



Power-to-X: Technologien, Business Cases und regulatorische Hindernisse

aus ökonomischer Sicht eines Entwicklers / IPPs

Strommarkttreffen, Berlin, 6. April 2018

Agenda



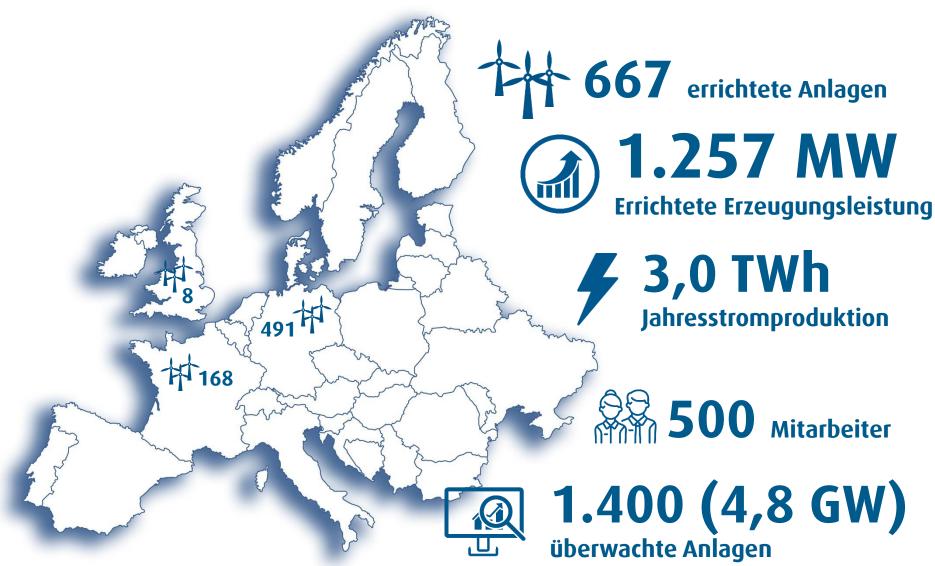
Vorstellung ENERTRAG AG

Künftiges integriertes Energiesystem

Power-to-X: Status Quo

ENERTRAG auf einen Blick





Entlang der gesamten Wertschöpfung















Unsere 500 Mitarbeiter planen, errichten und betreiben europaweit Windenergieanlagen, entwickeln neue Technologien, innovative Anwendungen und bieten ein umfangreiches Servicenetzwerk sowie nachhaltige Finanzprodukte.









- > Weithlick
- > Zuverlässigkeit
- > Nachhaltigkeit
- > Miteinander



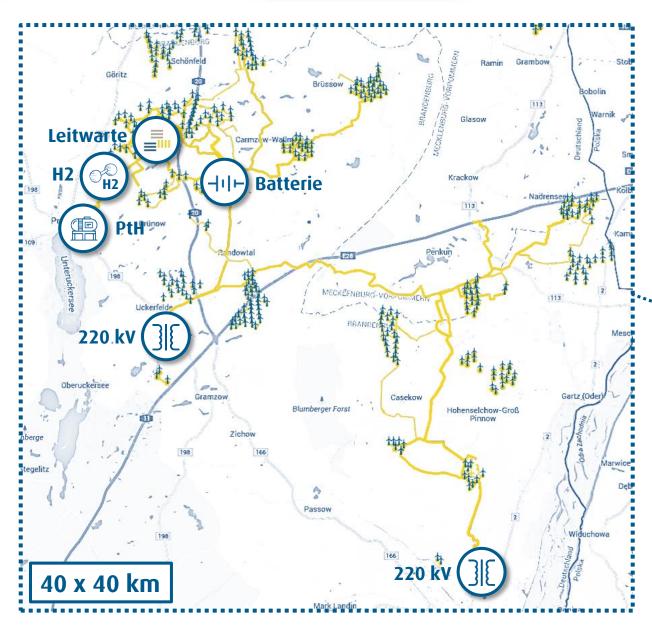
Wasserstoff-Hybridkraftwerk





Verbundkraftwerk Uckermark





400 MW Wind

21 MW Biogas

22 MW Batterie

1 MW Elektrolyse

Einspeisenetz 660 km Erdkabel



Sektorkopplung: ENERTRAG Verbundkraftwerk



Verbundkraftwerke verbinden Erzeugung und Wandlung in speicherbare Energieträger vor dem Netzverknüpfungspunkt miteinander





