

Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz - Ambitionierte Ziele benötigen einen passenden Rahmen

Dr Christoph Gatzert, OE Trendforum 3/2018

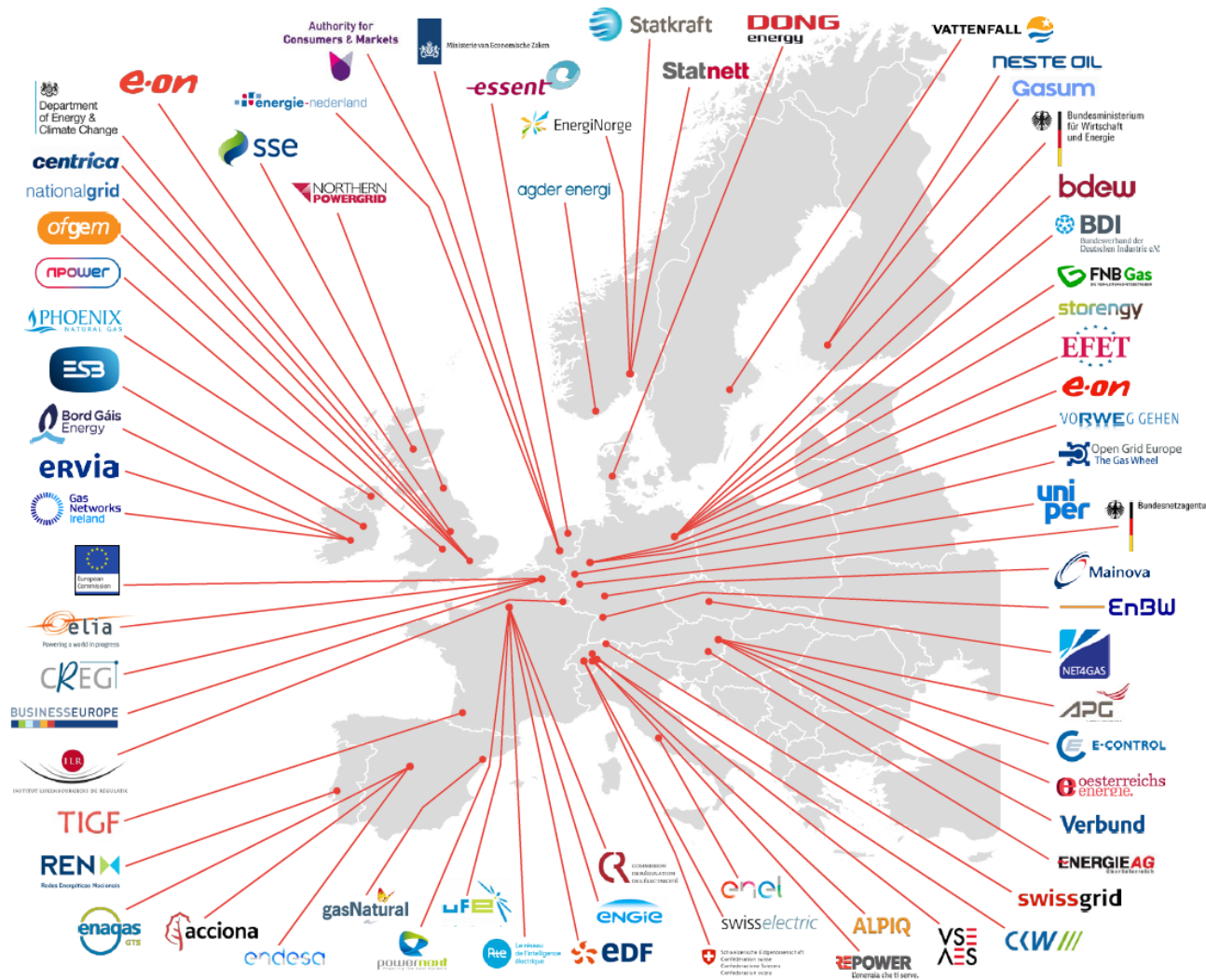
Wien, den 8. November 2018



Was macht Frontier?



