

Analyse der Auswirkungen von Elektromobilität auf das Stromsystem für Österreich und Deutschland 2030

DEFINE Workshop 30.6.2014

Dr. Gerhard Totschnig, Markus Litzlbauer

**Energy Economics Group (EEG)
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
TUWien**

Die gezeigten Simulationsergebnisse sind im Rahmen des ERA-NET Plus Electromobility+ Projektes DEFINE entstanden.

Das Projekt DEFINE wurde durch Mittel des BMVIT mit der Ausschreibung eMobilityPlus gefördert und im Rahmen des Programms IV2Splus – Intelligente Verkehrssysteme und Services plus durchgeführt.

INHALT

1. Übersicht über das HiREPS Modell
2. Darstellung von Simulationsläufen
3. Analyse der Auswirkungen von gesteuertem und sofortigem Laden und von V2G.

Das HiREPS Modell

HiREPS Simulationsmodell

High Resolution Power System Model

- Analyse von zukünftigen Energiesystemen mit steigendem Anteil an Erneuerbaren Energien
- Investitionsoptimierung zur optimalen Auslegung verschiedener Systemkomponenten: Kraftwerkspark, Pumpspeicher Ausbau, Erneuerbaren Mix, Wärmeversorgung, Wärmespeicher, Nichtkonventionelle Speicher (Power2Gas (P2G), AA-CAES)
- Stündliche Kraftwerkseinsatzsimulation zur Analyse der ökonomischen und technischen Machbarkeit verschiedener zukünftiger Szenarien
- Gemeinsame Betrachtung des Strom- und Wärmesektors (Synergieeffekte)

HiREPS Simulationsmodell

High Resolution Power System Model

Detaillierte Kraftwerkseinsatzoptimierung und Simulation folgender Komponenten:

- Wasserkraftwerke (Pump-/Speicher und Laufwasser: alle 400 Kraftwerke >10 MW)
- Thermische Kraftwerke (inkl. KWK-Anlagen + Option CO₂-Abscheidung)
- Wind und Solar (GIS-Datenbank)
- Nichtkonventionelle Speichertechnologien (P2G, Druckluftspeicher, ...)
- Wärmeversorgung (Heizkessel, Solarthermie, Wärmepumpe, Direktstromzusatzheizregister, Wärmespeicher)

HiREPS Simulationsmodell

High Resolution Power System Model

Methodischer Ansatz:

Modellierung zukünftiger Energiesysteme

mit Wetterdaten der Jahre 2005-2012 (Wasser, Solar, Wind).

Optimierung:

Minimierung der Gesamtsystemkosten des Strom und Wärmesektors
unter Berücksichtigung von Randbedingungen z.B. eines CO2
Emissionslimits

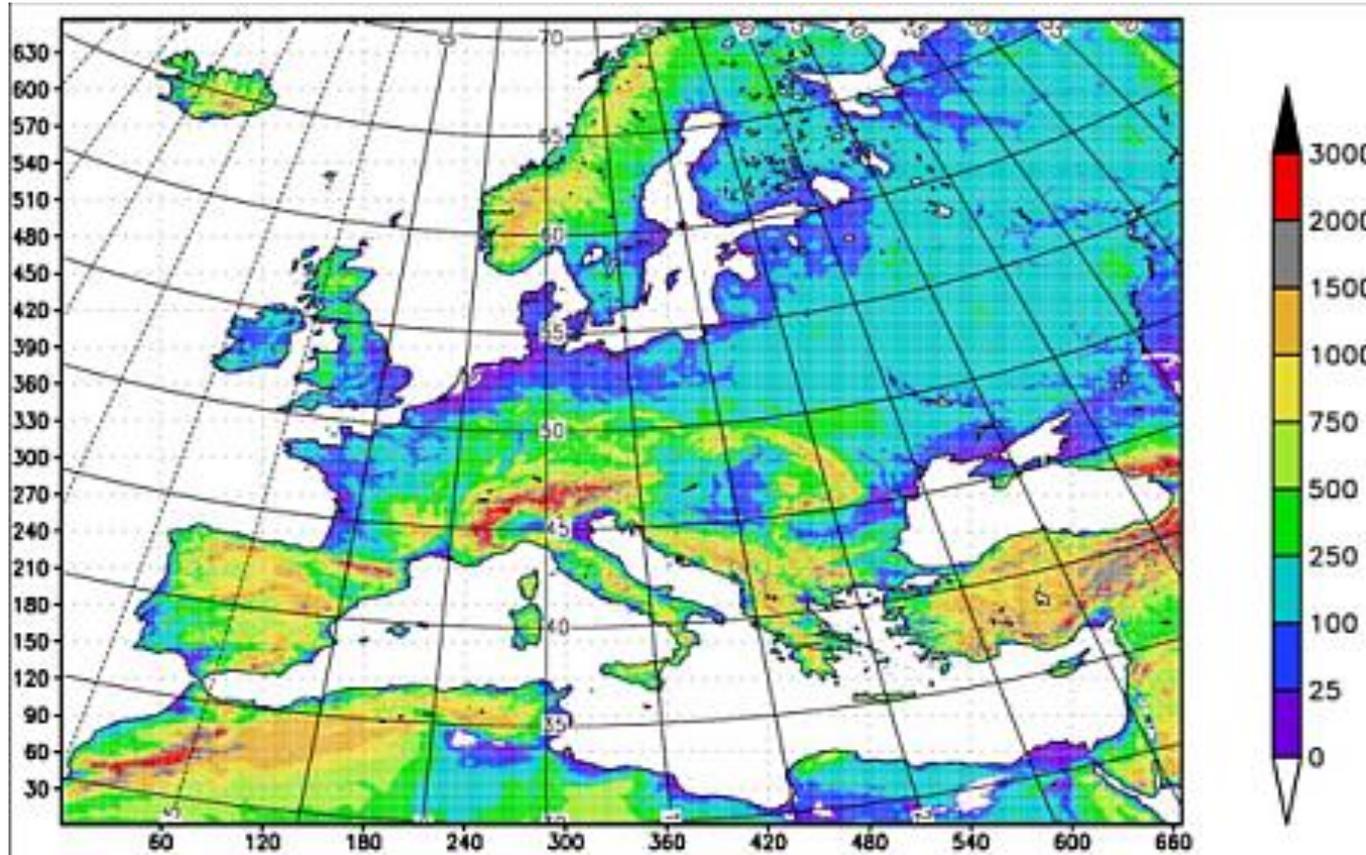
Der Kraftwerkseinsatz, der sich in der Optimierung ergibt, entspricht der profitmaximierenden Fahrweise der Kraftwerke, die ein Kraftwerksbetreiber bei den Strompreisen/Fernwärmepreisen, wie sie mit HiREPS simuliert werden, wählen würde.

