

## Credit Insight: 3. November 2021 / HEK, KEF Utilities – Die beste aller Welten?

| 1

### Key Take-aways

- Es deutet einiges darauf hin, dass wir am Anfang einer Strom-Hochpreisphase in Europa stehen, da sich fossile Basisenergieträger durchwegs verteuert haben und damit Grenzkosten der Stromerzeugung bestimmen. Belastend sind auch die noch unzureichenden Kapazitäten erneuerbarer Energien, fehlende Speichermöglichkeiten und höhere Kosten für Emissionszertifikate. In Kombination mit dem politischen Rückenwind ändern wir die I-CV Fundamentals für Utilities auf **Improving** (bisher Stable)
- Stromerzeuger profitieren in dieser Marktsituation, wenn auch mit Verzögerung wegen Absicherungsstrategien in der Vergangenheit. Andererseits steigen als Folge der enormen Preisvolatilität die Risiken im Stromhandel und beim Hedging der Produktion (Gegenparteirisiken)
- Nicht nur im Schweizer Markt werden sich die Kräfteverhältnisse zu Gunsten der Produzenten verschieben und die Endversorgungsgesellschaften von ihnen abhängiger machen. Das könnte in der Schweiz die Konsolidierung der heterogenen Endverteilung beschleunigen, wenn dieses Geschäft weniger lukrativ wird. Zudem soll das Monopol zur Versorgung gebundener Kleinkunden gemäss Botschaft des Bundesrates nun definitiv fallen
- Bei Heimfällen von Wasserkraftwerken werden Konzessionen nicht tel quel verlängert, sondern die öffentliche Hand verstärkt die direkte Kontrolle über die Anlagen. Aus Gläubigersicht birgt dies höhere Risiken, wenn strukturschwache Entitäten der öffentlichen Hand das Geschäfts- und Finanzrisiko grosser Infrastrukturanlagen tragen
- Trotz positivem Umfeld für Versorger sind deren I-CV Ratings im Wesentlichen nicht erhöht worden. Denn generell liegen unsere Bonitätseinstufungen bei europäischen Versorgern bereits über den Einschätzungen der Agenturen (z.B. CEZ, EDF, EnBW, Fortum, Iberdrola). Dies weil wir die positive Sektordynamik bereits frühzeitig antizipiert haben
- Hinzu kommt, dass die fundamentalen Risiken gerade bei Stromproduzenten – sowohl finanziell wie auch operativ – hoch bleiben und bei einem zyklischen Einbruch künftig wieder zu Tage treten würden. Dies trifft insbesondere auf Gesellschaften mit einseitigen Geschäftsmodellen zu (u.a. Axpo, Alpiq, Fortum/Uniper, RWE, Vattenfall)
- Aus einer «Through-the-Cycle» Bonitätssicht empfehlen wir weiterhin Versorger mit einer starken vertikalen Integration bzw. defensiven Aktivitäten (z.B. BKW, Iberdrola, EDP, EnBW, Enel, Engie). Deren Geschäftsmodell profitiert von einer natürlichen Absicherung gegen Preisschwankungen und Stabilität durch den hohen Anteil preisunabhängiger und regulierter Tätigkeiten
- Als grosse Gewinnerin der momentanen Stromkrise könnte sich die französische EDF entpuppen
- Relative Value Opportunitäten: Axpo, CEZ, EDF, Tauron (senior unsecured), Iberdrola (Hybridanleihen)

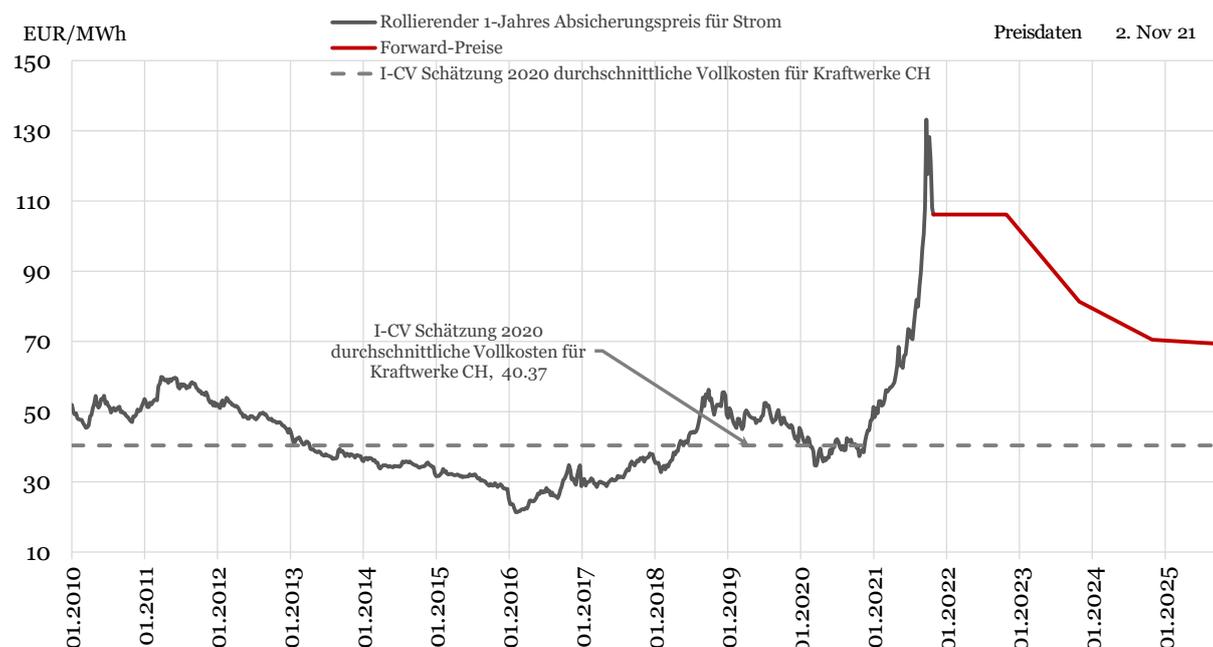
## Im Bann rekordhoher Strompreise

### Abbildung 1: Entwicklung der Grosshandelspreise für Strom in Deutschland\*

\*historische 1-Jahres Hedge-Preise, Forward-Preise für 2022-2025

Nach dem Preiseinbruch anfangs 2020 sind die 1-Jahres Hedgepreise für Strom letzthin rasant gestiegen. Langfristige Hedge-Raten (> 1 Jahr) sind dagegen weniger angestiegen, womit der Markt von einer gewissen Normalisierung der Preise ausgeht.