2 H₂-Gasnetzeinspeisung



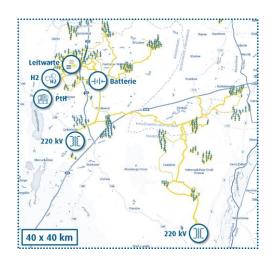
3 H₂-Flaschenabfüllung



4 Autoladestation



5 P-to-Heat (Planung)



Sources: ENERTRAG; Toyota

Agenda



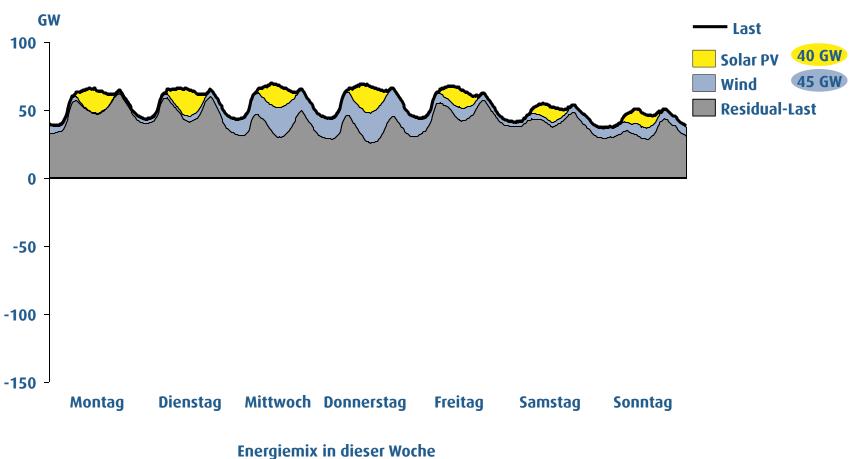
Vorstellung ENERTRAG AG

Künftiges integriertes Energiesystem

Power-to-X: Status Quo

Tatsächliche Erzeugung in D am 26.9.2016



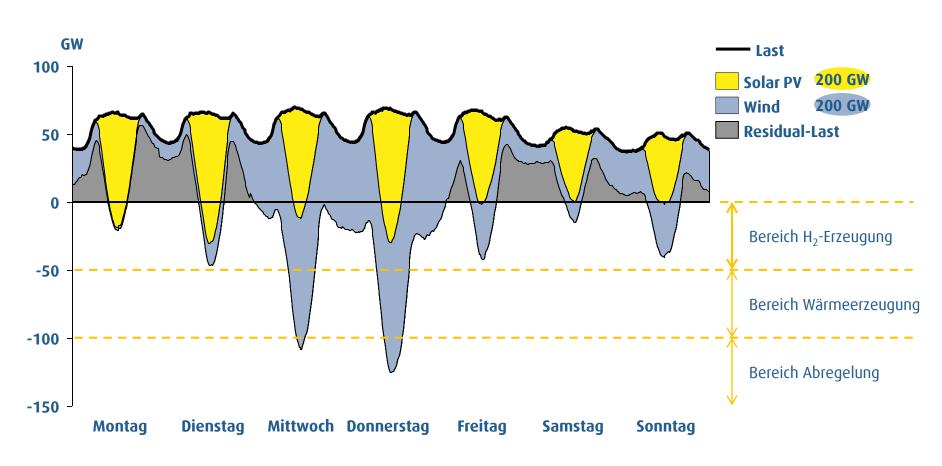


Wind/Solar: 23% der Gesamt-Last Residual-Last: 77% der Gesamt-Last

Überschuss-Strom: 0% der gesamten Wind- und Solarenergie

Skalierte Erzeugung in D am 26.9.20??





