Linie).

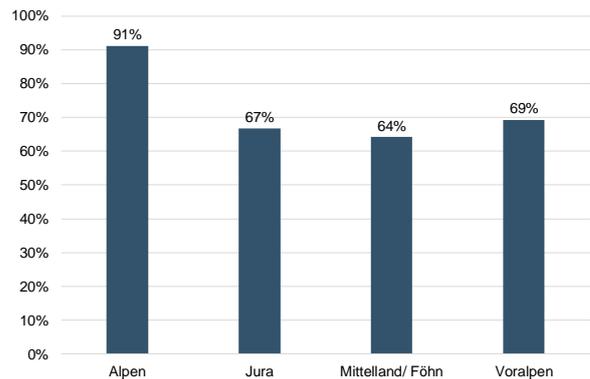


Abbildung 6: Nötige Höhe des Investitionsbeitrags, um Rentabilität von 4.5% (real) zu erreichen.

Lessons learnt:

- Windprojekte sind in der Schweiz in einem Strommarkt wo die Preise unterhalb von ca. 10 Rappen/kWh liegen in der Regel ohne Förderung nicht wirtschaftlich zu betreiben.
- Ein Investitionsbeitrag von 60% genügt bei Windprojekten im Mittelland/ Föhntälern, den Voralpen sowie im Jura mit tiefer Renditeerwartung (Bürgerwindprojekte) oder für Standorte mit überdurchschnittlich viel Wind.
- Ein Investitionsbeitrag von 60% genügt bei Windprojekten in den Alpen nur an Standorten, die wahrscheinlich gleich mehrere der folgenden Qualitäten aufweisen müssen: sehr guter Wind, sehr günstig erschliessbar und Platz für viele Windkraftanlagen. Soll das alpine Windpotenzial breit genutzt werden, braucht es zusätzliche Fördermassnahmen.

— In der Regel sind im Durchschnitt höhere Investitionsbeiträge von 64-69% nötig, alpine Projekte brauchen sogar über 90% Investitionsbeitrag für einen wirtschaftlichen Betrieb.

3.5.5 Sensitivitätsanalyse

Der Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse aus Kapitel 3.5.4 kommt eine hohe Bedeutung zu, da einerseits Unsicherheiten bei den Kosten und der Definition der Referenzanlagen bestehen und andererseits das neue Fördermodell frühestens 2023 in Kraft tritt und sich bis dahin die Kosten und Strompreise verändern können. Anhand der hier präsentierten Sensitivitätsanalysen lässt sich die Robustheit der Ergebnisse untersuchen und der Einfluss künftiger Kosten- und Strompreisentwicklungen abschätzen.

Die Sensitivität des IRR in Abhängigkeit zentraler Kosten- und Ertragsfaktoren zeigt, dass Projekte im Mittelland und in Föhntälern, dem Jura und den Voralpen ertragsseitig empfindlich auf Änderungen der Stromproduktion (gute/ schlechte Windstandorte respektive Windjahre) und auf den Strommarktpreis sowie kostenseitig auf Änderungen der CAPEX reagieren (Abbildung 7). Bei alpinen Windprojekten dominieren auf der Ertragsseite ebenfalls die Stromproduktion und Strommarktpreise. Auf der Kostenseite sind Änderungen der OPEX allerdings entscheidender als Änderungen der CAPEX.

Künftige Kostensenkung der CAPEX um 5% bis 10% würden die Rentabilität (IRR) bei Windprojekten im Mittelland und in Föhntälern um rund 0.5% bis 1% verbessern. Mit der angenommenen Zielrendite von 4.5% bis 5% (inkl. 60% Investitionsbeitrag) wäre ein wirtschaftlicher Betrieb und ein erhebliches Zubaupotenzial realisierbar.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt aber auch das grosse Risiko der künftigen Strompreisentwicklung. Eine künftige Reduktion der Strommarktpreise um 10% auf 5 Rappen/kWh würde einen rentablen Betrieb selbst bei Windprojekten im Mittelland und in Föhntälern verunmöglichen.