Langfristige Hedge-Raten sind für die Kraftwerksbetreiber von praktischer Bedeutung, da die Produktion oft auf bis drei Jahre zum Voraus verkauft wird. Die Notierungen im deutschen Strommarkt beeinflussen die vereinbarten Lieferpreise auch im Schweizer Markt.



Quelle: Daten EEX über Refinitiv, Berechnungen I-CV

## Markt Europa

### Im Banne explodierender Energiepreise

Europa sieht sich mit einem beispiellosen Anstieg der Energiepreise konfrontiert, welche durch global höhere Kosten für Kohle, Öl und Erdgas getrieben werden. Die Gründe dafür sind mannigfaltig und hängen unter anderem mit der überraschend schnellen Erholung der Nachfrage mit dem Abflachen der Covid-Pandemie zusammen. Da steht Europa in Konkurrenz zum Rest der Welt und zusätzlich sind die Lieferketten unter Druck.

Spezifische Faktoren für höhere Strompreise in Europa umfassen

- (1) Die Abhängigkeit von gegenwärtig zu niedrigen Gaslieferungen aus Russland, hohe LNG-Nachfrage aus Asien kombiniert mit tiefen Lagerbeständen in Europa sowie globale Kohleknappheit. Gaskraftwerke bestimmen mit der Stilllegung von Kohlekraftwerken zunehmend die Grenzkosten im System;
- (2) Die forcierte Stilllegung von Erzeugungskapazitäten (fossile, nuklear), ohne dass der Zubau von erneuerbaren Energien deren Output in Zeiten geringer Produktion kompensieren kann, respektive die Netze den Transport zu Verbrauchern ermöglicht. Es ist eine Charakteristik der Strompreise, dass diese bei Annäherung an Kapazitätsgrenzen «explodieren», weil die Nachfrage systemisch immer noch sehr starr ist. Das könnte sich mit neuen Regeltechniken in «Smart Grids» in Zukunft etwas entschärfen;
- (3) Mit dem Emissionshandel wird die fossile Erzeugung aus politischen Gründen zusätzlich verteuert;
- (4) Ungünstige Witterungsbedingungen (schwache Produktion Windparks, mangelnder Niederschlag führt zu tiefen Pegelständen, z.B. bei Speicherseen in Norwegen)

Auf Seite 1 zeigen wir, dass sich der Markt nach einer Spitze anfangs Oktober etwas beruhigt hat und aufgrund tieferer Preise für längere Hedged mittelfristig eine weitere Preiskorrektur erwartet wird. Nichtsdestotrotz liegen auch diese deutlich über den Grosshandelspreisniveaus der letzten Jahre.

### Gute Zeiten für Produzenten, doch wachsen die Bäume nicht in den Himmel

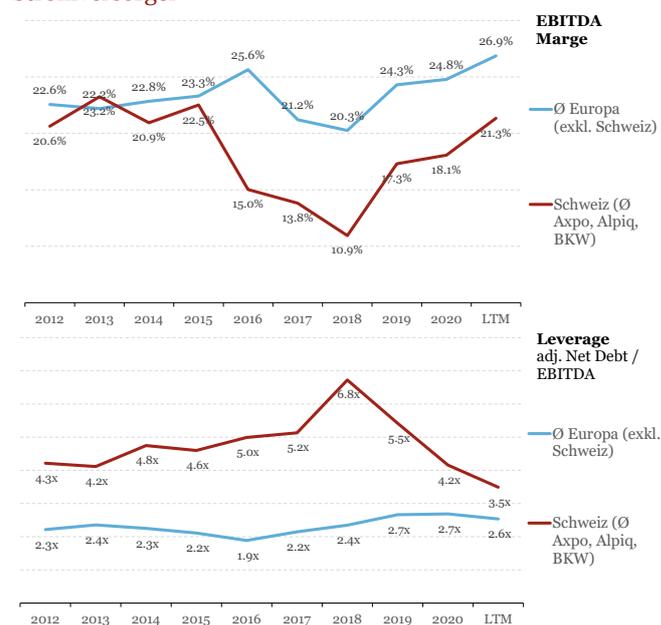
Von hohen Preisen profitieren primär Erzeuger, besonders solche mit geringerer Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen, also mit einem hohen Anteil erneuerbarer und nuklearer Stromproduktion. Abbildung 2 zeigt eine Erholung der Margen für grosse europäische Stromgesellschaften, die 2020 nur marginal durch Corona betroffen waren. Die Stärkung der Bilanz ist speziell bei den grossen Schweizer Erzeugungsgesellschaft markant. Die Auswirkungen der gegenwärtigen Preis-Hausse werden sich bei den meisten Versorgern wegen Absicherungen allerdings erst in Zukunft in der Ertragsrechnung niederschlagen.

Zu jenem Zeitpunkt wird der politische Druck zur Begrenzung der Strompreissteigerungen zunehmen, wie man das aktuell bereits mit Massnahmen im Strom- und Gasmarkt von Spanien, Italien, Frankreich und Grossbritannien beobachtet. Der Effekt auf die Gesellschaften wird u.a. davon

abhängen, in welchem Ausmass sie für fixierte tiefe Preise in der Versorgung abgegolten werden. Diese Kompensationen dürften an die effektiven Produktionskosten gekoppelt sein, um «Wind-Fall Profits» (Zufallsgewinne infolge der spezifischen Marktkonstellation mit hohen Gas- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen) zu begrenzen.

Mehrheitlich stellen wir auf europäischer Ebene aber fest, dass bisher «verträgliche» Massnahmen eingeführt worden sind, ohne die Versorgungsgesellschaften übermässig zu belasten oder das übergeordnete Ziel der Energiewende zu gefährden. Klar ist, dass jemand die Kosten längerfristig hoher Strompreise absorbieren muss, seien dies die Endkunden, die Versorger oder der Staat.

