



**Revidiertes StromVG:  
Auswirkungen und  
Herausforderungen für Ihr  
Energie-versorgungsunternehmen**

Die anhaltende Entwicklung der europäischen Strommärkte, wie beispielsweise die Einführung des flow-based Market Couplings, sowie die fortschreitende Energiewende haben tiefgreifende Auswirkungen für die Schweizer Stromwirtschaft. Der stetige Wandel setzt sich in Europa auch in den kommenden Jahren fort: die anhaltende Energiewende, die Zunahme der verteilten Erzeugung, der Ausstieg aus der Kernenergie in gewissen Ländern sowie der signifikanten Zunahme der Elektromobilität sind Beispiele dafür. Als Konsequenz der Energiewende muss auch das Verteilnetz auf die neuen Anforderungen angepasst werden (Smart Grid). Kundenseitig werden die Anforderungen an die Digitalisierung an die Energieversorgungsunternehmen weiter steigen. Nebst dem sich verschärfenden Kostendruck kommen auf die Energieversorgungsunternehmen zudem vor allem grosse Herausforderung im Umgang mit riesengrossen Datenmengen zu.

Das aktuell noch bis zum 31. Januar 2019 in der Vernehmlassung befindende revidierte Stromversorgungsgesetz (StromVG) möchte auf die bestehenden und aufkommenden Herausforderungen eingehen. Wir haben aus dem Gesetzesentwurf die in unseren Augen fünf wichtigsten Elemente herausgearbeitet und möchten Ihnen die Auswirkungen für die Stromunternehmen aufzeigen:

- 1) **Neu sollen auch Kunden mit einem jährlichen Verbrauch von bis zu 100 MWh in der Schweiz die Wahl haben, ihren Stromanbieter frei wählen zu können oder sich über die Grundversorgung einzudecken. Der Wechsel zwischen den Versorgungsarten soll einmal pro Jahr möglich sein und ein Wechsel zurück in die Grundversorgung ist auch vorgesehen – nicht jedoch für grosse Endkunden mit einem Verbrauch von 100 MWh/a oder mehr. Die Netzbetreiber müssen eine Grundversorgung anbieten, die auf der Nutzung einheimischer sowie überwiegend oder ausschliesslich erneuerbarer Energie beruht.**

Die Endkonsumenten, mit einem jährlichen Strombedarf von weniger als 100 MWh, sind die Gewinner des überarbeiteten StromVG: – einerseits können sie ihren Stromlieferanten frei wählen - dieser Wettbewerb im B2C-Geschäft dürfte zu tieferen Preisen führen - und sie haben die Sicherheit, bei hohen Marktpreisen in die Grundversorgung zurückwechseln zu können und somit einer Art von «Gratisversicherung». Herausfordernd wird die Situation für Energieversorger mit einer Long-Position – entweder eigenen Kraftwerken und/oder langfristigen Bezugsverträgen: Da die Nachfrage bzw. die Liquidität am Schweizer Stromgrosshandelspreis zu klein ist, orientiert sich unser Grosshandelsstrompreis an dem der benachbarten Länder. Im Rahmen der Energiewende dürften auch in Zukunft vor allem Wind- und Solarkraftwerke ans Netz angeschlossen werden. Im Jahr 2018 haben die ersten Energieversorgungsunternehmen von erneuerbaren Stromprojekten bereits freiwillig auf staatliche Zuschüsse verzichtet. Deshalb dürften sich, vorbehaltlich grösserer regulatorischen Veränderungen, mittelfristig in Deutschland ein Stromhandelspreis auf dem aktuellen Preisniveau (ca. 50 €/MWh für die Qualität «Base» mit sinkender Tendenz) einpendeln.

Durch die vollständige Liberalisierung verlieren die Energieversorger mit einer Long-Position in der Schweiz die sichere Hedge-

Möglichkeit ihrer Produktion. Je nach Ausgestaltung der Angemessenheitsüberprüfung der Tarife der Grundversorgung kehren die Endkonsumenten mit einem jährlichen Bedarf von weniger als 100 MWh bestenfalls bei hohen Marktpreisen in die Grundversorgung zurück. Die angedachte zusätzliche Einnahmequelle für Kraftwerksbetreiber bei der Grundversorgung, wo der Strom aus einheimischer sowie überwiegend oder ausschliesslich aus erneuerbarer Energie stammen muss, wobei der Nachweis durch Zertifikate reicht, dürfte keine Linderung schaffen. Einer einheimischen erneuerbaren Erzeugung von 40 TWh pro Jahr steht aktuell ein jährlicher Verbrauch von ca. 30 TWh gegenüber, wobei die Nachfrage durch Übertritte aus der Grundversorgung in den freien Markt zudem noch abnehmen dürfte.

