

Regulatorische Blockaden und Lösungsvorschläge für Power-to-X in der Schweiz

Konsolidiert aus dem EPX-Workshop (15.12.2025, Bundeshaus Bern), Praxiserfahrungen von SPIN-Mitgliedern und internationalen Referenzen (eFuel Alliance, H2Global). Stand: 14. Juli 2026

Nr.	Kategorie	Problem	Auswirkung	Lösungsvorschlag
A. Zertifizierung und Investitionssicherheit				
A1	Zertifizierung	Produktionsanlagen werden erst nach dem Bau zertifiziert – ohne verbindliche Zusage vorab.	Macht Finanzierungen schwierig, unmöglich und teurer. Verhinderung oder Verzögerung von FIDs. Höhere Risiken, Zinsen und damit höhere Produktkosten.	Rechtsverbindliche Präzertifizierung (binding pre-clearance) vor Baubeginn einführen.
A2	Zertifizierung	Zertifikat gilt nur 6 Jahre, bei einer Amortisationszeit von mindestens 15 Jahren. Zudem keine Garantie für Zertifikatsverlängerung, auch wenn sich an der Anlage nichts ändert (vormals A3).	Finanzierungslücke: Banken zögern, 15-Jahres-Kredite auf 6-Jahres-Zertifikate zu vergeben. Rückwirkende Verschärfungen gefährden bestehende Investitionen und erhöhen den WACC.	Zertifikatslaufzeit auf mindestens 15 Jahre ausdehnen mit Bestandsgarantie (Grandfathering). Wirksam ab Präzertifizierung (Grandfathering ab Pre-Clearance).
A3	Zertifizierung	Nach EU-Recht zertifizierte synfuels (RFNBOs) erhalten keine Schweizer Mineralölsteuerbefreiung.	Ca. 70 Rp./Liter Kostennachteil – kein Business Case möglich. (MinöSt auf Strassentreibstoffe: Benzin ~73–77 Rp./l, Diesel ~76–80 Rp./l; Flugpetrol im Linienverkehr ist bereits befreit.)	RFNBO-Gleichstellung: Gleiche MinöSt-Befreiung wie für CH-zertifizierte synfuels.
A4	Zertifizierung	LCA wird für CH-Zertifizierung verlangt, Emissionsminderung aber nur tank-to-wheel angerechnet.	Synfuels werden systematisch benachteiligt; integrierte Anlagen mit Wärmeauskopplung nicht korrekt bewertet.	LCA konsistent anwenden: Wenn LCA für Zertifizierung gefordert, dann auch LCA-basierte Anrechnung. Achtung (strategisches Risiko): Eine konsequente LCA-Anrechnung kann die heute günstige Anrechnung mit 0 Emissionen (Tank-to-Wheel) untergraben – für die Zertifizierung genügt heute ein Nachweis von -40 % CO ₂ , angerechnet wird jedoch mit null. Forderung so fassen, dass dieser Vorteil erhalten bleibt; keine vollständige LCA-Anrechnung verlangen, die ihn gefährdet.
B. Überregulierung und Technologieoffenheit				
B1	Überregulierung	Synfuels werden regulatorisch als Ausnahme behandelt statt als gleichwertige Netto-Null-Lösung.	Kein Zugang zu denselben Förder- und Steuerinstrumenten wie andere Netto-Null-Technologien.	Ausnahmestatus streichen; synfuels als gleichwertige Option definieren.

Nr.	Kategorie	Problem	Auswirkung	Lösungsvorschlag
B2	Überregulierung	Übertriebene Detailvorgaben zur Stromherkunft: Gleichzeitigkeit, Regionalität, Additionalität, nicht subventioniert.	Würden diese auch für E-Ladestationen gelten, würde die Elektromobilität effektiv verhindert.	Strombezugsriterien pragmatisch gestalten; zeitliche Korrelation auf Kalenderjahr ausweiten. Additionalitäts-Anforderung mindestens bis 2035 aufschieben; temporäre Befreiung von den Strombezugsriterien für frühe Projekte (Early Movers).