(Annahme: perfekter Wettbewerb).

Abbildung des Stromsektors

Wetter Input-Daten

Wind, Globalstrahlung und Temperatur → 7-28 km räumliche Auflösung, stündliche Daten, für 2005-2012

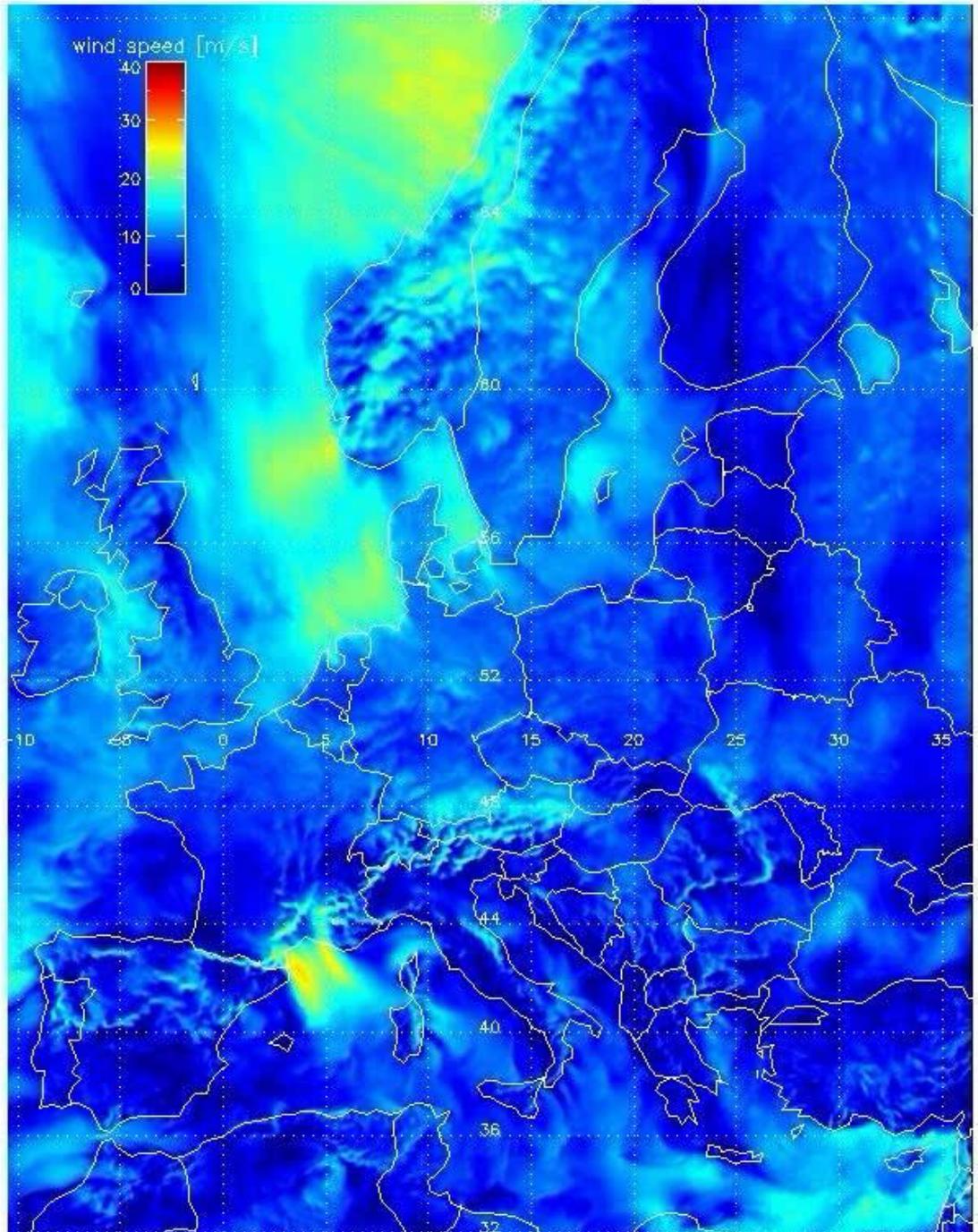


Topographie

Datenbankauszug:

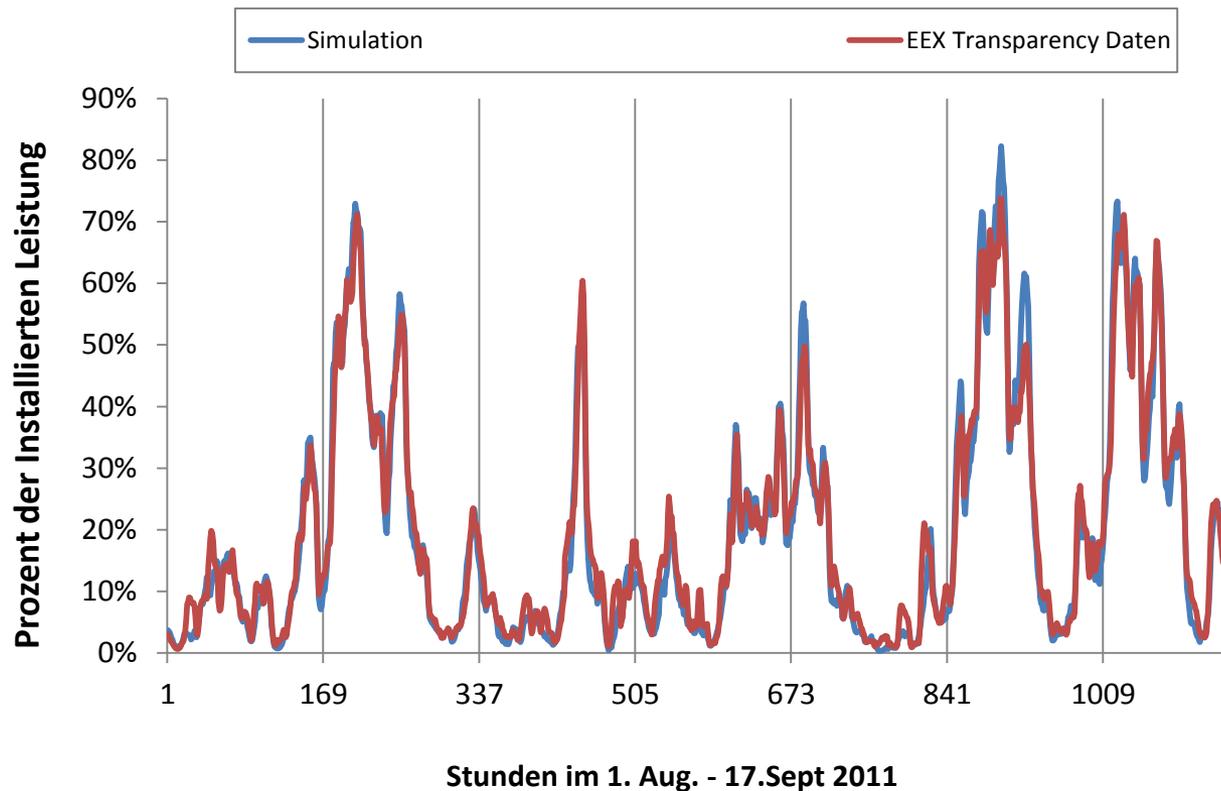
Windgeschwindigkeit
100m über Grund

Bsp.: Februar 2005
stündliche Daten



Beispiel Datenvalidierung:

Vergleich der simulierten Windenergieerzeugung mit der tatsächlichen Erzeugung (DE+AT)