Zudem zeigt sich, dass die Qualität des Windstandortes stark mit der Rentabilität zusammenhängt. Mit einem Investitionsbeitrag von 60% führt ein verglichen mit dem Referenzprojekt um 10% besserer Energieertrag (2'000 Volllaststunden) zu rund 1% höherem IRR. Dies entspricht grob einer nur um 3% höheren mittleren Windgeschwindigkeit am Standort.

Abbildung 8 zeigt den Zusammenhang zwischen der Höhe des Investitionsbeitrags und der Rentabilität, ausgedrückt als IRR. Augenfällig sind dabei insbesondere die regionalen Unterschiede. In den Alpen ist ein hoher Investitionsbeitrag nötig, um überhaupt einen positiven IRR zu erreichen. Die Renditeerwartung von grossen Investoren oder Energieversorgern von 4.5% kann für durchschnittliche Projekte nur mit einer fast gänzlichen Deckung der Investitionskosten durch die Förderung erreicht werden. Für die drei restlichen Regionen Jura, Mittelland/ Föhntäler und Voralpen gilt, dass für durchschnittliche Projekte ein IRR von 4.5% mit einem Investitionsbeitrag von 65% bis 70% erreicht wird.

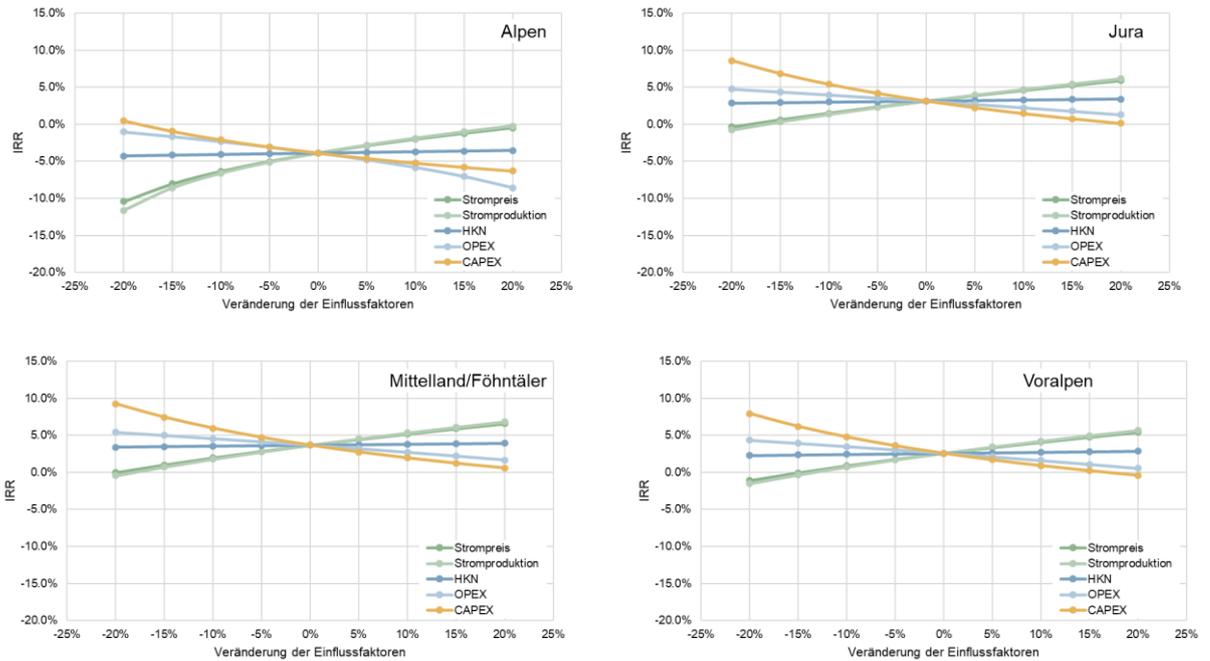


Abbildung 7: Sensitivitätsanalyse IRR für die vier betrachteten Regionen.