Abbildung 2: Entwicklung EBITDA-Margen und Leverage Stromversorger



Quellen: I-CV Finanzdaten aus Unternehmensberichten (europäische Stromkonzerne umfassen E.ON, EDF, EDP, Eesti Energia, EnBW, Enel, Engie, Fortum, Iberdrola, Orsted, RWE, SSE, Statkraft, Tauron, Uniper, Vattenfall)  
Leverage berücksichtigt anteilige Partnerwerksschulden (Schweiz), Nettorückstellungen für Kernenergieanlagen sowie Hybridschulden

### Steigende Risiken im Energiehandel

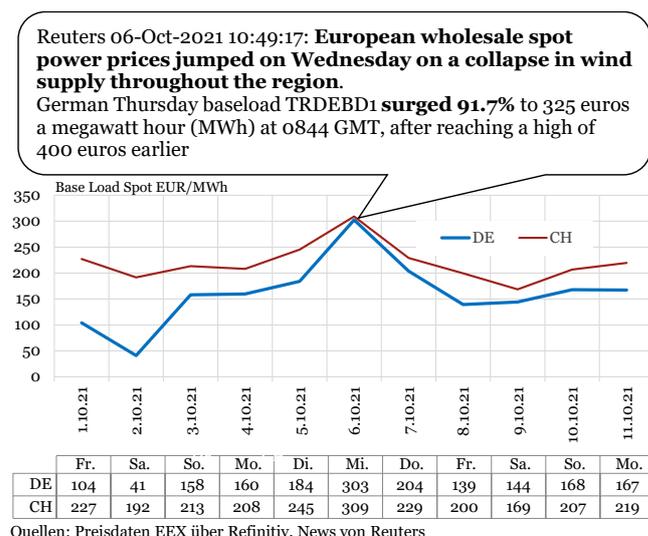
Höhere Preise im Energiemarkt haben nicht nur negative Auswirkungen auf die Wirtschaft. Die rasanten Preisbewegungen akzentuieren ebenso die Risiken im Energiehandel, wo wir in den Halbjahresabschlüssen 2021 schwächere Resultate im Segment Handel beobachten. Dabei erwähnt zum Beispiel Alpiq spezifisch die gestiegenen Gegenparteierrisiken, welche höhere Rückstellungen erforderten. In diesem Zusammenhang wurde im September 2021 die Insolvenz der dänischen Energiehandelsfirma Nordstrom Invest bekannt.

Insolvenzen hat man auch im Bereich Endversorgung in Grossbritannien beobachtet, wo bis Ende September sechs Strom- und Gaslieferanten mit insgesamt immerhin 1.5 Mio. Kunden ihre Verpflichtungen nicht mehr erfüllen konnten. Die Zukunft von Bulb Energy, einem Discount-Provider mit weiteren 1.7 Mio. Kunden, ist unsicher. Die Kunden werden zwar von alternativen Lieferanten übernommen, die

Energierechnungen steigen allerdings substantiell auf die vom Regulator verordnete Obergrenze (Price Cap).

Auch die Anforderungen ans Risiko-Management steigen deutlich. Zum Beispiel wird die preisliche Absicherung der eigenen Produktion risikoreicher, wenn bei einem Kohlekraftwerk die Kohle und der Output präzise zeitgleich kontrahiert werden müssen, weil es zum Teil enorme kurzfristige Ausschläge im Spotmarkt gibt, die keine Fehlermargen erlauben. Ein aktuelles Beispiel war eine Preisspitze im Spotmarkt am 6. Oktober 2021, verursacht durch einen europaweiten Windmangel (Abbildung 3). Solche Ausschläge führen auch zu enormem kurzfristigem Liquiditätsbedarf, weil die Barsicherheiten für die Absicherungsinstrumente aufgestockt werden müssen.

Abbildung 3: Preisspitze im Spotmarkt am 6. Oktober 2021



## Update Schweizer Markt

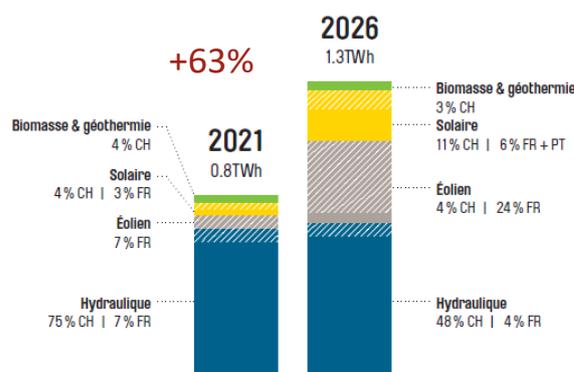
### Schweizer Stromerzeuger: Neuinvestitionen in Erzeugung vor allem im Ausland

In der Theorie würde man bei den aktuell rekordhohen Strompreisen einen Schub für Projekte zum Zubau von Erzeugung erwarten. In der Realität ist es für die Schweizer Stromunternehmen allerdings fast unmöglich, nennenswerte zusätzliche Kapazitäten im eigenen Land zuzubauen. Dafür sind die Hindernisse aus verschiedenen Gründen zu gross und Planungen ziehen sich in die Länge. Partikularinteressen haben in diesem Prozess einen grossen Einfluss.

Investitionen fliessen also weiterhin in den regulierten Bereich (Netze) sowie den laufenden Unterhalt und die Erneuerung bestehender Anlagen (z.B. grosses Projekt der Repower im Puschlav). Mit dem Abschluss des Umwälzwerks Nant de Drance im Unterwallis steht das vorerst letzte grosse Neubauprojekt (CHF 2 Mia.) kurz vor der Inbetriebnahme. Die Betreiber der Kernkraftwerke investieren viel in den Unterhalt und die Optimierung der Anlagen, damit deren Laufzeit verlängert werden kann. So steht das KKW Leibstadt seit Mai 2021 für eine verlängerte Revision still (Investitionen rund CHF 100 Mio.) und wird voraussichtlich erst im Dezember 2021 wieder Strom produzieren.