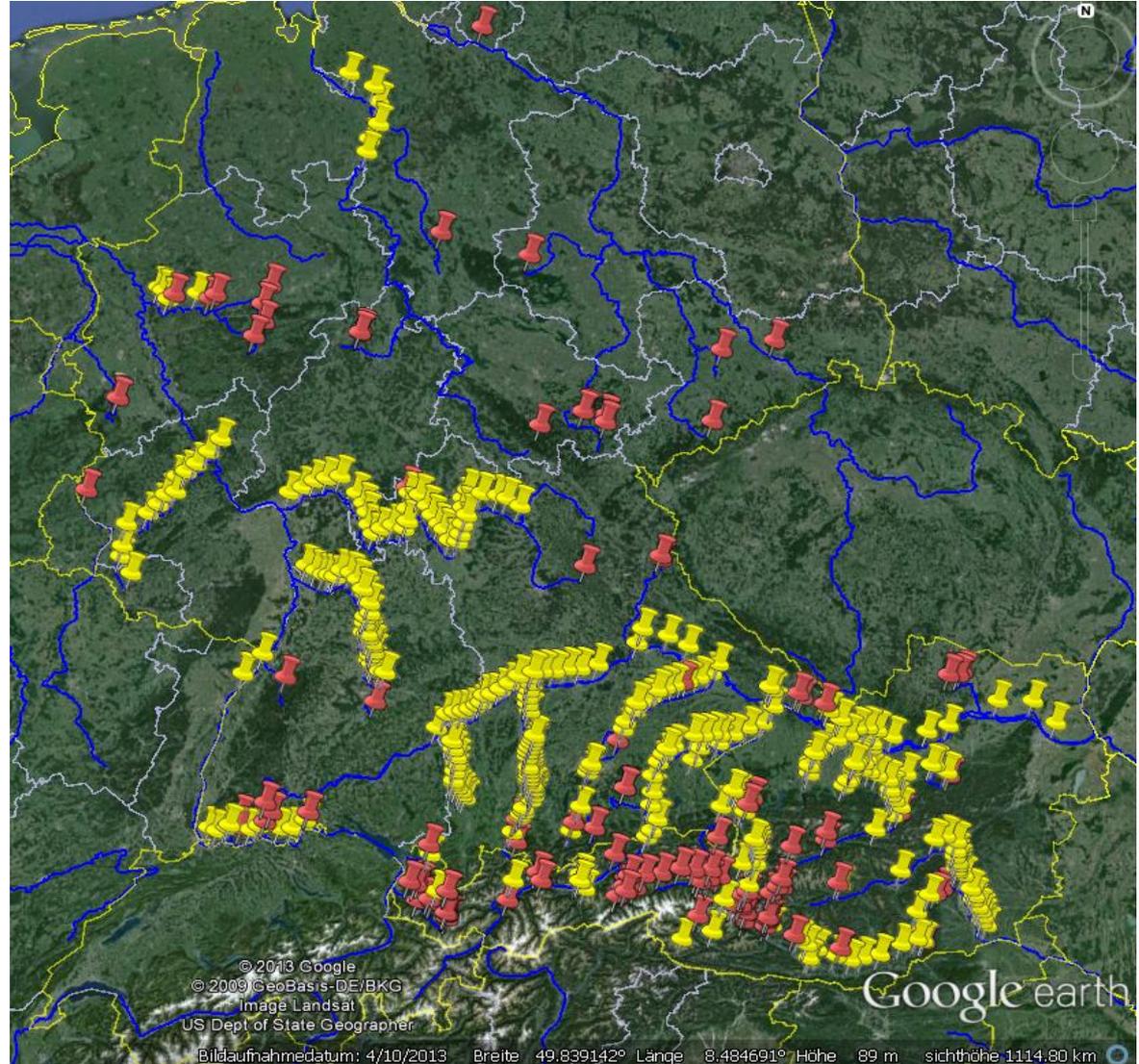


Beispiel: Implementierung der Wasserkraft

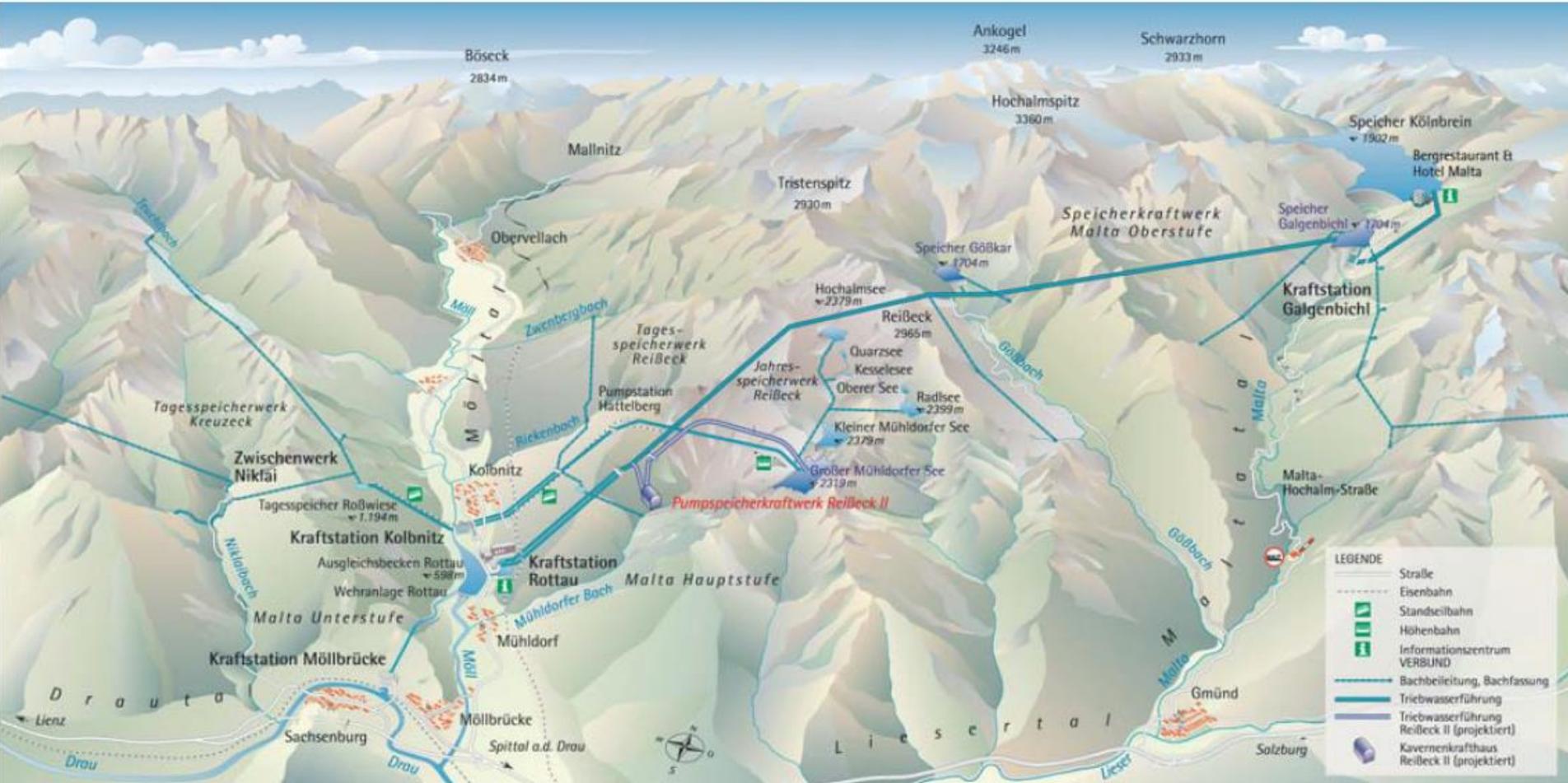
Das HiREPS-Modell beinhaltet
detailliert abgebildet alle 400
Wasserkraftwerke >5-10MW in
AT+DE