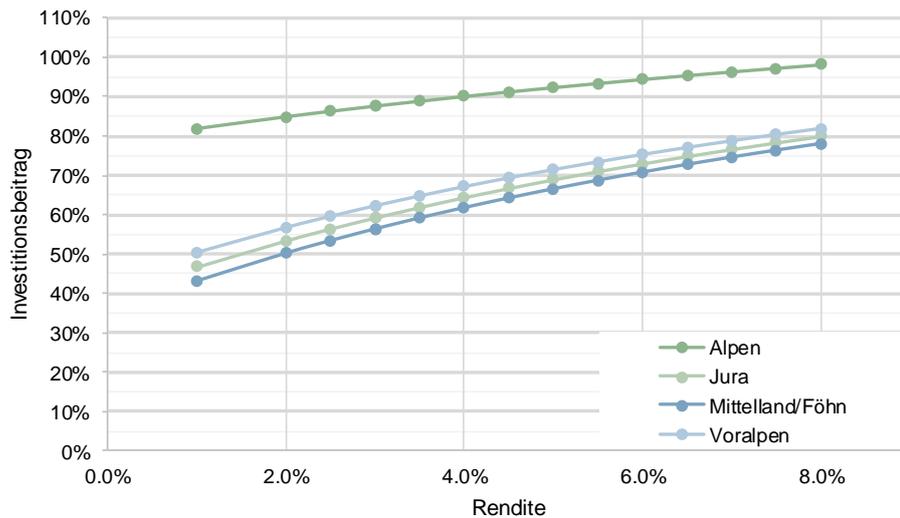


Abbildung 8: Sensitivitätsanalyse: Einfluss des Investitionsbeitrags auf den IRR.

Lessons learnt:

- Die bisherigen Auswertungen in Kapitel 3 fokussierten auf durchschnittliche Referenzprojekte in den vier Zubau-Regionen. Tatsächliche Projekte weisen jedoch eine grosse Variabilität von Kosten- und Ertragsfaktoren auf. Die Sensitivitätsanalysen zeigen den grossen Einfluss dieser Variabilität.
- Auf Kostenseite hat die Höhe der CAPEX einen grossen Einfluss (bei Projekten in den Alpen auch die OPEX). Projekte, die kostengünstiger umgesetzt werden können, haben grosse Vorteile. Ebenso können zukünftige Kostensenkungen allgemein zu einer höheren Rentabilität und somit höherem Zubau führen.
- Auf Ertragsseite ist die Qualität des Windstandortes entscheidend. Überdurchschnittliche Standorte sind auch mit deutlich geringeren Investitionsbeiträgen für grosse Investoren genug rentabel, während Standorte mit schlechteren Windressourcen unrentabel sind. Für die Förderung mit Investitionsbeiträgen hebt dies den zentralen Trade-off zwischen Effizienz und Effektivität der Förderung auf. Für einen hohen Zubau muss die Förderung auf schlechtere Windressourcen zugeschnitten werden, während sich eine möglichst effiziente Förderung auf Standorte mit sehr guten Windressourcen konzentrieren würde.
- Ebenfalls auf Ertragsseite entscheidend ist die Entwicklung der Strompreise. Der Strompreis hat einen entscheidenden Einfluss auf die Rentabilität. Da die Vermarktung des erzeugten Stroms im freien Markt erfolgt, ist dies eines der Hauptrisiken für Investoren, welches durch die Investitionsbeiträge als Fördersystem nicht adressiert wird. Für einen umfangreichen Fördererfolg scheinen deshalb zusätzliche Massnahmen auf Ertragsseite nötig.

3.6 Zubau-Potenzial

Windprojekte sind in der Schweiz ohne Förderung im aktuellen Tiefpreisumfeld im Strommarkt nicht wirtschaftlich zu betreiben. Das hier ausgewiesene Zubau-Potenzial bildet eine rein betriebswirtschaftliche Sicht der Investoren ab. Wie in Kapitel 3.3 besprochen, ist der Zubau der Windenergie in der Schweiz aber auch eine Risikobetrachtung, welche sich nicht vollständig in einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung abbilden lassen. Damit auch künftig Windenergieanlagen in der Schweiz projektiert und realisiert werden, muss das Gesamtprojektrisiko gesenkt werden. Dies gelingt nicht ausschliesslich über die geplanten Investitions- und Planungsbeiträge. Eine allgemeine Verbesserung der Rahmenbedingungen für Windenergieprojekte bei Planungs- und Bewilligungsverfahren ist dafür eine zentrale Voraussetzung.