Als Alternative zu zusätzlicher Produktion in der Schweiz, beteiligen sich Schweizer Versorger an erneuerbarer Erzeugung im Ausland. Aufgefallen ist uns dabei Romande Energie gemäss Abbildung 4, die in forschem Tempo bis 2026 ihre bestehende Produktion, hauptsächlich Wasserkraft, um 63% ausbauen möchte, vor allem mit Zubau in Frankreich. Damit erfüllen die Schweizer Versorger zwar Vorgaben zur Dekarbonisierung der Produktion. Die Frage bleibt aber, ob damit die Versorgungssicherheit der Schweiz gewährleistet wird.

Abbildung 4: Ausbau der Erzeugung Romande Energie



### Wird die aktuelle Marktsituation die Konsolidierung der fragmentierten Endverteilung begünstigen?

Eine Charakteristik der Schweizer Stromlandschaft sind die kleinräumigen Strukturen bei der Endverteilung mit zahllosen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVUs) auf Niederspannungsstufe, zum Teil kleinste Gemeindewerke. Erhalten werden diese Strukturen durch regulatorisch garantierte Einkommen aus dem Netzbetrieb und dem Monopol zur Belieferung gebundener Kunden.

Die Liberalisierung des Strommarkts für Kleinkunden scheint nicht vom Fleck zu kommen. Zwar ist sie in einem Vorschlag des Bundesrats vom Juni 2021 vorgesehen, doch erwarten wir Widerstand der gut vernetzten EVUs im parlamentarischen Prozess.

Druck auf unabhängige EVUs dürften allerdings die hohen Strompreise verursachen. Im Gegensatz zu ihren Kunden haben sie nämlich die freie Wahl des Lieferanten und haben in der Vergangenheit von den tiefen Marktpreisen profitiert. Die Zeiten haben sich aber geändert. Die grossen Schweizer Produzenten haben einen Energiemix, der kaum von Preissteigerungen fossiler Brennstoffe betroffen ist. Es ist aber absehbar, dass sie unabhängige EVUs in langfristige

Kooperationen zwingen werden, wenn diese von tieferen kostenbasierten Bezugspreisen profitieren möchten. Marktbasiertere Tarife könnte das EVU ihren Kunden wohl kaum weiterbelasten – trotz Monopol. Damit fällt ein wichtiger Ertragspfeiler für kleine EVUs weg, was die Konsolidierung begünstigen dürfte.

I-CV beurteilt bei der Bonitätseinstufung die Verletzlichkeit eines Schweizer EVUs im Falle einer vollen Marktöffnung mit freier Wahl des Stromlieferanten aufgrund einer Analyse der Tarifkomponenten in der Endversorgung im Vergleich zu anderen EVUs.

#### Heimfälle bei Partnerwerken: Tendenzen bei der Neuordnung der Besitzverhältnisse

Die Mehrheit der Schweizer Wasserkraftwerke ist als Partnerwerke konstituiert, die vom jeweiligen Kanton und/oder Gemeinden Wasserrechtskonzessionen mit fester Laufzeit erhalten haben. Nach deren Ablauf fällt die Anlage an die Konzessionsgeber zurück, in der Regel mit einer Abgeltung für die «trockenen» Teile (z.B. Generatoren), die erfahrungsgemäss ca. ein Viertel des Anlagewertes darstellen.

Inzwischen gibt es mehr Erfahrung bei der Vergabe neuer Konzessionen. In der Tendenz gibt es keine Verlängerung der Konzession und die öffentliche Hand übernimmt die Anlagen ganz oder teilweise, sei es direkt (z.B. Rheinkraftwerk Neuhausen) oder über die kantonale Elektrizitätsgesellschaft (Rhonewerke im Wallis). Stehen vor Konzessionsende grosse Investitionen an, werden die Besitzverhältnisse schon vorzeitig geregelt (Gemeinden mit Mehrheit bei FM Gd.-Saint-Bernard seit 2015) oder mit den gegenwärtigen Konzessionären Abgeltungen vereinbart (KW Zervreila). Die Gebirgskantone haben spezifische Heimfallstrategien formuliert. Das Wallis und das Tessin streben die Mehrheit an, das Parlament des Kantons Graubünden beabsichtigt, eine Wasserrechtsstrategie zu formulieren.

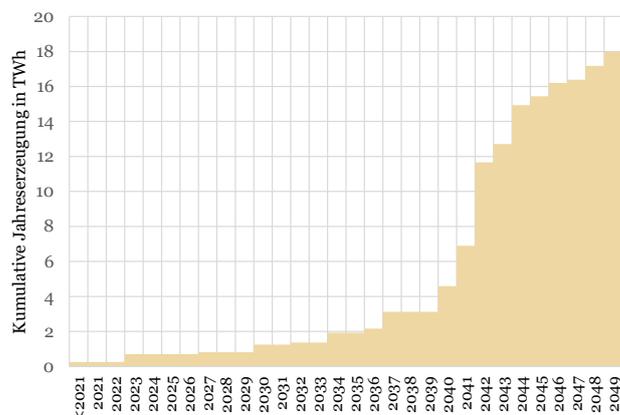
Tabelle 1: Auslaufende Konzessionen der nächsten 20 Jahre

Name	Ende Konzession	Kanton	Führung
Reckingen KW	2020*	AG/D	EnBW
RHOWAG	2023	VS	FMV
Orsiere FM	2027	VS	CIMO
Lavey	2030	VD	SIL
Rheinkraftwerk Neuhausen	2030	SH	Enalpin
Salanfe SA	2032	VS	Alpiq
Birsfelden KW	2034	BS	IWB
Maggia KW (OFIMA)	2035/ 2048	TI	OFIMA
Rheinau EW	2036	ZH	Enalpin
Electricité de la Lienne	2037	VS	OIKEN
Leteygeon SA	2037	VS	OIKEN
Lizerne et Morge	2037	VS	OIKEN
Zervreila KW	2037	GR	SNE
Reichenau	2040	GR	Axpo
SN Energie	2040	GL	SNE
Mauvoisin FM	2041	VS	Axpo

\*Am 10. Oktober 2020 endete die 91-jährige Konzession der Kraftwerk Reckingen AG. Das Gesuch um Erneuerung der binationalen Konzession ist immer noch in Bearbeitung  
Quellen: Zusammenstellung I-CV mit Daten von Geschäftsberichten und anderen Quellen

#### Abbildung 5: Kumulative Jahreserzeugung, die vom Heimfall betroffen ist

Ab 2040 werden massive Kapazitäten der Grosswasserkraft vom Heimfall betroffen sein.