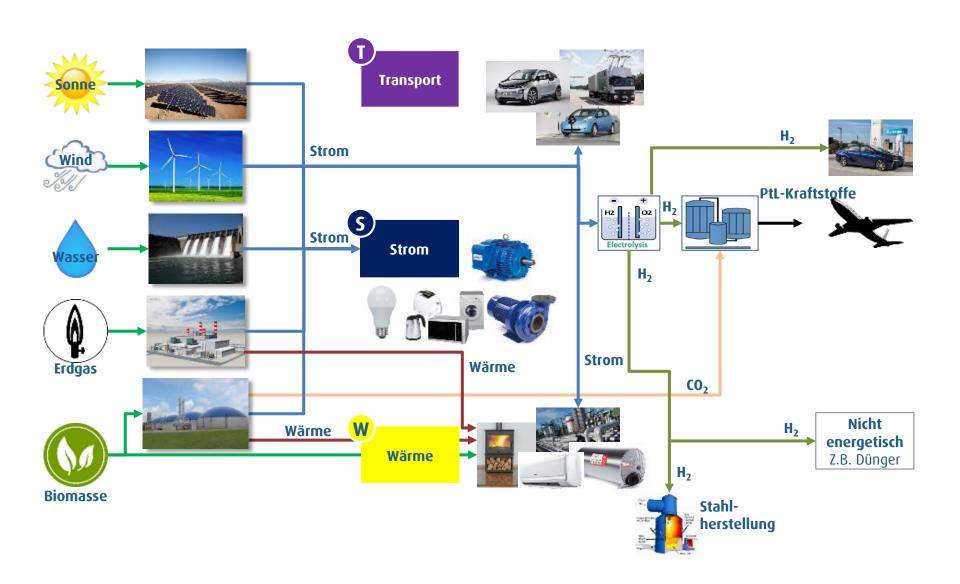
Energiemix in dieser Woche

Wind/Solar: 77% der Gesamt-Last Residual-Last: 23% der Gesamt-Last

Überschuss-Strom:
 ... davon H2-Erzeugung
 ... davon Wärme-Erzeug.
 ... davon Abregelung
 ... davon Abregelung
 28% der gesamten Wind- und Solarenergie
 6% der gesamten Wind- und Solarenergie
 1% der gesamten Wind- und Solarenergie

Zukunft: Primärenergie Strom





Agenda



Vorstellung ENERTRAG AG

Künftiges integriertes Energiesystem

Power-to-X: Status Quo

Gedankenexperiment mit realen Daten



Aufgabe:

Konstanter Wasserstoffbedarf i.H.v. 1.000 t/a soll durch Elektrolyse gedeckt werden

Randbedingungen:

Der verwendete Strom soll zu 70% oder mehr erneuerbar sein (EE-Zubau)

Lösungsoptionen:

- 1 Elektrische Insel
- 2 Netzgebundener Betrieb

Fragen:

Welche Lösung liefert den besseren Business Case?
Welche Lösung liefert die volkswirtschaftlich geringeren Kosten?

04.04.2018

Rechtliche Rahmenbedingungen



Befreiung von EEG-Umlage und Letztverbraucherabgaben

A) Insellösung nach § 61a Nr. 2 EEG 2017

- <u>EEG-Umlage</u> und andere <u>Letztverbraucherabgaben</u> entfallen, wenn:
 - sich die Projektgesellschaft selbst versorgt
 - das Vorhaben weder unmittelbar noch mittelbar am öffentl. Netz angeschlossen ist und somit kein Strom ins öffentl. Netz fließt

Der Elektrolyseur wird mit möglichst vielen Volllaststunden betrieben, Spitzen können für PtX- Vorhaben genutzt werden

B) Voll-EE-Versorgung nach § 61a Nr. 3 EEG 2017

- EEG-Umlage und <u>Letztverbraucherabgaben</u> entfallen, wenn:
 - das Vorhaben sich selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien (EE) versorgt
 - kein Strom von Dritten bezogen wird
 - über den Netzanschluss also kein Strombezug erfolgt
 - Überschussstrom ins öffentl. Netz ohne EEG-Förderung zum Marktpreis gehandelt wird