Die Analyse des Zubau-Potenzials zeigt auf, welcher Zubau in Abhängigkeit der Höhe des Investitionsbeitrags mit den gewählten Modellierungsparametern erschlossen werden kann. Die Analyse greift dabei auf ausführliche und geografisch differenzierte Daten zu den möglichen Standorten und deren Windpotenzial zurück. Die Methodik der Analyse ist in Kapitel 2.3 beschrieben.

Im Gegensatz zur finanziellen Betrachtung in den vorhergehenden Kapiteln beruhen die hier präsentierten Ergebnisse auf feiner aufgelösten Gegebenheiten der Standorte hinsichtlich des Stromproduktionspotentials. Dabei fliesst die Variabilität der einzelnen Standorte mit ein und der Trade-off in der Ausgestaltung der Höhe der Investitionsbeiträge zwischen Effizienz und Effektivität wird sichtbar: bei geringen Investitionsbeiträgen werden wenige Standorte mit sehr guter Ausgangslage effizient gefördert; bei hohen Investitionsbeiträgen wird ein breiterer Zubau erreicht.

Mit dem vorgesehenen Investitionsbeitrag von 60% könnten in allen Regionen nach wie vor einige Windprojekte entstehen, wenn die Windverhältnisse resp. die Wirtschaftlichkeit über demjenigen des Referenzstandortes liegen, wobei gemäss GIS-Analyse das grösste Zubau-Potenzial im Mittelland/ in Föhntälern verortet wird. Einerseits weist das Konzept Windenergie Schweiz [7] im Mittelland/ in den Föhntälern viele potenzielle Standorte aus, welche zudem durch den Einsatz grosser Turbinen (5 MW; siehe Kapitel 2.3) auch ertragsreich sind. In den anderen Regionen Jura, Voralpen und Alpen zeigt die GIS-Analyse nur ein kleines Zubaupotenzial. Einerseits ist hier die Grundgesamtheit der potenziellen Standorte des Konzepts Windenergie Schweiz kleiner oder im Falle des Juras schon durch realisierte oder geplante Projekte besetzt, andererseits zeigt die GIS-Analyse aufgrund der kleineren Turbinen weniger Standorte mit guten Ertragsdaten.

Sofern die Rahmenbedingungen der Windenergie in der Planungs- und Bewilligungsphase deutlich verbessert und risikoärmer werden, kann mit einem Investitionsbeitrag von 60% in der Schweiz ein Windenergiezubau von bis zu 2 TWh Jahresstromproduktion erzielt werden (Abbildung 9).

Würde der Investitionsbeitrag auf 70% erhöht könnten sogar 3 TWh realisiert werden. Das realisierbare Zubaupotenzial reagiert in diesem Bereich sehr sensibel auf Veränderungen des Investitionsbeitrags.

Das realisierbare Zubaupotenzial (Abbildung 9) berücksichtigt 5% aller verbleibenden, potenziellen Windstandorte unter 2000 m ü. M. (Kapitel 2.3) und beläuft sich auf knapp 4.5 TWh Jahresstromproduktion.