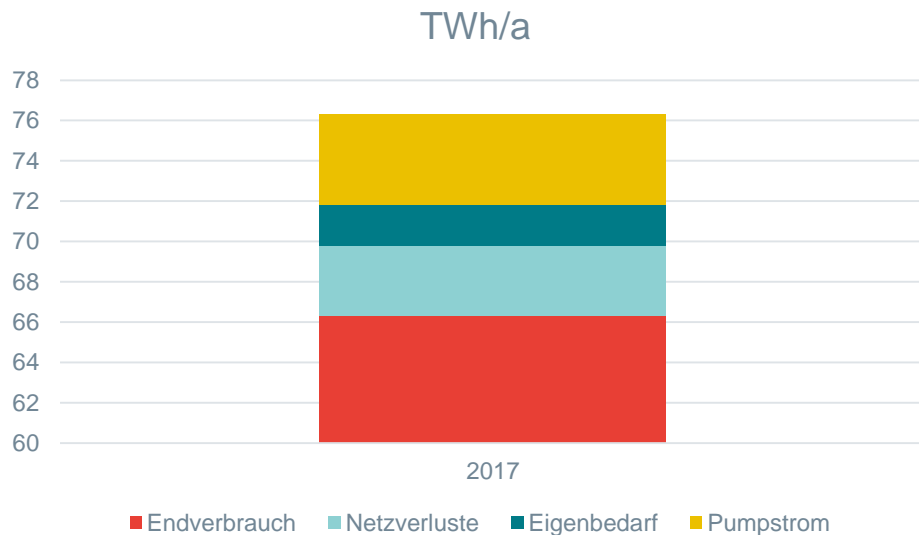
Im Energiesektor beraten wir...



... viele der bedeutendsten Marktteilnehmer in Österreich und Europa

Die Energiestrategie der Bundesregierung „Mission 2030“

Inlandsstromnachfrage 2017



Quelle: Frontier Economics basierend auf E-Control Statistikbroschüre 2018 und Schätzungen von Österreichs Energie

EE-Stromerzeugung: 54 TWh/a (52 TWh/a in 2016)
(d.h. Anteil 2017 entspricht 76% der inländischen Erzeugung bzw. 70% des Inlandsverbrauches inkl. Pumpspeicher)

Ausblick: Szenarien Inlandsstromnachfrage 2030

- Stromnachfrage 2030 abhängig von
 - Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum
 - Sektorkopplung (direkte und indirekte Elektrifizierung Wärme, Industrie, Verkehr)
 - Energieeffizienz
- Österreichs Energie erwartet im Jahr 2030 eine Stromnachfrage (Endverbrauch) von **88 TWh/a (von heute 66 TWh/a)***

OE: Ausbau auf rund **+30 TWh/a*** bis 2030 ggü. 2016

Ausbau Wasser: + 6 bis 8 TWh
Ausbau Wind: + 11 bis 13 TWh
Ausbau PV: + 11 bis 13 TWh

... zielt auf eine Stromversorgung in AT aus nahezu 100% Erneuerbarer Energie (national bilanziell)


* Restsockel Ausgleichs-/Regelenergie und industrielle Eigenversorgung (häufig KWK) Teil der Mission 2030

EE-Ausbauziel erfordert Einsatz von Fördermitteln...

Geförderter EE-Strom 2017*


Strommenge aus geförderten Anlagen

- Strom aus geförderten Anlagen (z.B. auf Basis Wasser, Wind, PV, Biogas):
10.5 TWh/a



Unterstützungsvolumen 2017

- Vergütungsvolumen: **1,1 Mrd. EUR/a**
- Unterstützungsvolumen:
860 Mio. EUR/a*
(plus Ausgleichsenergie via OEMAG 13 Mio. EUR/a)




Durchschnittliche Unterstützung:
ca. 80 EUR/MWh

Geförderter EE-Strom 2030

Strommenge aus geförderten Anlagen


- Strom aus **neu** geförderten Anlagen auf Basis Wasser, Wind, PV, Biogas:
rund + 30 TWh/a



Unterstützungsvolumen 2030

- Vergütungsvolumen: **????**
- Unterstützungsvolumen:
????

Abhängig von Technologiemix, Lerneffekten und Großhandelsstrompreis



Bei einem Unterstützungsvolumen von 1 Mrd. EUR/a stünden bei +30 TWh/a ca. **30 EUR/MWh** zur Verfügung

Hohe Kosten im Spiel – **Kosten-effizienz ist wichtig** – auch für eine nachhaltige Akzeptanz in der Gesellschaft

Erreichbarkeit u.a. abhängig vom Strompreis an der Börse

Hier wäre die aktuell geförderte Menge noch nicht enthalten (implizite Annahme: Förderung „ausgelaufen“, aber Erzeugung noch vorhanden)

Wie kann die für eine nachhaltige Förderung wichtige Kosteneffizienz möglichst gesteigert werden?