Nutzung von EinsMan-Energie: derzeit nicht ohne Sonderlösung möglich

Insellösung





Stromerzeugung: Elektrische Insel

Wasserstofferzeugung: Elektrolyseure

Wasserstoffverbrauch: Konstante Grundlast





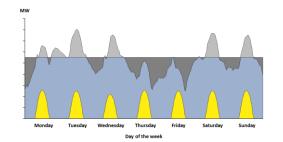




Gasmotoren: 7 MW 100 €/MWh (CAPEX+FOM+Kraftstoff)







Konstanter Wasserstoffbedarf: 1.000 t/a (ca. 114 kg/h)



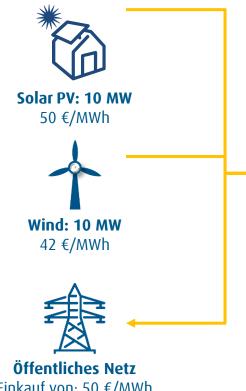
Netzgebundener Betrieb



2

Stromerzeugung: Netzgebunden Wasserstofferzeugung: Elektrolyseure

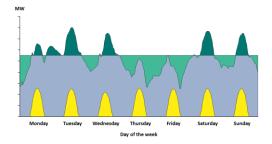
Wasserstoffverbrauch: Konstante Grundlast



Einkauf von: 50 €/MWh Verkauf an: 30 €/MWh

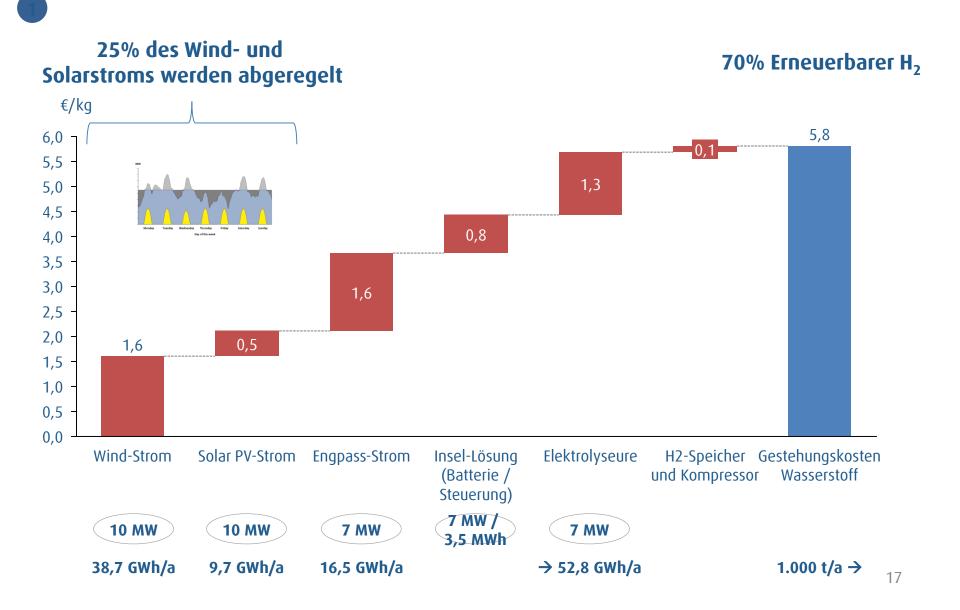
Konstanter Wasserstoffbedarf: 1.000 t/a (ca. 114 kg/h)

Elektrolyseure: 7,0 MW (ca. 130 kg/h)