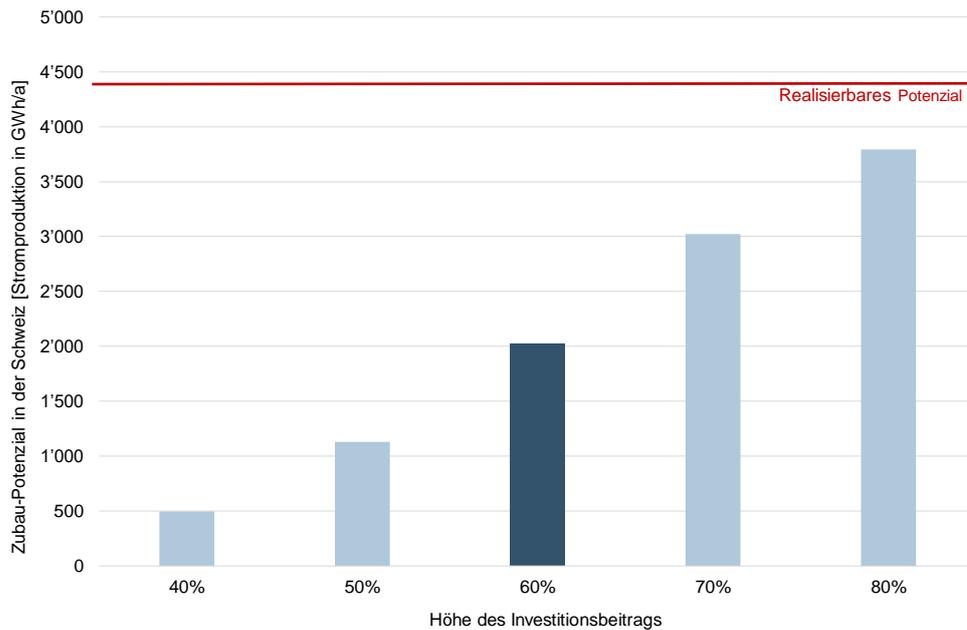


Abbildung 9: Zubau-Potenzial in der Schweiz in Abhängigkeit der Höhe des Investitionsbeitrags unter der Voraussetzung, dass die Rahmenbedingungen der Windenergie in der Planungs- und Bewilligungsphase deutlich verbessert und risikoärmer werden. Weiter ist das insgesamt realisierbares Potenzial (rote Line) ersichtlich.

Einordnung des modellierten Zubaupotenzials

Aktuell produzieren die 37 realisierten Windkraftanlagen in der Schweiz rund 130 GWh an Energie pro Jahr. Die aktuell in Verfahren blockierten Projekte mit 325 MW installierter Leistung könnten zusätzlich ca. 680 GWh pro Jahr produzieren. Projekte mit mehr als 900 MW installierter Leistung sind zudem in frühen Projektstadien.

Gemäss Energiestrategie 2050 liegt das Ausbauziel der Windenergie für das Jahr 2020 bei 624 GWh pro Jahr und für das Jahr 2035 bei 1.7 TWh pro Jahr.

Eine vom PSI durchgeführte Studie im Auftrag des BFE [2] weist bis 2035 ein ausschöpfbares Windpotenzial von 0.7 bis 1.7 TWh pro Jahr aus, bis 2050 eines von 1.4 bis 4.3 TWh.

Unsicherheiten und Limitationen der Modellierung des Zubau-Potenzials

Das Zubau-Potenzial basiert auf einer stark vereinfachten GIS-Analyse. Daher wurden grössere Unsicherheiten der Resultate in Kaufe genommen. Die wichtigsten sind nachfolgend aufgeführt:

- *Windkarte*: Die zugrundeliegende Windkarte weist in einigen Regionen grössere Unsicherheiten beim Windpotenzial auf (hohes Windpotenzial im östlichen Mittelland).
- *Nationales Interesse*: Die Windkraft gilt als «nationales Interesse». Daher wurden Gebiete, die im Bundeskonzept als Vorbehaltsgebiete ausgewiesen sind, bei dieser Analyse berücksichtigt.

- *Abstände zu Wohngebieten:* Die minimalen Abstände zu bewohnten Gebäuden in einem Projekt werden durch die Lärmschutzgesetzgebung bestimmt. Sie vergrössern sich also bei einem Projekt mit zunehmender Anzahl Turbinen (Schallquellen).
- *Realisierungsfaktor:* Der Realisierungsfaktor ist sehr schwer zu bestimmen. Hier wurde er empirisch auf Basis von Richtplänen und des Konzepts Windenergie Schweiz bestimmt (siehe Kapitel 2.3).
- *Potenzialüberschätzung:* Projektspezifisch können grössere Abstände, geringere Erträge wegen Abschaltvorschriften (für Vögel/ Fledermäuse) und weitere Faktoren dazu führen, dass weniger Anlagen realisiert werden können. Die vorliegende Analyse hat die vorgesehenen Abstände des Konzepts Windenergie Schweiz übernommen. Im Mittelland gibt es zudem potenzielle Standorte, welche sich nicht zu einem Windprojekt zusammenschliessen lassen. Entsprechend werden bei diesen Standorten die Kosten unterschätzt und das Zubaupotenzial überschätzt.