Minimierung der **direkten Förderkosten** durch geschickte Auswahl der EE-Projekte

- Fokus auf möglichst kosteneffizienten Technologiemix passend zu den Potenzialen in AT (Wind, Wasser, PV) und sonstigen Politikzielen (Landschaft, Akzeptanz)
- Auswahl der “besten” Projekte innerhalb einer Technologiegruppe
 - Auslastung (Standort, Anlagentechnik)
 - Investitions- u. Betriebskosten (Auslegung, Technik, “Economy of Scales”)
 - Zeitpunkt/Wertigkeit der Einspeisung (Standort, Technik, Einsatzentscheidung)

Minimierung der **Systemkosten** (Integration)

- Direkte Förderkosten sind nur ein Teil der Kosten
- Hinzu kommen weitere Kosten im Stromsystem, u.a.:
 - Kosten für Versorgungssicherheit im Sinne einer “Generation Adequacy” (Absicherung “trockene Dunkelflaute”), d.h.
 - Erhalt stilllegungsbedrohter, regelbarer Bestandskraftwerke
 - Bedarf an Neubau für Back-up Erzeugung
 - Ausbaukosten im Übertragungs- und Verteilnetz
 - Kosten für Regelenergie (Leistung und Energie)

1

Auktionen zum Wettbewerb um Fördermittel können hier helfen

2

System- und Bilanzverantwortung für (größere) EE können Systemkosten senken

Auktionen für einen kostengünstigen Technologie- und Projektmix...

<p>Bieter legen Kosteninformationen offen</p>	<ul style="list-style-type: none"> Im Falle von komplexen Kostenstrukturen und Projekten kann Gesetzgeber die Förderkosten und guten Projekte nicht abschätzen oder auswählen – Auktion bewirkt, dass Bieter ihre Informationen nutzen und offenlegen* 	<ul style="list-style-type: none"> Auktionen leisten Beitrag zur effizienten Projektauswahl u. Vergütung
<p>Wettbewerbsdruck zur effizienten Fördermittelallokation</p>	<ul style="list-style-type: none"> Beihilferecht möchte kosteneffiziente Projekte fördern, ohne diese zu „überfördern“ (“value for money” für Fördermittel) Wettbewerb in der Auktion soll den nötigen Druck auf die Bieter bewirken (Kosteneffizienz, Vermeidung von Überrenditen) 	<ul style="list-style-type: none"> Möglich, aber smartes Auktionsdesign erforderlich (z.B. Angebotsüberhang)
<p>Beihilferechtskonformität</p>	<ul style="list-style-type: none"> Das neue ÖSG (EAG) muss von der Europäischen Kommission genehmigt werden – die Leitplanken des Beihilferechts sind zu beachten <ul style="list-style-type: none"> Auktionen für reifere Technologien u. größere Projekte (ab 1MW) Kleinanlagen mit administrativer festgelegter Marktprämie Direktvermarktung Pflicht für beide (ab 500kW) 	<ul style="list-style-type: none"> Variable Marktprämie im Sinne des Beihilferechts Direktvermarktungspflichten beachten

Erfolg hängt auch vom Auktionsdesign ab – eine gute Auktion beachtet Politikziele (Kosteneffizienz, aber ggf. auch weitere), Marktstrukturen, Potenziale, Spezifika von Technologien (Planung, Finanzierung, Bau) und beihilferechtliche Vorgaben

Direktvermarktung und Bilanzverantwortung liefern Beitrag zur Senkung der Systemkosten...

	Was ist das?	Was erhofft man sich davon?
Direktvermarktung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EE- Anlagen speisen ein und vermarkten ihren Strom selbst (kein „produce and forget“) ▪ Betreiber entscheiden selbst, wann und wo sie den Strom vermarkten (z.B. auf Forward-, Day ahead-, Intraday- oder Regelenergie-Markt) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Direktvermarktung in Verbindung mit Marktprämienmodell soll Anreize für effiziente Standortwahl und Dispatch der Anlagen setzen <ul style="list-style-type: none"> ▫ Es zählen nicht nur die reinen Volllaststunden, sondern auch das Profil der Einspeisung ▫ Anreize zur optimalen Vermarktung der Erzeugung
Bilanzverantwortung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abweichungen vom Fahrplan (Einspeisung oder Entnahme) müssen von der APG in Echtzeit korrigiert werden (Frequenzhaltung) – dies verursacht hohe Kosten ▪ Wer mit seinem Bilanzkreis vom Fahrplan abweicht, zahlt „Strafe“ (Bilanzverantwortung) ▪ Wind und PV sind schwer prognostizierbar, d.h. es kommt zu Abweichungen, die derzeit von der OEMAG bewirtschaftet und deren Kosten sozialisiert werden 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Idee: Wenn EE Anlagen (Wasser, Wind, PV) selbst für die Abweichungskosten aufkommen, stecken sie <ul style="list-style-type: none"> ▫ „mehr Mühe“ in die Qualität der Wind- und PV-Prognosen; und ▫ „mehr Mühe“ in die Kostenoptimierung der Abweichungen (ggf. auch im Vgl. zur OEMAG), da sie die Kosten selbst tragen ▪ Folge: geringere Prognosefehler und bessere Bewirtschaftung senken Systemkosten

Eine erfolgreiche Energiewende ist eine wichtige, aber auch komplexe und herausfordernde Aufgabe...



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Dr Christoph Gatzen

+49 221 337 13 110

Christoph.Gatzen@frontier-economics.com

... packen wir es gemeinsam an!



Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.