Auch auf die Endverteiler kommt ein immenser Kostendruck zu: Die vollständige Strommarktliberalisierung wird auch im Endkundenbereich (B2C) zu einem Margendruck führen. Andererseits hat die heranwachsende neue Kundengeneration, die mit Smartphones und Tablets gross geworden ist, immer höhere Anforderungen an die Interaktionsmöglichkeiten mit ihrem Energieversorgungsunternehmen, was zu grossen Investitionen in die IT für die Energieversorgungsunternehmen führt. Als Konsequenz dürfte es zu mehr Zusammenschlüssen von Energieversorgungsunternehmen insbesondere im Front- und Backoffice-Bereich geben. Pionier bei der Bündelung der Kräfte in der Schweiz sind dabei EBM, EKZ und Romande Energie, die mit der Gründung eines gemeinsamen Servicecenters bei der Versorgung ihrer ca. 900'000 Kunden bereits ab 2019 Synergien nützen können und sich dadurch einen Marktvorteil verschafft haben.

- 2) **Zur Absicherung gegen ausserordentliche Situationen wie kritische Versorgungengpässe oder –ausfälle soll jährlich eine Speicherreserve gebildet werden, mit Speichern, die ans Schweizer Netz angeschlossen sind. Die Beschaffung erfolgt mittels Ausschreibungsverfahren durch Swissgrid, die Freigabe der Reserve soll auf Antrag von Swissgrid bei der EICom liegen.**

Ziel der Speicherreserve ist es, die Landesversorgung für einige Tage sicherzustellen, wenn beispielsweise in den Nachbarstaaten mehrere Grosskraftwerke gleichzeitig ausfallen und die Schneeschmelze im Alpenraum noch nicht eingesetzt hat. Wie aus der Vernehmlassung hervorgeht, wird der Reserveabrufpreis deutlich unter dem jeweiligen Marktpreis liegen, um keinen Anreiz für ein strategisches Vorgehen, wie beispielsweise der Zurückhaltung von Energie, zu geben. Somit dürften respektable Preise für die Vorhaltung der Speicherreserve zu erwarten sein, was eine Produktions-Preisabsicherung (Hedge) darstellt. Fraglich ist in diesem Zusammenhang jedoch die Menge, die als strategische Reserve zurückgehalten werden muss sowie der Vergütungsansatz, da der Strom nicht unbedingt in den teuersten Stunden verkauft werden kann.

- 3) **Endverbraucher mit mindestens 100 MWh/a pro Verbrauchsstätte sowie Elektrizitätserzeuger und Speicherbetreiber mit einer Anschlussleistung von mehr als**

**30 kVA können einen Dritten mit dem Messstellenbetrieb, den Messdienstleistungen oder der gesamten Verrechnungsmessung beauftragen.**

Durch die massenweise Ausrollung von Smart Metern wird das Datenvolumen für den Netzbetreiber massiv zunehmen. Andererseits erfordert die Energiewende mit der zunehmend verteilten Erzeugung sowie Speichersystemen neue Netzsteuer- und Prognoseansätze wobei dafür zumindest teilweise auf die Smart Meter Messwerte zurückgegriffen werden kann. Mit der zunehmenden Verschärfung des Datenschutzgesetzes, den Unbundling-Anforderungen sowie der teilweisen Liberalisierung des Messwesens kommen auf die Netzbetreiber neue regulatorische Anforderungen zu. Sollte die Effizienz durch die Sunshine-Regulierung nicht nachdrücklich gesteigert werden, stellt der Gesetzgeber für die nächste Regulierungsperiode zudem bereits die Anreizregulierung in Aussicht – dies sorgt aktuell auch für einen erheblichen Kostendruck. Somit lauten die heutigen Herausforderungen für einen Netzbetreiber Einsparpotentiale zu identifizieren, ein klares Konzept zu erarbeiten, welche Messwerte in Zukunft insbesondere für den sicheren Betrieb relevant sind, eine effiziente Datenauswertung (Big Data) inklusiver robuster Modelle aufzubauen sowie eine strikte Umsetzung der Datenschutz- und Unbundling-Anforderungen umzusetzen.

**4) Die Flexibilität, die mit der Steuerbarkeit des Bezugs, der Speicherung oder der Einspeisung von Elektrizität verbunden ist, gehört dem jeweiligen Endverbraucher, Speicherbetreiber bzw. Erzeuger. Die Nutzung durch Dritte untersteht der Regelung durch einen Vertrag.**

Die Übergabe der Flexibilitätsrechte an den Besitzer der Elastizität dürfte die Energiewende nachhaltig beschleunigen, den dadurch kann ein Flexibilitätswert entstehen welcher neue innovative Geschäftsmodelle ermöglichen kann. Für den lokalen Netzbetreiber kommen in diesem Zusammenhang neue Herausforderungen zu: Die Identifikation bereits eingebauter Flexibilität inklusive einer effizienten Elastizitätsausbauplanung, die Optimierung der Netzlastizität im operativen Geschäft sowie neue Marktteilnehmer. Auch hier wartet auf den lokalen Netzbetreiber eine grosse Datenflut sowie strenge Unbundling-Regeln.