Lessons learnt:

- Die Wirtschaftlichkeitsanalyse auf Basis von Referenzprojekten (Kapitel 3.5.4) hat gezeigt, dass ein Investitionsbeitrag von 60% nur bei Windprojekten im Mittelland/ Föhntälern, den Voralpen sowie im Jura mit überdurchschnittlichen Windressourcen genügt. Die GIS-Analyse zur Abschätzung des Zubau-Potenzials zeigt, dass solche Standorte vor allem im Mittelland/ in den Föhntälern beim Einsatz grosser Turbinen zu finden sind.
- Mit einem Investitionsbeitrag von 60% kann in der Schweiz ein Windenergiezubau von bis zu 2 TWh Jahresstromproduktion erzielt werden, bei einem Investitionsbeitrag von 70% sogar bis zu 3 TWh.
- Voraussetzung zur Realisierung dieses Potenzials ist allerdings, dass die Projektrisiken, vor allem während der Planungsphase, insgesamt deutlich reduziert werden können (Verbesserung der Rahmenbedingungen für Windenergie, siehe dazu Kapitel 3.7.2).
- Die GIS-Analyse des Zubau-Potenzials ist mit grossen Unsicherheiten behaftet. Einerseits weist bereits die Datenbasis (Konzept Windenergie [7]) grosse Unsicherheiten auf, andererseits ist der Einsatz grosser Turbinen im Mittelland/ in den Föhntäler nicht unbestritten sowie der Realisierungsfaktor (siehe Kapitel 2.3) schwer zu bestimmen.

3.7 Massnahmen

3.7.1 Massnahmen zur Verbesserung der finanziellen Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel werden mögliche Massnahmen beschrieben, welche die finanziellen Rahmenbedingungen von Windenergieanlagen verbessern können, damit letztlich mehr Windenergie zugebaut wird. Sowohl der Staat als auch die Privatwirtschaft können Massnahmen ergreifen, welche sich positiv auf der Ertrags- oder der Kostenseite auswirken:

Staatliche Massnahmen zur Ertragssteigerung

- *Höhere Investitionsbeiträge als 60%:* Die Grössenordnung von 60% erlaubt heute nur für grosse Windenergieanlagen (5 MW) an guten Standorten eine ausreichende Wirtschaftlichkeit. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse der Referenzprojekte zeigt, dass die Rentabilität der Projekte sehr stark auf kleine Veränderungen des Investitionsbeitrags von 60% reagieren. Mit leicht höheren Sätzen von 65 oder maximal 70% könnte allerdings ein um rund ein Drittel grösseres Zubaupotenzial erschlossen werden. Die Höhe des Investitionsbeitrags ist regelmässig zu überprüfen.
- *Ausschreibungen für Einspeiseprämien oder Contracts for Differences (CfD):* Als Alternative zu Investitionsbeiträgen wären Kostenbeiträge während der Betriebsphase ein wirkungsvolles Instrument. Mit CfD kann eine fixe Vergütung der produzierten Energie über z.B. 20 Jahre erzielt werden. Um eine hohe Fördereffizienz zu erreichen, wird im Ausland die Vergütungshöhe über wettbewerbliche Ausschreibungen festgelegt. Für einen funktionsfähigen Wettbewerb braucht es genügend Teilnehmer, was in der Schweiz im Bereich Windenergie für alle Projektgrössen leider nicht gegeben ist. Anhand klarer und langfristig stabiler Regelungen, wie jährliche Degressionen oder die Anknüpfung an Gestehungskosten respektive Marktpreise zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme kann hier ebenfalls gesteuert werden, ohne die Investitionssicherheit zu gefährden. CfD sind auch in Kombination mit Investitionsbeiträgen denkbar.
- *Marktdesign:* Den Verkauf des Stroms direkt an (kleine) Endkunden via Power Purchase Agreement (PPA) o.ä. ermöglichen. Verkauf in der Region erleichtern z.B. mit geringeren Netzgebühren, da nur untere Spannungsebenen betroffen. Oder in Analogie zum Zusammenschluss zum Eigenverbrauch bei Photovoltaik Abnehmergemeinschaften auf Ebene der umliegenden Dörfer erlauben.