Rote Pins: Speicher- und
Pumpspeicher-Kraftwerke

Gelbe Pins:
Laufwasserkraftwerke



Detailgrad der HiREPS Modellierung der Wasserkraft



Kraftwerksgruppen Malta und Reibeck/Kreuzeck

Simulation der Wasserkraft

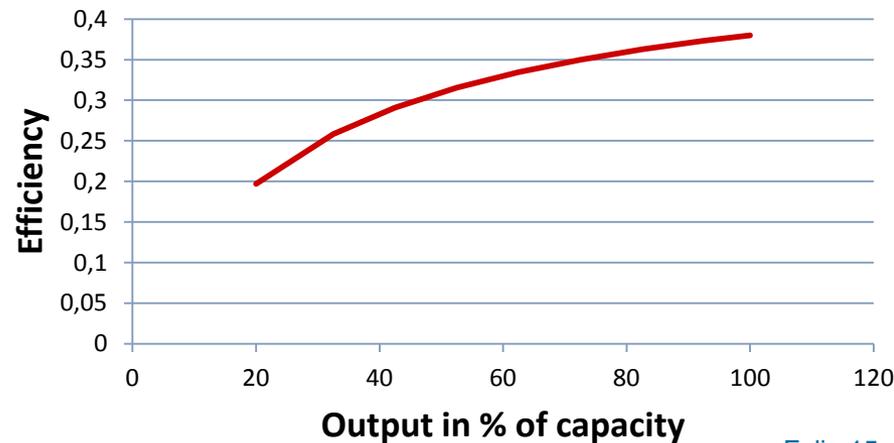
- Detaillierte Kraftwerkseinsatzsimulation von über 400 Kraftwerken
- Simulation der Hydrologischen Zusammenhänge
- Laufzeiten des Wassers zwischen den Kraftwerken

Detallierte Simulation der Thermischen Kraftwerke

Simulation unter Berücksichtigung von

- Startup Kosten
- Mindestlasten
- Vorgaben zu minimalen Einschalt und Ausschalt Dauern
- Koppelung mit Wärmenetzen als Entnahmedampf oder Gegendruckanlage
- Effizienzkurven für Teillastbetrieb

Open cycle gas turbine



Betrachtete Sektoren des Wärmesystems

Netzgebundene Wärmebereitstellung (1 Sektor):

- Fernwärmenetze

Dezentrale Wärmebereitstellung (4 Sektoren):

- Dezentral geheizte Gebäude mit Heizkesseln (Gas oder Biomasse)
- Dezentral geheizte Gebäude mit Wärmepumpe

In allen Sektoren kann kostenoptimiert auch in:

Solarthermie, Direktstromzusatzheizregister, Wärmespeicher

Szenario Annahmen für die Analyse der Auswirkungen von Elektromobilität 2030

Szenario Annahmen

- Österreich und Deutschland wird gemeinsam betrachtet
- Für DE: Brennstoffkosten und Kraftwerkskapazitäten laut Szenario B des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2013.
- Für AT: Fortschreibung der thermischen Kapazitäten von 2012. PV als 2 fache des 2020 Ziels(Ökostromgesetz 2012). Wind 50% des realisierbaren Potentials 2030 (AuWiPot).
- Zunahme des Strombedarfs in DE+AT um 10% (Primes Ref. Szenario)

GW Installierte		
Leistung 2030		
	AT	DE
Wind-Land	4.6	61.2
Wind-OffSh		21.9
PV	2.4	64.1
GuD	5.1	38.6
Steinkohle	1.2	21.9
Braunkohle		13.5
Preise 2030		
Kohle	Euro/MWh	10.31
Braunkohle	Euro/MWh	1.50
Erdgas	Euro/MWh	26.70
CO2 Preis	Euro/tCO2	39.60