#### Gefahr, dass Konzessionen von strukturschwachen Körperschaften der öffentlichen Hand übernommen werden

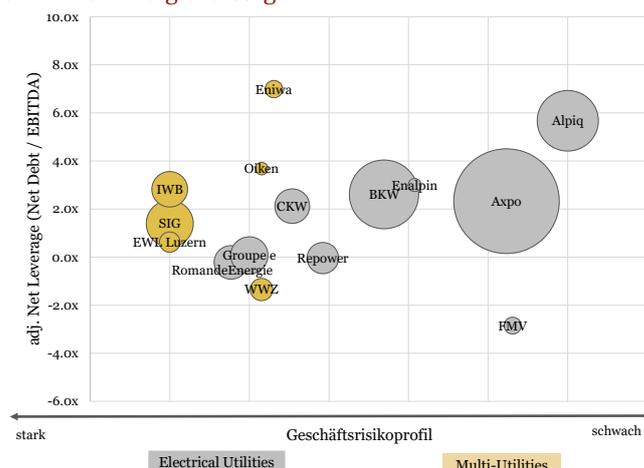
Es ist verständlich, dass die öffentliche Hand die Kontrolle über ihre Wasserkraftwerke sucht. Der Betrieb eines Kraftwerks ist jedoch mit erheblichen Risiken verbunden, wie der Kanton Glarus mit seiner Beteiligung am Projekt des neuen Umwälzwerks Linth-Limmern erfahren musste. Aus Gläubigersicht besteht damit die Gefahr, dass strukturschwache Gemeinden und Kantone Konzessionen übernehmen, welche weder die für die Grosswasserkraft notwendigen Investitionen mit Eigenmitteln unterlegen noch grosse Schadenfälle aus eigener Kraft bewältigen können.

### Finanzprofile eingestufter Schweizer Versorger

Alles in allem verfügen die Schweizer Stromunternehmen – mit wenigen Ausnahmen – über solide Finanzrisikoprofile (Abbildung 6). Die Investitionen sind meist auf moderatem Niveau, so dass Verschuldungsquoten stabil bleiben.

Wichtig ist, dass die Leverage-Werte in der Darstellung nicht den von den Firmen rapportierten Niveaus entsprechen, weil I-CV auch anteilige Partnerwerkschulden, Nettorückstellungen für Kernenergieanlagen sowie Hybridschulden berücksichtigt. Fortschritte gab es vor allem bei Axpo und Alpiq, wobei letztere aufgrund der Geschäftsrisiken als reine Produktions- und Handelsfirma ohne reguliertes Geschäft verletzlich bleibt.

Abbildung 6: Geschäfts- und Finanzrisikoprofil ausgewählter Schweizer Energieversorger



Quellen: I-CV Finanzdaten aus Unternehmensberichten. Man beachte, dass der Net Leverage unter Einbezug anteiliger Verpflichtungen in Partnerwerken (inklusive ungedeckter Rückstellungen für Kernanlagen) sowie, falls vorhanden, Hybridanleihen berechnet wird. Die Grösse der Bubbles repräsentiert die jeweiligen Unternehmensvermögenswerte

## Sektor View, Ratingtrends und Empfehlungen

### Sektor View

Neu Improving dank vorteilhaften Markttreibern (Politik, Grosshandelspreise)

Rückblickend lagen wir mit unserer konstruktiven Sektor-Einschätzung mit den Stromproduzenten als Gewinner des heutigen Marktumfelds richtig. Selbstkritisch müssen wir feststellen, dass wir die Preisdynamik unter bzw. die Re-Leveraging Gefahr (M&A, Capex, Ausschüttungen) sowie staatliche Eingriffe bisher überschätzt haben. Letztere kommen mittlerweile aber immer stärker zum Tragen und wir sind gespannt, welche Massnahmen die Politik ergreifen wird, falls höhere Energiepreise längerfristiger Natur sein sollten. Ausserdem stellt die steigende Einbindung volatiler Erzeugungskapazitäten eine zunehmende Herausforderung für die Netzstabilität bzw. Versorgungssicherheit dar.

Alles in allem profitiert der europäische Versorgungssektor und insbesondere erneuerbare Stromerzeuger aber weiterhin von günstigen Marktbedingungen, welche von der politisch-forcierten Energiewende angefeuert werden. Angesichts der jüngsten Markteskapaden hat die EU bekräftigt, dass alternative Energien Teil der Lösung sind und die Energiewende gar beschleunigt werden muss. Ausserdem dürfte das Thema Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund der Covid-19 Pandemie an Brisanz gewonnen haben. Entsprechend steht uns ein Investitionssuperzyklus bevor, welcher aber durch das regulatorische Regime und zunehmend auch langfristige Abnahmeverträge abgesichert wird. In diesem Kontext sollten höhere Schuldenratios temporärer Natur bzw. gut verkraftbar sein.

Unter dem Strich überwiegen für uns zurzeit die positiven Aspekte gegenüber möglichen negativen Effekten (Staatseingriffe, Re-Leveraging, operative Risiken, etc.), auch weil die meisten Versorger sich bis anhin finanziell diszipliniert

verhalten und die Geschäftsrisiken reduziert haben. Vor diesem Hintergrund ändern wir die Sektor Fundamentals auf **Improving** (bisher Stable).

### Ratingtrends

Trotz Corona kaum Veränderungen der I-CV Kreditratings. Künftiges Heraufstufungspotential jedoch beschränkt

Dass Utilities in der Pandemie robust agierten, zeigt auch die Resilienz deren Ratings. Gerade in Europa widerspiegelt sich hier die Verschiebung der Geschäftsrisikoprofile hin zu mehr berechenbaren Aktivitäten. Von den insgesamt 149 Schuldnern im I-CV-Ratinguniversum, die sowohl 2020 und 2021 eingestuft waren, haben wir fünf Heraufstufungen vorgenommen, die meisten bei Partnerwerken, deren Eigenwirtschaftlichkeit sich verbessert hatte (LTV-Reduktion), was zu einstufigen Anpassungen führte. Die drei Herabstufungen seit Oktober 2020 waren im Wesentlichen auf firmenspezifische Umstände zurückzuführen.