B3	Überregulierung	CO ₂ -Quellen-Vorgaben: Herkunft wird höher gewichtet als Klimawirkung.	Effiziente Lösungen fallen durch formale Raster. Netto-CO ₂ -Reduktion tritt in den Hintergrund.	Klimawirkung als primäres Kriterium verankern. Bei biogenen Punktquellen: 100% des CO₂ als biogen anrechenbar bis kumulierter Anteil erreicht. Konkret bei KVA: Das gesamte entnommene CO₂ als biogen anerkennen, bis der biogene Massenanteil am Gesamtabgasstrom erreicht ist. Nicht vermeidbare industrielle Punktquellen (z. B. Zement, Stahl) ausdrücklich einbeziehen. Hinweis (CH): Aktuell bestehen in der Schweiz keine eigenständigen Vorgaben für CO₂-Quellen. Allfällige Kriterien systematisch der Zertifizierung zuordnen und an den Vorgaben zur CO₂-Abscheidung gemäss Anhang 2 KIV (SR 814.310.1) ausrichten.
B4	Überregulierung	Fischer-Tropsch-Koprodukte (eSAF: 24–63% Kerosin) haben keinen regulatorisch gesicherten Absatzmarkt.	Ohne Markt für synthetischen Diesel/ Benzin ist auch eSAF-Produktion unwirtschaftlich.	Absatzmarkt für FT-Koprodukte über Art. 11a CO ₂ -Gesetz für Strassenverkehr sichern – durch einen Multiplier von 2 Regulierungen reduzieren, die die Produktion verteuern, ohne dadurch die globalen CO ₂ -Emissionen zu verringern.
B5	Überregulierung	Fragmentierte Zuständigkeiten: BAFU, BFE, BAZL, ASTRA mit überlappenden Kompetenzen.	Widersprüchliche Auslegungen, Projekte verlieren Zeit durch institutionelle Reibung.	Konsistente Gesamtlogik über Behörden hinweg etablieren; federführende Stelle benennen.
B6	Überregulierung	Bestandsflotten werden bei der Regulierung nicht berücksichtigt.	Sofort mögliche Emissionsreduktion durch synfuel-Betankung wird ignoriert.	Bestandsflotten in Regulierung einbeziehen; synfuel-Betankung als Klimaschutzmassnahme anerkennen.
B7	Überregulierung	Liegen CO ₂ -Abscheidung und RFNBO-Produktion an verschiedenen Standorten, lässt sich der für die Abscheidung genutzte erneuerbare Strom nach heutiger Auslegung nicht korrekt zuordnen.	Die in der Praxis übliche Konfiguration (Punktquelle nicht am Elektrolysestandort) fällt durchs Raster; verteilte Projekte werden verhindert.	Stromkriterien standortübergreifend anwendbar machen; geografisch getrennte Capture- und Produktionsstandorte ausdrücklich zulassen.

Nr.	Kategorie	Problem	Auswirkung	Lösungsvorschlag
B8	Technologieoffenheit	Hybride Produktionspfade (z. B. HEFA-Koproduktion mit erneuerbarem Wasserstoff bzw. Prozesse, die grünen H ₂ mit Biomasse kombinieren) sind regulatorisch und methodisch nicht klar anerkannt.	Effiziente kombinierte Verfahren fallen mangels Anrechnungsmethodik durchs Raster; Technologiepfade werden ohne Sachgrund ausgeschlossen.	Koproduktion von eSAF über den HEFA-Pfad ausdrücklich anerkennen; klare Anrechnungsmethodik für Prozesse festlegen, die erneuerbaren Wasserstoff und Biomasse kombinieren.
C. Förderpraxis				
C1	Förderpraxis	Fördergelder (z.B. KIG) fliessen erst nach Bau der Anlage, ohne Überbrückungsmöglichkeit.	Bankenregulierung lässt keine Brückenfinanzierung ohne bankübliche Sicherheiten zu.	Vorauszahlungen oder staatliche Bürgschaften für die Überbrückungsphase zwischen Förderzusage und Auszahlung.