Emobility Annahmen

- 30% der Autos die zur Arbeit fahren laden auch in der Arbeit.
- Bei 30% der Stops im öffentlichen Raum wird geladen.
- Annahme das Verteilnetz ist so ausgelegt das jeder Haushalt gleichzeitig mit 3 kW belasten kann. Diesem Verteilnetzlimit unterliegen die normale Haushaltslast, Emobility und Power to Heat.
- Simulation mit 100 repräsentativen Fahrprofilen für 6 Elektroauto Typen basierend auf Mobilitätserhebungen in Österreich und Deutschland

EMOB+ Scenario: AT+DE	2020	2030
small BEV-small	59,695	634,340
PHEV-small	96,317	979,269
mid-size BEV-medium	53,686	547,301
PHEV-medium	161,616	1,580,138
large BEV-large	1,677	65,625
PHEV-large	213,638	2,563,584
Total EV	586,629	6,370,257
Alle Autos	47,222,830	47,986,415
%	1%	13%

V2G Annahmen

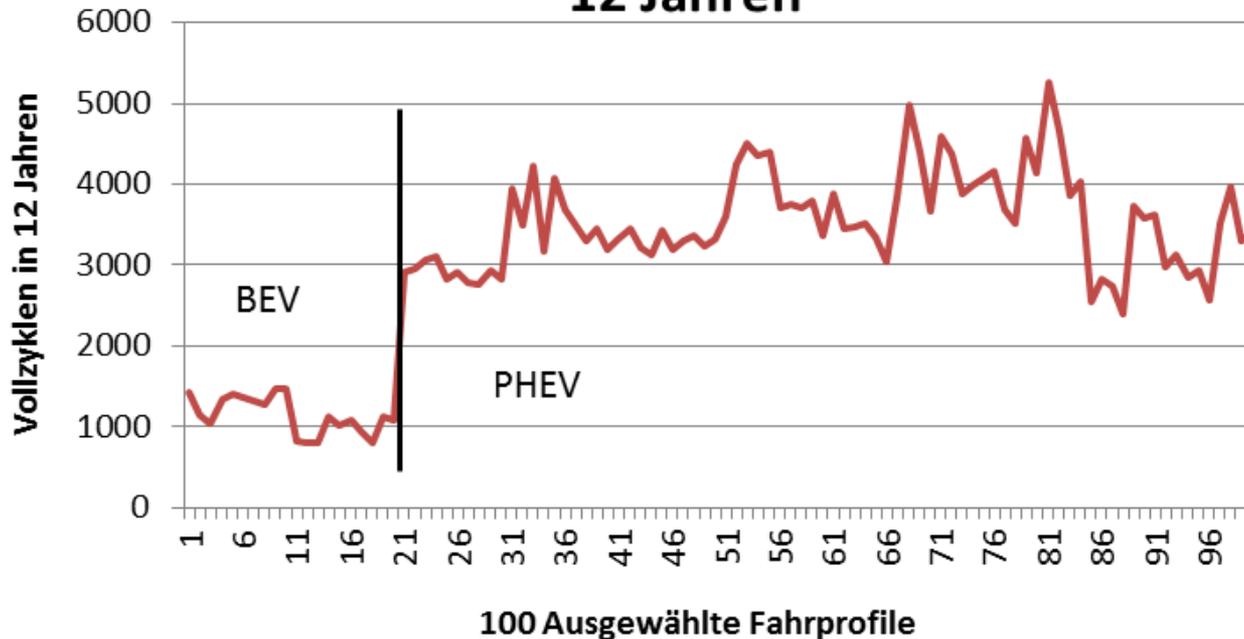
Laut Benedikt Lunz (V2G-Experte) der Gruppe von Prof. Dirk Sauer an der RWTH Aachen:

- Grob gesagt halten moderne Batterien 3000-5000 Vollzyklen bei 100% Entladetiefe der nominellen Kapazität. Batteriealterung hängt von Vielzahl von Parametern ab. Z.B: der Temperatur, Spannung und Entladetiefe.
- Batterien altern auch wenn sie nicht genutzt werden. Annahme 12 Jahre kalendarische Lebensdauer.

→ Für HiREPS Simulationen im Define Projekt:

V2G ist möglich wenn die 3000-5000 Vollzyklen nicht ausgeschöpft werden in den 12 Jahren.