Privatwirtschaftliche Massnahmen zur Ertragssteigerung

- *Langfristige Abnahmeverträge:* Der freie Verkauf des Stroms an Private, Firmen oder andere Marktteilnehmer über langfristige Abnahmeverträge, Power Purchase Agreements (PPA), kann die Einnahmen aus dem Stromverkauf verstetigen und langfristige Planbarkeit sichern. Der Markt für Grossabnehmer, welche bereit sind über heutigen Marktpreisen abzunehmen, ist in der Regel beschränkt. Eine Abfederung der Marktrisiken nur über diese Schiene kann allerdings keine breite Wirkung erzielen.

Staatliche Massnahmen zur Senkung der Kosten

- *Ausweitung und Erhöhung der Planungsbeiträge:* Die Experteninterviews haben ergeben, dass substanziellere Planungsbeiträge die Projektkosten und -risiken reduzieren und daher den Zubau der Windenergie verbessern würden.
- *Zinsfreie Investitionskredite für alle Windprojekte:* Das Bundesamt für Energie könnte analog zum Bundesamt für Landwirtschaft (BLW) bei landwirtschaftlichen Biomasseanlagen zinsfreie Investitionskredite für Windprojekte vergeben.

— *Netzanschlusskosten*: Netzanschlusskosten (ohne parkinterne Verkabelung) wird vom Bund oder von Swissgrid übernommen (z.B. für Projekte gemäss Richtplan)

3.7.2 Nicht-finanzielle Hürden des Zubaus von Windenergieanlagen

Neben Hürden, die direkte Einflüsse auf Erträge und Kosten haben, wird der Zubau von Windenergieanlagen vor allem auch durch tiefe Planungssicherheit und lange Bewilligungsprozesse eingeschränkt.

Kürzere Planungs- und Bewilligungsverfahren

Hürde: Ein Hauptrisiko für den weiteren Ausbau der Windenergie in der Schweiz sind die langen und riskanten Planungs- und Bewilligungsprozesse. Dieses Hemmnis lässt sich nicht nur mit Geld (Planungsbeiträgen) beheben. Die Expertengespräche zeigten, dass auch für Neuprojekte mit einer Verfahrenslänge von mindestens 10 Jahren gerechnet wird.

Massnahmen: Die Rahmenbedingungen für die Realisierung der Windenergie sind so zu verbessern, dass Windprojekte innert möglichst weniger Jahre (ideal 2-5 Jahre) realisiert werden können. Dazu braucht es einen klaren politischen Willen, welcher die heutzutage sehr langen Verfahren kürzen kann. Windprojekte müssen z.B. unter gewissen Umständen von Einsprachen geschützt werden. Zudem sind der Entscheidungsprozess sowie die Abstimmung zwischen Bund und Kanton (z.B. bei Richtplanänderungen) zu beschleunigen. Grosse Verbesserungen sind allerdings nicht kurzfristig zu erwarten, da sie in raumplanerische Prozesse und die Kantons-/ Gemeindeautonomie eingreifen müssen. Das Postulat 19.3730 von Isabelle Chevalley [8] will den Bundesrat beauftragen, gemeinsam mit den Kantonen ein Bericht vorzulegen, der darstellt, wie die Zeit bis zum Erhalt einer Baubewilligung verkürzt werden kann. Der Bundesrat beantragt die Annahme des Postulats. Eine Entscheidung ist ausstehend (Stand Mai 2020).

Planungssicherheit

Hürde: Planer und Investoren brauchen schon zu Beginn Klarheit über die Bemessungsformel der Förderung, um eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchzuführen. Speziell wegen den langen Verfahren benötigen sie zudem die Sicherheit, dass die Rahmenbedingungen der Förderung stabil bleiben bis zum Zeitpunkt, an dem die Förderung ausbezahlt wird. Dass sie dann auch ihren Anspruch geltend machen können und nicht wegen z.B. einer Warteliste finanziell das Projekt in Frage gestellt wird.