Generell liegen unsere Bonitätseinstufungen bei europäischen Versorgern über den Einschätzungen der Agenturen (z.B. CEZ, EDF, EnBW, Fortum/Uniper, Iberdrola). Dies weil wir die positive Sektordynamik bereits frühzeitig antizipiert haben. Entsprechend ist das weitere Heraufstufungspotential in unserem Ratinguniversum beschränkt.

Im gegenwärtigen Marktumfeld ist die Versuchung gross, die verbesserte Profitabilität bei Produktionsgesellschaften zum Anlass für höhere Ratings zu nehmen. Dabei hat gerade die letzte Krise im europäischen Strommarkt (2015-2017) exemplarisch aufgezeigt, dass Gesellschaften mit einseitigen Geschäftsmodellen verletzlicher sind (u.a. Axpo, Alpiq, Fortum, RWE, Vattenfall). Aus einer «Through-the-Cycle» Bonitätssicht empfehlen wir grundsätzlich weiterhin Versorger mit einer starken vertikalen Integration bzw. defensiven Aktivitäten (z.B. BKW, Iberdrola, EDP, EnBW, Enel, Engie). Deren Geschäftsmodell profitiert von einer natürlichen

Absicherung gegen Preisschwankungen und Stabilität durch den Beitrag (quasi-)regulierter Tätigkeiten.

Nichtsdestotrotz, als grosse Gewinnerin der momentanen Preiskapriolen könnte sich die französische EDF entpuppen. Dafür sprechen:

- (1) Finanzprognose GJ21 angehoben dank höherer Produktion und generell als Profiteur von rekordhohen Grosshandelspreisen in Zentraleuropa;
- (2) Mittelfristig nukleare Reform in Frankreich erwartet;
- (3) Staatsnähe und wichtiger Bestandteil der französischen Energiestrategie;
- (4) EDF als Gewinnerin einer möglichen Renaissance der Kernkraft

So wurden Pläne zum Bau neuer AKWs in Frankreich kürzlich von Präsident Macron bekräftigt. Dies gilt übrigens auch für andere Länder in Europa (UK, Osteuropa). Auf Druck Frankreichs sowie anderer EU-Mitgliedstaaten (Polen, Ungarn, Tschechien, Finnland) soll Kernkraft in der EU-Taxonomie als klimafreundliche Energiequelle taxiert werden. Dies würde die Tür für EU-Fördermittel öffnen und somit die Wettbewerbsposition der Kernkraft stärken. Ein Entscheid soll in nächster Zeit fallen und die Voraussetzungen dafür scheinen zurzeit günstig.

**Relative Value:**

**Opportunitäten bei staatlichen EUR-Emittenten**

Aus Relative Value Sicht sehen wir bei unbesicherten EUR-Anleihen zurzeit interessante Gelegenheiten beim

staatlichen, vertikal-integrierten Versorger CEZ (Tschechien). Auch Langläufer der französischen EDF erscheinen nach wie vor attraktiv. Beide Emittenten könnten künftig auch von einer Verbesserung der ESG-Aspekte (CEZ: Portfoliumbau weg von Kohle; EDF: EU-Taxonomie) profitieren.

**Tauron**

Weitere Opportunitäten im mittleren Laufzeitenbereich ergeben sich bei der polnischen Tauron, welche einen Grossteil der Erträge in der regulierten Stromverteilung generiert.

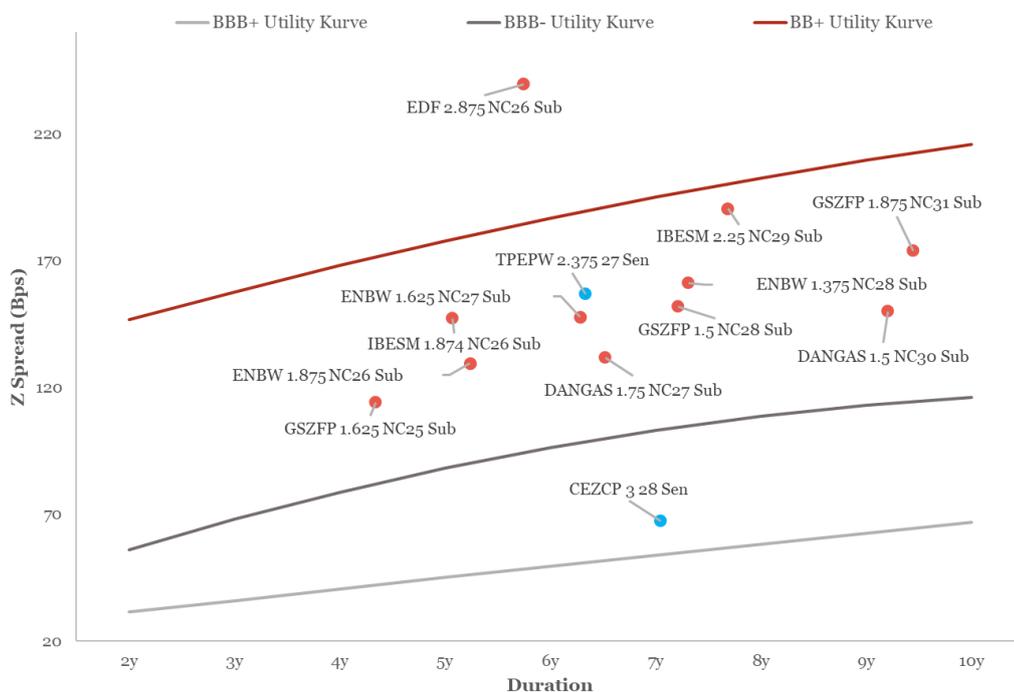
**Hybridbonds**

Gerade im defensiven Versorgungssektor sehen wir auch immer wieder Opportunitäten innerhalb der Kapitalstruktur. Wir bevorzugen weiterhin nachrangige Anleihen von soliden Investment Grade Schuldner mit hohen Reset Spreads und First Call Dates im Zeitraum von 2024 – 2026. Attraktiv erscheinen zurzeit zum Beispiel Instrumente der spanischen Iberdrola.