C2	Förderpraxis	Förderkriterien verlangen in frühen Phasen Informationen, die bei innovativen Projekten nicht vorliegen können (Abnehmer in 10 J., deren Netto-Null-Plan, Personalkonzepte, ...).	Innovative Projekte können Kriterien definitionsgemäss nicht erfüllen → Projektabbrüche. In dem Ausmass, in dem Power-to-X-Anlagen nicht gebaut werden können, werden weiterhin fossile Energieträger verbrannt. Die Bewilligungspraxis be- oder verhindert somit die Erreichung der gesetzlich verankerten Klimaziele.	Dynamische Kriterien einführen: In der Planungsphase genügt die verbindliche Zusicherung (z.B. nur mit Partnern mit Netto-Null-Fahrplan zu arbeiten). Bei der Baubewilligung müssen diese Partner dann namentlich benannt werden. Die Behörde prüft die Einhaltung phasengerecht – so bleibt die Anforderung bestehen, wird aber erst verlangt, wenn sie realistisch erfüllbar ist. Voraussetzung: Bestandsgarantie für die zugesicherten Rahmenbedingungen, damit Unternehmen auf die Einhaltung vertrauen können.
C3	Förderpraxis	Bearbeitungszeiten bei Förderbehörden: bis zu 9 Monate beim BAZL, mit weiteren 12 Monaten bei Überarbeitung.	Privatwirtschaftliche Investitionszyklen sind nicht kompatibel mit solchen Fristen.	Verbindliche Bearbeitungsfristen für Förderbehörden einführen. Bewilligungsprozesse massiv beschleunigen.
C4	Förderpraxis	Sachfremde Rückfragen im Förderprozess (detaillierte Kundenportfolios, Hochtemperatur-Doktrin für erneuerbares Gas).	Unkenntnis der etablierten Rollen der Energiewirtschaft; Projekte werden durch irrelevante Anforderungen verzögert.	Förderstellen mit Branchenexpertise besetzen; klare Abgrenzung zulässiger Prüfkriterien.
C5	Förderpraxis	Investitionszuschüsse (CapEx) allein reichen nicht für FIDs; laufende Betriebskosten (OpEx) nicht gedeckt.	Preisdifferenz zu fossilen Alternativen bleibt in den ersten Betriebsjahren bestehen.	OpEx-Förderung einführen: fixe Prämien pro MWh oder kg produziertem Energieträger. Zusätzlich Mechanismus zur Deckung der Kostendifferenz prüfen (analog EU-SAF-Allowances, bis zu 95 % der Differenz zur fossilen Referenz).
D. Netzentgeltbefreiung				

Nr.	Kategorie	Problem	Auswirkung	Lösungsvorschlag
D1	Netzentgelt	BFE klassifiziert Netzentgeltbefreiung als Subvention statt als Systemdienstleistung.	Projektinitianten müssen zwischen Netzentgeltbefreiung und KIG wählen; beides wird benötigt.	Rechtliche Klarstellung als Systemdienstleistung; kumulierbar mit KIG und weiteren Förderungen.
D2	Netzentgelt	Netzentgeltbefreiung nur teilweise statt vollumfänglich gewährt.	Wirtschaftlichkeit von PtX-Anlagen weiter eingeschränkt.	Vollumfängliche Netzentgeltbefreiung für PtX-Anlagen, mindestens bis 2050.
E. Fehlende Markthochlauf-Instrumente				
E1	Multiplikatoren	Schweiz hat keinen Multiplier für synfuels (DE: 3x, EU: 2x).	Erste Anlagengeneration wirtschaftlich nicht darstellbar; Markthochlauf findet nicht statt.	Multiplier ≥ 2 (EU) bzw. 3 (DE) für erste Anlagengeneration einführen. Sollte eine gesetzliche Grundlage für Multiplikatoren fehlen, wäre die Halbierung der Lebensfahrleistung von Fahrzeugen eine elegante und machbare Alternative, da diese bisher lediglich im Rahmen der Verordnungen festgelegt wurde.
E2	Multiplikatoren	Keine Doppelanrechnung der CO ₂ -Minderung bei CCU aus Punktquellen.	Fehlender Investitionsanreiz für die erste Anlagengeneration.	Zeitlich befristete Doppelanrechnung: Emittent und synfuel-Produzent rechnen sich Minderung an.