H₂-Kosten Insellösung

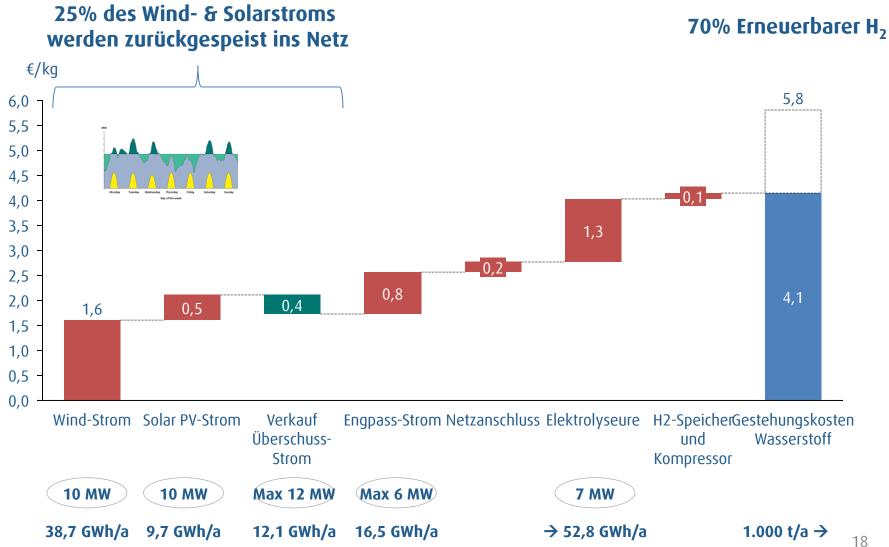




H₂-Kosten netzgebundener Betrieb



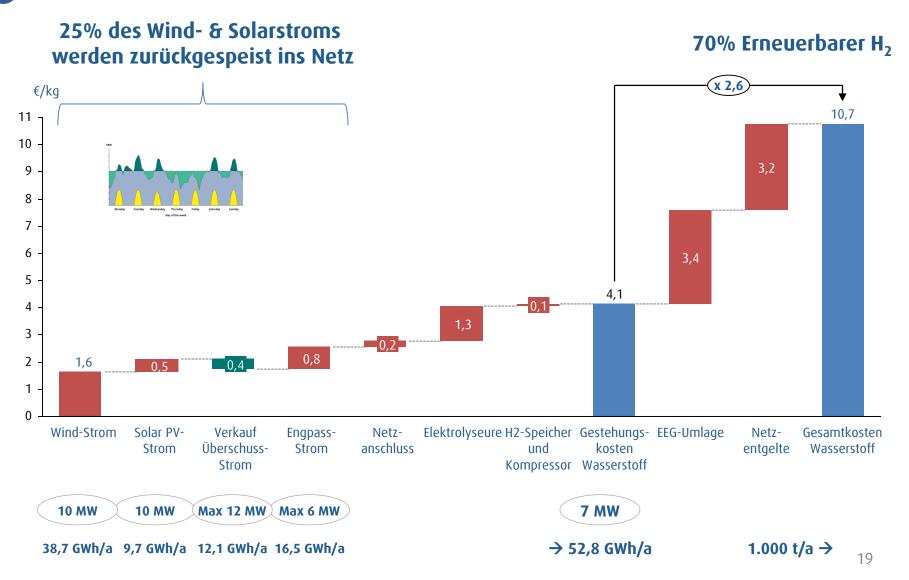
2



H₂-Kosten: 2,6-fach durch Umlagen



2



Was ist zu tun?



Problematik: Die Lösung mit den höheren volkswirtschaftlichen Kosten liefert den besseren Business Case

→ regulatorisches Rahmenwerk nicht synchronisiert mit technisch-physikalischer Realität

Vorschläge: jetzt Energiemarkt für Sektorenkopplung gestalten

- Keine Einstufung Power-to-X als Letztverbraucher, d.h. Befreiung von herkömmlichen Netznutzungsentgelten, von EEG-Umlage, Stromsteuer etc.
- Lastflussabhängige Netzentgelte einführen (ggf. negativ bei systemdienlichem Lastfluss)
- Deutlich höhere Grenzen für H₂-Einspeisung ins Gasnetz (derzeit 2 %)
- EinsMan und zuschaltbare Lasten harmonisieren bei marktdienlicher Verteilung der Zusatzerlöse

Gemeinsam eine Energie voraus!







Simon Hagedorn Leiter Finanzen / M&A 039854 6459 373 0172-390 3611 Simon.Hagedorn@enertrag.com