**Wenig Möglichkeiten bei Schweizer Versorgern**

Rarer bleiben die Opportunitäten nach wie vor bei den Schweizer Stromversorgern. Interessante Anlagechancen gibt es da aber immer wieder im Neuemissionsbereich gerade bei Emittenten mit Verbindung zur Kernkraft. Aus Relative Value Sicht erachten wir zurzeit die unbesicherte CHF-Anleihen 2025 des Stromproduzenten Axpo als spannend.

Abbildung 7: Ausgewählte Relative Value Overweight-Empfehlungen für EUR-Anleihen<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Ratings im Chart beziehen sich auf Instrumente  
Quellen: Refinitiv, I-CV

## I-CV Coverage Listen Utilities

Zugriff zu Bonitätsratings und Berichten zu diesen Schuldnern auf der I-CV Research Library auf <https://research.i-cv.ch/>

Tabelle 2: Coverage Liste Utilities Schweiz

Versorger	Heimmarkt	Sub-Sektor
<b>Stromversorger</b>		
Alpiq Holding AG	CH	Stromversorger
Axpo Holding AG	CH	Stromversorger
Azienda Elettrica Ticinese (AET)	CH	Stromversorger
BKW AG	CH	Stromversorger
Centralschweizerische Kraftwerke (CKW)	CH	Stromversorger
EnAlpin AG	CH	Stromversorger
EnBAG Gruppe EWBN / EW Brig-Naters	CH	Stromversorger
Forces Motrices Valaisannes (FMV)	CH	Stromversorger
Groupe E	CH	Stromversorger
Repower	CH	Stromversorger
Romande Energie Holding	CH	Stromversorger
Primeo Energie	CH	Stromversorger
<b>Partnerwerke, Bezugsrechtsgesellschaften</b>		
Aarekraftwerk Klingnau AG	CH	Partnerwerk
Kraftwerk Augst AG	CH	Partnerwerk
Bielerssee Kraftwerke AG (BIK)	CH	Partnerwerk
Kraftwerke Oberhasli	CH	Partnerwerk
Kraftwerke Linth Limmern AG	CH	Partnerwerk
Albula Landwasser Kraftwerke	CH	Partnerwerk
Engadiner Kraftwerke - EKW	CH	Partnerwerk
Kraftwerke Hinterrhein	CH	Partnerwerk
Kraftwerke Vorderrhein	CH	Partnerwerk
Kraftwerke Sarganserland (KSL)	CH	Partnerwerk
Kraftwerke Zervreila	CH	Partnerwerk
Misoxer Kraftwerke - Officine Idroelettriche di Mesolcina	CH	Partnerwerk
Blenio Kraftwerke OFIBLE	CH	Partnerwerk
Kraftwerke Maggia AG OFIMA	CH	Partnerwerk
Electra Massa SA	CH	Partnerwerk
Electricité D'Emosson - Ede	CH	Partnerwerk
Forces Motrices de la Gougtra	CH	Partnerwerk
Grande Dixence SA	CH	Partnerwerk
Kraftwerk Mattmark AG	CH	Partnerwerk
Kraftwerk Mauvoisin - Forces Motrices de Mauvoisin	CH	Partnerwerk
FMHL Forces Motrices Hongrin-Léman	CH	Partnerwerk
Nant de Drance	CH	Partnerwerk
Kraftwerk Eglisau-Glattfelden	CH	Partnerwerk
Kernkraftwerk Gösgen	CH	Partnerwerk
Kernkraftwerk Leibstadt	CH	Partnerwerk
AKEB - Aktiengesellschaft für Kernenergiebeteiligungen	CH	Partnerwerk
ENAG - Energiefinanzierungs AG	CH	Partnerwerk
<b>Netze (Strom, Gas)</b>		
Swissgrid	CH	Stromübertragung (TSO)
Valgrid AG	CH	Stromnetze (DSO)
Primeo Netz (ex-EBM Netz)	CH	Stromnetze (DSO)
Erdgas Ostschweiz	CH	Gasübertragungsnetz (TSO)
Gaznat SA	CH	Gasübertragungsnetz (TSO)
<b>Multi-Utilities, spezielle Versorgungsdienstleistungen</b>		
Eniwa (ex-IB Aarau)	CH	Multi-Utility
EWL Energie Wasser Luzern Holding	CH	Multi-Utility
IWB Industrielle Werke Basel	CH	Multi-Utility
Localnet AG Burgdorf	CH	Multi-Utility
OKEN SA (ex Energie de Sion-Région-ESR und Sierre-Er)	CH	Multi-Utility
SIG Services industriels de Genève	CH	Multi-Utility
Helvetia Environnement Groupe SA	CH	Multi-Utility
Limeco	CH	Multi-Utility
WWZ Gruppe (Wasserwerke Zug)	CH	Multi-Utility
Regionale Abwasserentsorgung Tössal	CH	Wasser

Tabelle 3: Coverage Liste Utilities ausserhalb Europas

Versorger	Heimmarkt	Sub-Sektor
Taqa Abu Dhabi - Abu Dhabi National Energy Company	AE	Stromversorger
AusNet Services	AU	Stromversorger
APT Pipelines / APA Group	AU	Gasübertragungsnetz (TSO)
SGSP Australia Assets - SP Power Assets - Jemena	AU	Multi-Utility
China Three Gorges Corp	CN	Stromversorger
State Grid Corporation of China	CN	Stromübertragung (TSO)
State Grid European Development	CN	Stromübertragung (TSO)
Cheung Kong Infrastructure	HK	Stromversorger
The Israel Electric Corporation Ltd.	IL	Stromversorger
NTPC Ltd. National Thermal Power Corporation Limited	IN	Unabhängiger Erzeuger (IPP)
Korea Electric Power Corp. - KEPCO	KR	Stromversorger
Korea Gas Corporation - KOGAS	KR	Gasversorger
Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP)	KR	Stromversorger
Korea Water Resources	KR	Wasser
Korea Western Power KOWEPO	KR	Stromversorger
Comision Federal de Electricidad	MX	Stromversorger
Transpower New Zealand Ltd	NZ	Stromversorger
Saudi Electricity Company	SA	Stromversorger

Tabelle 4: Coverage Liste Utilities Europa (ohne Schweiz)