E3	Multiplikatoren	Keine sektorübergreifende RFNBO-Quote (nur Luftfahrt als Abnehmer).	Kleiner Markt verhindert Skaleneffekte und belastet Luftfahrt als alleinigen Abnehmer.	Sektorübergreifende RFNBO-Quote prüfen (Strassen-, Schiffs- und Luftverkehr).
E4	Markthochlauf	Kein doppelseitiger Auktionsmechanismus (wie H2Global in DE).	Missverhältnis: Produzenten brauchen 10–15 J. Verträge, Abnehmer gehen nur 6–12 Monate ein.	H2Global-Modell prüfen: Staat schliesst langfristig ab, verkauft kurzfristig; Preisdifferenz öffentlich gedeckt.
E5	Markthochlauf	Die mit ReFuelEU (via Luftverkehrsabkommen) übernommene eSAF-Unterquote (1,2 % ab 2030, 35 % bis 2050) schafft verbindliche Nachfrage, ist aber ohne flankierende Instrumente und bei drohender Verwässerung als FID-Anker nicht belastbar.	Verbindliche Quote plus Pönalen sind die Abnahmeverpflichtung, die FIDs überhaupt ermöglicht; fehlt sie oder wird sie aufgeweicht, bleibt die Nachfrage unverbindlich und Investitionen unterbleiben.	eSAF-Unterquote verbindlich halten und operationalisieren (keine Aufweichung der Quotenkurve); mit flankierenden Instrumenten (Pönalen, Deckung der Kostendifferenz, Book-and-Claim) zu einem belastbaren Nachfrage-Anker ausbauen.

Nr.	Kategorie	Problem	Auswirkung	Lösungsvorschlag
E6	Markthochlauf	Das grösste marktnahe Nachfrageinstrument – Deutschlands eSAF-Double-Sided-Auction (2 Mrd. EUR, HPA 2030–2039) sowie analoge EU-Mechanismen – beschränkt die Förderfähigkeit auf Produktion im EWR und ergänzt NZIA-basierte Resilienz-/Local-Content-Kriterien. Die Schweiz ist weder EWR-Mitglied noch Teil der eSAF Early Movers Coalition.	Schweizer eSAF-Produzenten sind von diesen Auktionen ausgeschlossen; zugleich fehlt der Schweiz ein eigenes DSA-Instrument – doppelter Wettbewerbsnachteil und fehlende Abnahmesicherheit für FIDs.	Zugang zu deutschen/EU-DSA-Mechanismen sichern (Anbindung an die eSAF Early Movers Coalition, gemeinsame Förderung) und/oder ein analoges Schweizer DSA aufsetzen – inkl. bewährter Elemente wie optionaler Put-Mengen zur Ramp-up-Absicherung. EWR-/NZIA-Geografiekriterien für die Schweiz adressieren.
F. Import, HKN und EU-Kompatibilität				
F1	HKN	CH- und EU-Regelwerke für Herkunftsnachweise nicht kohärent.	Marktfragmentierung, Doppelregulierung, Mehrfachnachweise erhöhen Kosten.	EU-HKN und SAF-Zertifikate in der Schweiz anerkennen.
F2	HKN	Kein Book-and-Claim für SAF und eFuels im Schweizer Luftverkehr.	Preisnachteile; Tanktourismus-Risiko (Airlines tanken dort, wo keine Beimischpflicht gilt → Carbon Leakage).	Book-and-Claim-Modelle für SAF, eFuels und erneuerbares Methan explizit zulassen.
F3	HKN	Kein energieträgerübergreifender HKN-Handel möglich.	H ₂ -Produzenten können Klimawert nicht an Airlines übertragen; Skalierung gebremst.	HKN-Handel über Energieträger hinweg ermöglichen (z.B. H ₂ → Airlines, MWh HHV als Einheit).