Batterie Vollzyklen durch Fahrbetrieb in 12 Jahren

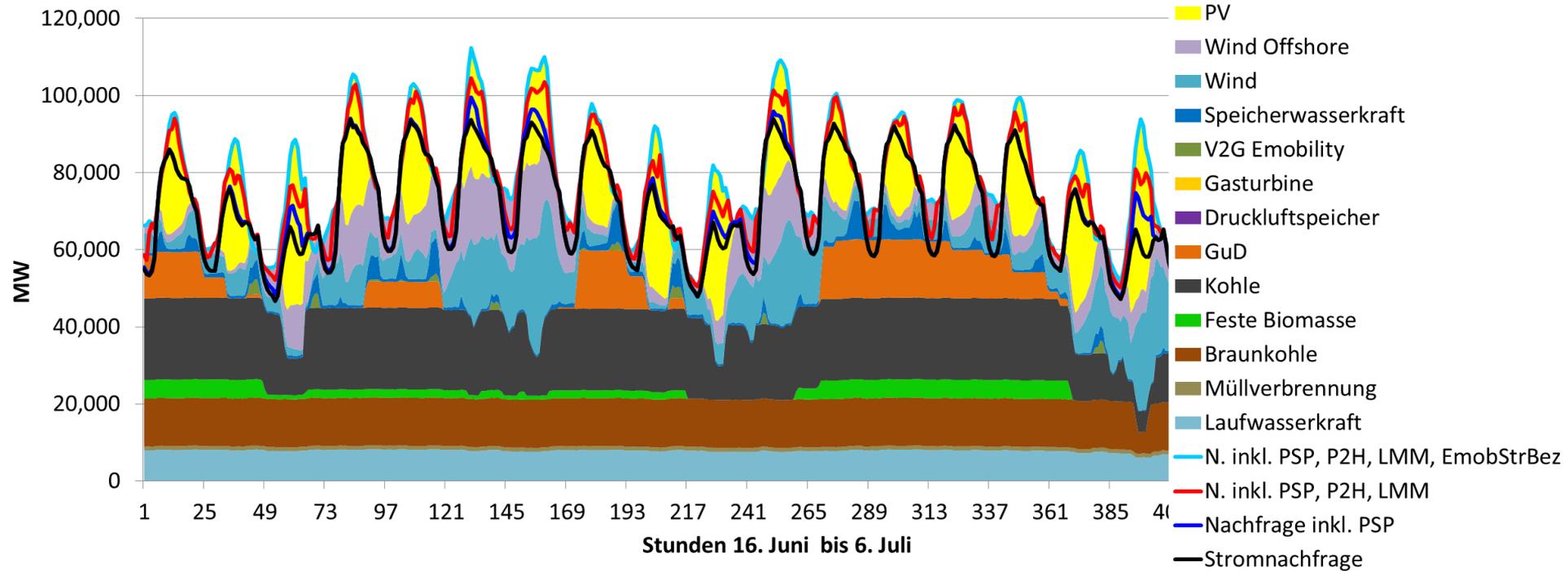


→ Die simulierten Fahrprofile erlauben nur bei BEV einen V2G Betrieb.

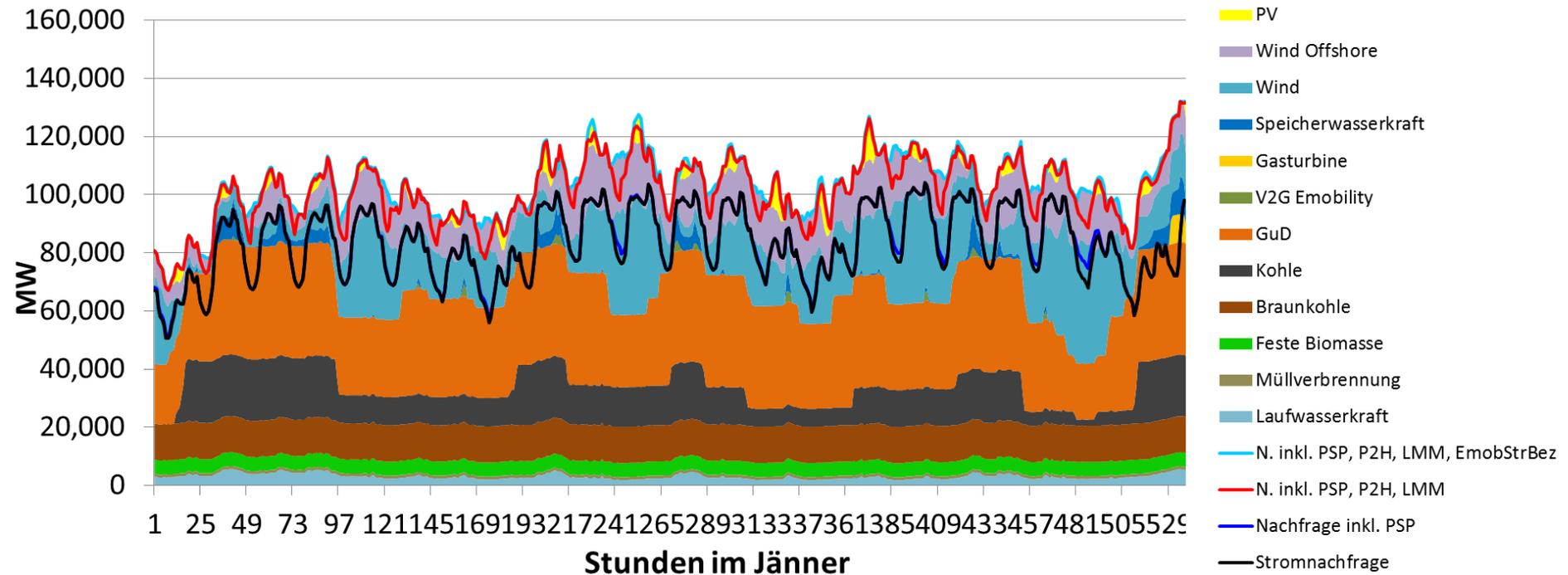
Annahme: V2G kann eingesetzt werden bei BEV bis 250 Vollzyklen pro Jahr erreicht sind. ($250 = 3000 / 12$)