Versorger	Heimmarkt	Sub-Sektor
<b>Integrierte Stromversorger / Gasversorger</b>		
Energie Burgenland	AT	Stromversorger
Energie AG Oberösterreich	AT	Multi-Utility
CEZ AS	CZ	Stromversorger
EP Infrastructure Group	CZ	Stromversorger
E.ON	DE	Multi-Utility
RWE AG	DE	Multi-Utility
EWE AG	DE	Stromversorger
VNG Verbundnetz Gas AG	DE	Gasversorger
EnBW - Energie Baden-Württemberg AG	DE	Stromversorger
Uniper SE	DE	Unabhängiger Erzeuger (IPP)
Orsted (ex-Dong Energy A/S)	DK	Stromversorger
Naturgy	ES	Gasversorger
Iberdrola SA	ES	Stromversorger
Fortum Oyj	FI	Stromversorger
Cie Nationale Du Rhone SADIR (CNR)	FR	Stromversorger
Electricité de France (EDF SA)	FR	Stromversorger
SSE - Scottish & Southern Energy PLC	GB	Stromversorger
ESB Electricity Supply Board Ireland	IE	Stromversorger
Enel SpA	IT	Stromversorger
Ignitis Group (ex- Lietuvos Energija)	LT	Stromversorger
Encevo SA (ex-ENOVOS)	LU	Multi-Utility
Statkraft AS	NO	Stromversorger
Energia SA	PL	Stromversorger
PGE Polska Grupa Energetyczna	PL	Stromversorger
Tauron Polska Energia	PL	Stromversorger
EDP - Energias de Portugal	PT	Stromversorger
Vattenfall AB	SE	Stromversorger
<b>Multi-Utilities, Stadtwerke</b>		
Wiener Stadtwerke	AT	Multi-Utility
Stadtwerke Hanau GmbH	DE	Multi-Utility
Stadtwerke Schwerin	DE	Multi-Utility
WSW Wuppertaler Stadtwerke GmbH	DE	Multi-Utility
WGW Wasser und Gas Westfalen GmbH / Gelsenwasser AG	DE	Multi-Utility
Stadtwerke München GmbH SWM	DE	Multi-Utility
Thüga Holding GmbH & Co. KGaA	DE	Multi-Utility
Engie SA	FR	Multi-Utility
Suez SA	FR	Multi-Utility
Veolia Environnement SA	FR	Multi-Utility
Hera S.p.A.	IT	Multi-Utility
<b>Netze (Strom, Gas)</b>		
Fluvius System Operator	BE	Multi-Utility
e-Netz Südhessen AG (ex Entega Netz AG)	DE	Stromnetze (DSO)
Hamburg Energienetze GmbH	DE	Stromnetze (DSO)
ZSE Zapadoslovenska energetika	SK	Stromnetze (DSO)
Amprion GmbH	DE	Stromübertragung (TSO)
Red Electrica Corp. SA (REE)	ES	Stromübertragung (TSO)
RTE Réseau de Transport d'Electricité	FR	Stromübertragung (TSO)
Singapore Power - SP PowerAssets	SG	Stromübertragung (TSO)
Statnett	NO	Stromübertragung (TSO)
Elia Group	BE	Stromübertragung (TSO)
Terna Rete Elettrica Nazionale SpA - Terna SpA	IT	Stromübertragung (TSO)
TenneT Holding BV	NL	Stromübertragung (TSO)
Open Grid Europe Group (Vier Gas Transport GmbH, Ope	DE	Gasübertragungsnetz (TSO)
NET4GAS sro.	CZ	Gasübertragungsnetz (TSO)
Fluxys Belgium SA	BE	Gasübertragungsnetz (TSO)
NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co KG	DE	Gasverteilnetz (DSO)
Redexis Gas SA	ES	Gasverteilnetz (DSO)
Madriena Red de Gas	ES	Gasverteilnetz (DSO)
Cadent Gas Ltd	GB	Gasverteilnetz (DSO)
Czech Gas Networks Investments	CZ	Gasverteilnetz (DSO)
Italgas S.p.A.	IT	Gasverteilnetz (DSO)
Terega SA	FR	Gasübertragungsnetz (TSO)
Nederlandse Gasunie	NL	Gasübertragungsnetz (TSO)
Enagás - Enagas Transporte	ES	Gasübertragungsnetz (TSO)
SNAM SpA	IT	Gasübertragungsnetz (TSO)
Eustream AS	SK	Gasübertragungsnetz (TSO)
Stedin Holding NV	NL	Multi-Utility
Alliander NV	NL	Multi-Utility
Enexis Holding NV	NL	Multi-Utility
National Grid plc	GB	Multi-Utility
REN Group Redes Energeticas Nacionais	PT	Multi-Utility
<b>Wasser</b>		
Aquaflin NV	BE	Wasser
Hamburger Stadtentwässerung	DE	Wasser
FCC Aqualia SA	ES	Wasser
Neova Group (ex Vapo Oy)	FI	Multi-Utility
<b>Spezialfälle</b>		
Corp. Acciona Energias Renovables	ES	Erneuerbare Energie
Teollisuuden Voima Oyj (TVO)	FI	Partnerwerk

### Disclaimer

Dieses Dokument dient nur zu Informationszwecken und ist keine Aufforderung zur Tötung von Transaktionen oder zum Abschluss irgendeines Rechtsgeschäftes. Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen stammen oder beruhen auf Quellen, die Independent Credit View AG (nachfolgend I-CV) als verlässlich erachtet. I-CV übernimmt jedoch keine Gewährleistung für die Richtigkeit, Aktualität oder Vollständigkeit der Informationen. I-CV behält sich zudem vor, im Dokument geäußerte Meinungen ohne Vorankündigung und ohne Angabe von Gründen zu ändern. I-CV lehnt jegliche Haftung für Verluste aus der Verwendung dieses Dokuments und den möglichen rechtlichen, regulatorischen, steuerlichen und buchhalterischen Konsequenzen ab. Insbesondere haftet I-CV nicht für den Erfolg der von ihr abgegebenen Empfehlungen. Ratings beziehen sich einzig auf Kreditrisiken. Insbesondere berücksichtigen Ratings das Zinsänderungsrisiko und andere Marktrisiken nicht. Das vollständige oder teilweise Reproduzieren oder Veröffentlichens dieses Dokuments ist nicht gestattet.