Massnahmen: Die Förderbedingungen müssen sehr einfach und transparent sein, so dass von Beginn weg und zu jedem Zeitpunkt selbständig die Höhe des Investitionsbeitrags berechnet werden kann. Es braucht eine Garantie, dass der Investitionsbeitrag z.B. bei vorliegender Baubewilligung vor einem bestimmten Jahr z.B. 2035 zeitnah, ohne Warteliste ausbezahlt wird.

Untergrenze von 10 MW

Hürde: Die Untergrenze von 10 MW wurde von zahlreichen Planern als irrelevant oder sogar als Zusatzschikane aufgenommen, da viele Kantone sowieso eine Regel von mindestens drei Windenergieanlagen vorgeben oder

ihre Richtplangebiete so ausweisen, dass dem Konzentrationswunsch nachgekommen wird

Massnahmen: Die explizite Nennung der Untergrenze von 10 MW in Absatz 1 des Artikel 27a des Vorentwurfs des Energiegesetzes aufheben. Falls trotzdem eine Untergrenze gesetzt werden soll, empfehlen wir eine tiefere Untergrenze von z.B. 6-8 MW oder eine Untergrenze in GWh. Diese rückt die Stromproduktion in den Fokus und verhindert Situationen, in denen zur Erfüllung der 10-MW-Regelung zu grosse oder auch zu viele kleine Anlagen angereizt werden. Eine Untergrenze in GWh ist zwar etwas schwieriger zu erheben, wurde bisher aber von der Branche auch gut akzeptiert.

Akteursvielfalt und Bürgerwindprojekte

Hürde: Bürgerwindprojekte kommen mit den im neuen Fördermodell entstehenden Zusatzrisiken der Finanzierung, Vorfinanzierung und Stromvermarktung weniger gut klar als grosse Investoren oder Energieversorger.

Massnahmen: Bürgerwindprojekte sind wichtig für den Windausbau, denn sie haben eine höhere Akzeptanz und verlangen geringere Rentabilität. In einem ersten Schritt sind Bürgerwindprojekte bezogen auf die rechtliche Form genau zu definieren. Zudem sind flankierende Massnahmen wie die Möglichkeit von Bürgschaften (siehe nächster Punkt) oder der Unterstützung bei der Vermarktung des Stroms zu implementieren. Auch De-minimis-Beihilfe-Regelung in der EU oder abweichende Regelungen für Bürgerwindparks analog zu Beispielen in Deutschland könnten hier Abhilfe schaffen. Auch bei Photovoltaik und Wasserkraft gibt es unterschiedliche Förderungen für verschiedene Projekttypen. Entsprechend könnte auch die Weiterführung des Markprämienmodells oder CfD (ohne Ausschreibungen) ein mögliches Modell für Bürgerprojekte oder generell Projekte bis maximal drei Windkraftanlagen sein.

Bürgschaften

Hürde: Die langen und unsicheren Planungsverfahren gelten als eines der Haupthemmnisse beim weiteren Ausbau der Windenergie in der Schweiz.

Massnahmen: Bereitstellung von Bürgschaften und Garantien in Anlehnung zur Geothermie oder andere Kraftwerksprojekte im 20. Jahrhundert, welche die Planungskosten bis dahin decken, falls ein Projekt scheitert.

A1 Literaturverzeichnis

- [1] Institut für Wirtschaft und Ökologie, Universität St. Gallen (IWÖ-HSG), 2017, Lowering the Financing Cost of Swiss Renewable Energy Infrastructure.
- [2] Paul-Scherrer-Institut (PSI), 2017, Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen.
- [3] Bundesamt für Energie (BFE), 2016, Überprüfung der Gesteungskosten und der Vergütungssätze von KEV-Anlagen.
- [4] Bundesamt für Energie (BFE), 2019, Preisszenarien für die Investitionsbeiträge Wasserkraft und Biomasse (Art. 63 Abs. 5 und Art. 85 Abs. 1 EnFV).
- [5] Energy Brainpool, 2015, Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken.
- [6] International Energy Agency (IEA), 2019, Renewables 2019
- [7] Bundesamt für Raumentwicklung (ARE), 2019, Konzept Windenergie
- [8] Postulat 19.3730, Isabelle Chevalley: Effizientere und kürzere Verfahren für den Bau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien. [Link](#).