**5) Hier kommen gleich eine Vielzahl von Herausforderungen auf den Netzbetreiber zu: Die Identifikation bereits eingebauter Flexibilität, wie beispielsweise die aktuell mittels Rundsteuersignal schaltbaren Geräte, gefolgt von der Analyse der für den Netzbetreiber dienlichen Flexibilität insbesondere im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, sowie der neu erforderlichen vertraglichen Ausgestaltung. Im operativen Geschäft dürfte seitens Netzbetreiber auch der Aufwand steigen, denn vor Inanspruchnahme der Kundenflexibilität ist der allfällige Drittlieferant darüber zu informieren, damit keine Ausgleichsenergiekosten entstehen. Auch hier wartet auf die Netzbetreiber eine Datenflut.**

**6) Um die Systemsicherheit effizienter zu bewirtschaften, soll die Liquidität bei den Systemdienstleistungen gefördert werden, wozu u.a. grenzüberschreitende Beschaffung erleichtert werden soll.**

Diese Massnahme fördert die Zusammenarbeit von Swissgrid insbesondere mit den TSOs der angrenzenden Länder und führt bei Schweizer Systemdienstleistungsanbietern zu sinkenden Margen. Die Schweizer Kraftwerksbetreiber können diesem steigenden Kostendruck durch die Optimierung von Betriebskosten sowie durch zuverlässigkeitsbasierten Werterhaltungsmassnahmen entgegenwirken.

Die zentralen Fragen lässt die Überarbeitung des StromVG offen: Wie soll mittel- und langfristig das Überleben der Schweizer Stromproduktion aus Wasser- und Kernkraftwerken gesichert werden? Welcher Selbstversorgungsgrad bei welcher Zeiteinheit wird für die Schweiz angestrebt? Wie sollen die allmählich wegfallenden Kernkraftwerke kompensiert werden – insbesondere deren Energieanteil? Zusammenfassend sehen wir Herausforderungen in i) der Schaffung des Bewusstseins bei der Belegschaft für einen notwendigen Wandel (Change Management, ii) einem zunehmenden Kostendruck entlang der gesamten Wertschöpfungskette, iii) der steigenden Digitalisierungserwartung der Kunden, iv) einem effizienten Umgang mit Big Data sowie den damit verbundenen Modellen sowie v) einem optimierten Umgang mit der Flexibilität sämtlicher Stakeholder (Smart Grid).

Wann bereitet sich Ihr Unternehmen auf die neuen Herausforderungen im veränderten Schweizer Strommarkt vor? Nehmen Sie Kontakt mit uns auf – wir gehen gern in einem Gespräch auf Ihre spezielle Situation ein und erarbeiten zusammen mit Ihnen, basierend auf unserem reichhaltigen Erfahrungsschatz, mögliche Vorgehensweisen.

# Kontakte



**Chris Tattersall**  
**Lead Partner, Energy & Resources**

Tel: +41 58 279 6954

Email: chtattersall@deloitte.ch



**Willi Rohr**  
**Senior Manager, Energy & Resources**

Tel: +41 58 279 6653

Email: wrohr@deloitte.ch

# Deloitte.

Diese Publikation ist allgemein abgefasst und wir empfehlen Ihnen, sich professionell beraten zu lassen, bevor Sie gestützt auf den Inhalt dieser Publikation Handlungen vornehmen oder unterlassen. Deloitte AG übernimmt keine Verantwortung und lehnt jegliche Haftung für Verluste ab, die sich ergeben, wenn eine Person aufgrund der Informationen in dieser Publikation eine Handlung vornimmt oder unterlässt.

Deloitte AG ist eine Tochtergesellschaft von Deloitte NWE LLP, einem Mitgliedsunternehmen der Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL"), eine "UK private company limited by guarantee" (eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung nach britischem Recht). DTTL und ihre Mitgliedsunternehmen sind rechtlich selbständige und unabhängige Unternehmen. DTTL und Deloitte NWE LLP erbringen selbst keine Dienstleistungen gegenüber Kunden. Eine detaillierte Beschreibung der rechtlichen Struktur finden Sie unter [www.deloitte.com/ch/about](http://www.deloitte.com/ch/about).

Deloitte AG ist eine von der Eidgenössischen Revisionsaufsichtsbehörde (RAB) und der Eidgenössischen Finanzmarktaufsicht FINMA zugelassene und beaufsichtigte Revisionsgesellschaft.

© Deloitte AG 2019. Alle Rechte vorbehalten