F4	HKN	BFE blockiert netzgebietsübergreifenden HKN-Handel für erneuerbares Gas im Inland.	Regionen mit Biomassepotenzial können nicht vermarkten; Industriecluster ohne lokale Produktion können nicht defossilisieren. Konkreter Fall: FID blockiert.	Netzgebietsübergreifenden Inland-Handel ermöglichen; Entkopplung physisches Molekül / Klimawert.

Nr.	Kategorie	Problem	Auswirkung	Lösungsvorschlag
F5	CO ₂ -Quellen	Industrielle CO ₂ -Quellen nur zulässig bis ~2041; Anforderung «effektives CO ₂ -Preissystem» im Herkunftsland.	Import von eSAF aus Nordafrika/Naher Osten verunmöglicht; Standortentscheidungen heute blockiert.	Industrielles CO ₂ mindestens bis 2050 zulassen (mit Absenkpfad). Die Grenze zwischen erlaubt und nicht erlaubt ist dort zu ziehen, wo die Entnahme von CO ₂ aus industriellen Abgasen einen Business Case für das Verbrennen fossiler Energieträger schafft. Solange dies nicht der Fall ist, ist CCU grundsätzlich zu erlauben. EU-Preissystem-Anforderung nicht übernehmen. Hinweis (CH): Befristung 2041 und Preissystem-Anforderung entstammen EU-Recht und sind in der Schweiz derzeit nicht anwendbar. Keine entsprechenden CH-Vorgaben einführen; falls doch, im Einklang mit Schweizer Gesetzgebung (Anhang 2 KIV, SR 814.310.1).
F6	Carbon Leakage	Beimischquoten erzeugen ohne flankierende Massnahmen ein Carbon-Leakage-/Tankering-Risiko zu Nicht-EEA-Hubs; Schweizer Flughäfen sind exponiert.	Verlagerung von Betankung und Verkehr ins Ausland; Wettbewerbsnachteil für Schweizer Hubs und Airlines.	Wettbewerbsneutralen Mechanismus einführen (passagier-/destinationsbasiert oder CBAM-analog für den Extra-EEA-Verkehr).
G. Investitionszyklen und regulatorische Stabilität				
G1	Investitionszyklen	Regulatorische Sicherheit 5–6 Jahre vs. Investitionszyklus Mobilität 8–10 Jahre.	Systematische Investitionsblockade; gewichtete Kapitalkosten (WACC) steigen durch Unsicherheit.	Förderungen und Zulassungsregeln mindestens über 8–10 Jahre fixieren.
G2	Investitionszyklen	Häufige Regeländerungen, späte Kommunikation, fehlender Bestandsschutz.	Vertrauensverlust der Industrie; Investitionen werden verschoben oder ins Ausland verlagert.	15-Jahre-Bestandsschutz für zertifizierte Anlagen; keine rückwirkenden Verschärfungen. Bei verbindlicher vertraglicher Bindung (FID/Abnahmeverträge, fixiertes Kapital) Regeln über 20 Jahre fixieren (Early Investment Protection).
G3	Investitionszyklen	Keine Back-to-back-Sicherheit (Fahrzeug – Energie – Regulierung).	Markt bleibt defensiv; TCO H ₂ selbst mit LSWA-Reduktion 2031 nicht überzeugend.	TCO-basierte Förderung, die Preislücke zu fossiler Referenz über kritische erste Jahre schliesst.
G4	Investitionszyklen	Politische Signale kommen zu spät für Beschaffungszyklen (Beschaffung 2027 beginnt Sommer 2026).	Zeitfenster für CO ₂ -Ziele 2030 schliesst sich.	Politische Signale für Beschaffungsjahrgänge 2027/28 spätestens 1. HJ 2026 rechtsverbindlich machen.
H. Erneuerbare Gase und Gasinfrastruktur (Biomethan und synthetisches Methan)				

Nr.	Kategorie	Problem	Auswirkung	Lösungsvorschlag
H1	Erneuerbare Gase	Keine Mindestquote für erneuerbare Gase im Gasnetz; es fehlt ein mit den SAF-Quoten vergleichbares Markthochlauf-Instrument.	Kein verlässlicher Absatzmarkt; Investitionen in die inländische Produktion erneuerbarer Gase unterbleiben.	Schrittweise ansteigende Mindestquote für Biomethan und synthetisches Methan im schweizerischen Gasnetz einführen. Methan wirkt – anders als flüssige Energieträger – gleichzeitig in Wärmeversorgung, Industrie, Spitzenlast, Mobilität und saisonaler Energiespeicherung, also über mehrere Energiesektoren hinweg.
H2	Technologieoffenheit	Biomethan und erneuerbares synthetisches Methan werden nicht konsequent technologieneutral behandelt; einzelne Herstellungswege werden bevorzugt.	Effiziente Lösungen werden ohne Sachgrund ausgeschlossen, obwohl beide Energieträger fossiles Erdgas unmittelbar ersetzen und die bestehende Gasinfrastruktur nutzen können.	Biomethan und synthetisches Methan entsprechend ihrer nachgewiesenen Klimawirkung technologieneutral anerkennen. Biomethan zusätzlich als Produkt der Kreislaufwirtschaft würdigen (Landwirtschaft, Abfallwirtschaft, Abwasserreinigung, Lebensmittelindustrie).
H3	Import	Importierte erneuerbare Gase drohen regulatorisch oder steuerlich bessergestellt zu werden als inländisch produzierte.	Benachteiligung von Schweizer Anlagen, die lokale Wertschöpfung, Versorgungssicherheit und Leistungen für Stromnetz, Wärmeversorgung und CO ₂ -Kreisläufe erbringen. Gerade diese Systemintegration ist nicht importierbar.	Importfähigkeit ermöglichen, ohne Importe besserzustellen; die Vorteile der inländischen Produktion bei Förder- und Regulierungsinstrumenten angemessen berücksichtigen.
H4	Systemleistungen	Power-to-Gas-Anlagen werden nur anhand des produzierten Energieträgers bewertet.	Netzflexibilität, saisonale Speicherung, Nutzung von Überschussstrom, Wärmeintegration und Verwertung biogenen CO ₂ werden wirtschaftlich nur unzureichend abgebildet.	Systemleistungen von Power-to-Gas-Anlagen anerkennen und vergüten.
H5	Gasinfrastruktur	Das bestehende Gasnetz ist regulatorisch nicht als Infrastruktur für Transport und saisonale Speicherung erneuerbarer Energie anerkannt.	Der Beitrag des Gasnetzes zu Versorgungssicherheit und Dekarbonisierung bleibt ungenutzt.	Gasnetz als strategische Infrastruktur anerkennen. Erneuerbares Methan kann ohne grundlegenden Umbau in bestehende Netze, Speicher und industrielle Anwendungen integriert werden.
H6	CO ₂ -Quellen	Biogenes CO ₂ ist nicht ausdrücklich als Rohstoff für die Herstellung erneuerbarer Energieträger anerkannt.	Geschlossene Kohlenstoffkreisläufe und zusätzliche erneuerbare Gasproduktion aus bestehenden Ressourcen unterbleiben.	Biogenes CO ₂ als strategische Ressource anerkennen und regulatorisch entsprechend behandeln. Bei Biogasanlagen fällt CO ₂ in hoher Konzentration an und kann unmittelbar am Standort weiterverarbeitet werden: CO ₂ -Abscheidung, Wasserstoffzufuhr, Methanisierung, Wärmeintegration und Gaseinspeisung an einem Standort kombinierbar (Praxisbeispiel: Projekt SynErgyX, Biogasanlage Green Power Aarau).
H7	Nachrüstung	Die Erweiterung bestehender Biogasanlagen durch Wasserstoffzugabe und Methanisierung ist nicht als Dekarbonisierungsmassnahme priorisiert.	Das Potenzial der über 700 Schweizer Biogasanlagen bleibt ungenutzt; das im Rohbiogas enthaltene CO ₂ wird nicht verwertet.	Nachrüstung bestehender Biogasanlagen als prioritäre Dekarbonisierungsmassnahme berücksichtigen: Das CO ₂ im Rohbiogas wird zusätzlich in Methan umgewandelt und die Energieausbeute deutlich erhöht, ohne neue Biomasseressourcen zu beanspruchen.