Ergebnisse 2030 Läufe DE+AT

Gesteuertes Laden im Sommer



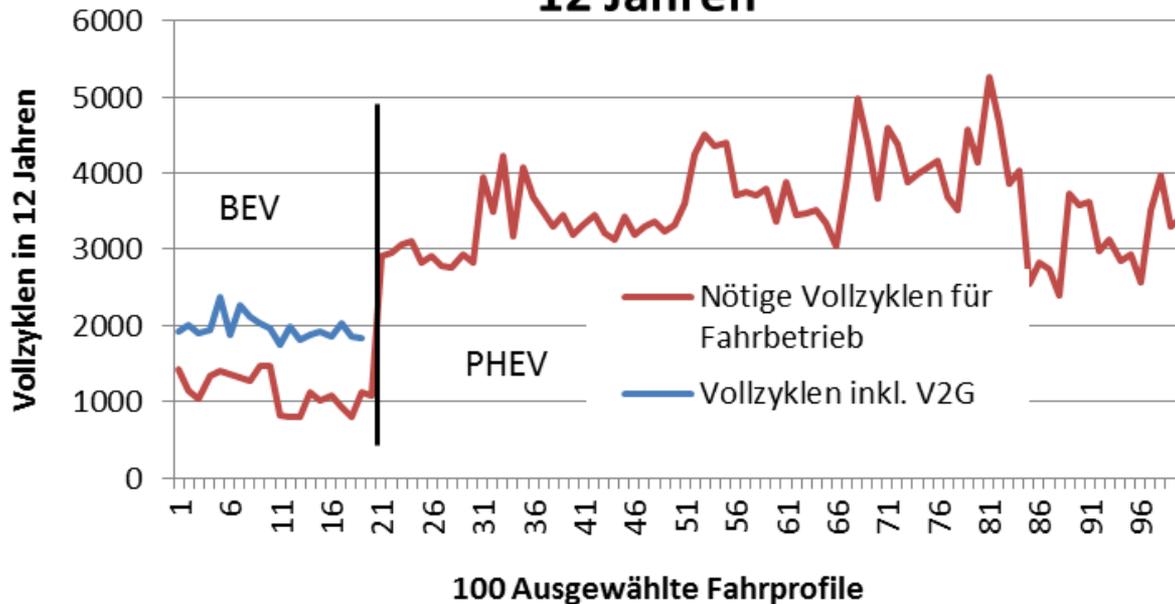
Gesteuertes Laden im Winter



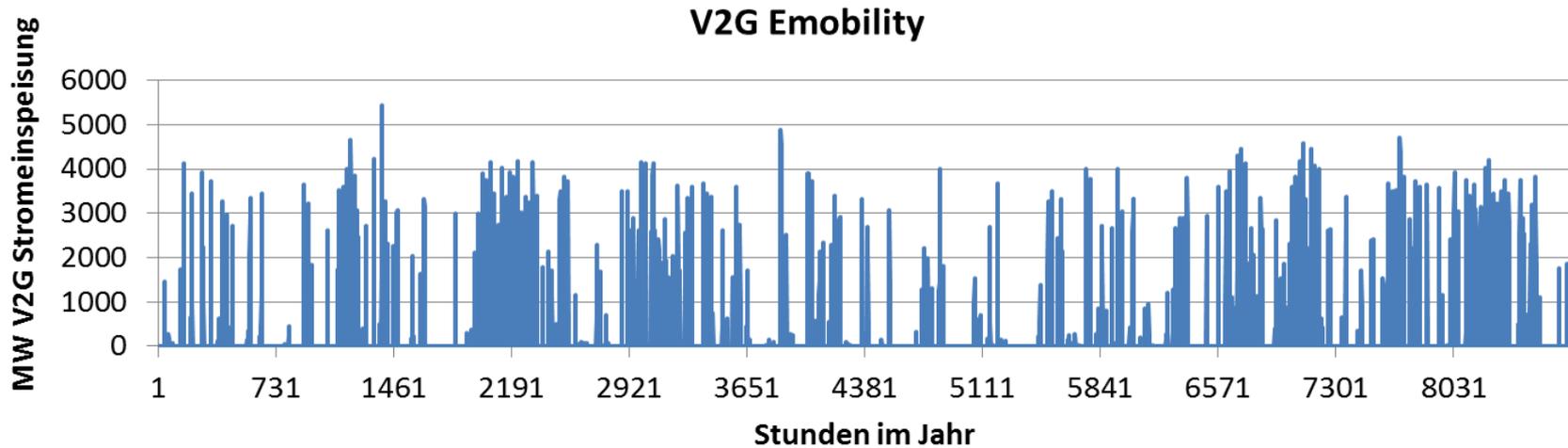
Auswirkungen des Emob+ 2030 Szenarios auf DE+AT

- Emobilitätsstrombedarf 17.3 TWh
- V2G Stromabgabe 1.6TWh. Ladezyklen-Limit wird nicht erreicht bei BEV.

Batterie Vollzyklen durch Fahrbetrieb in 12 Jahren



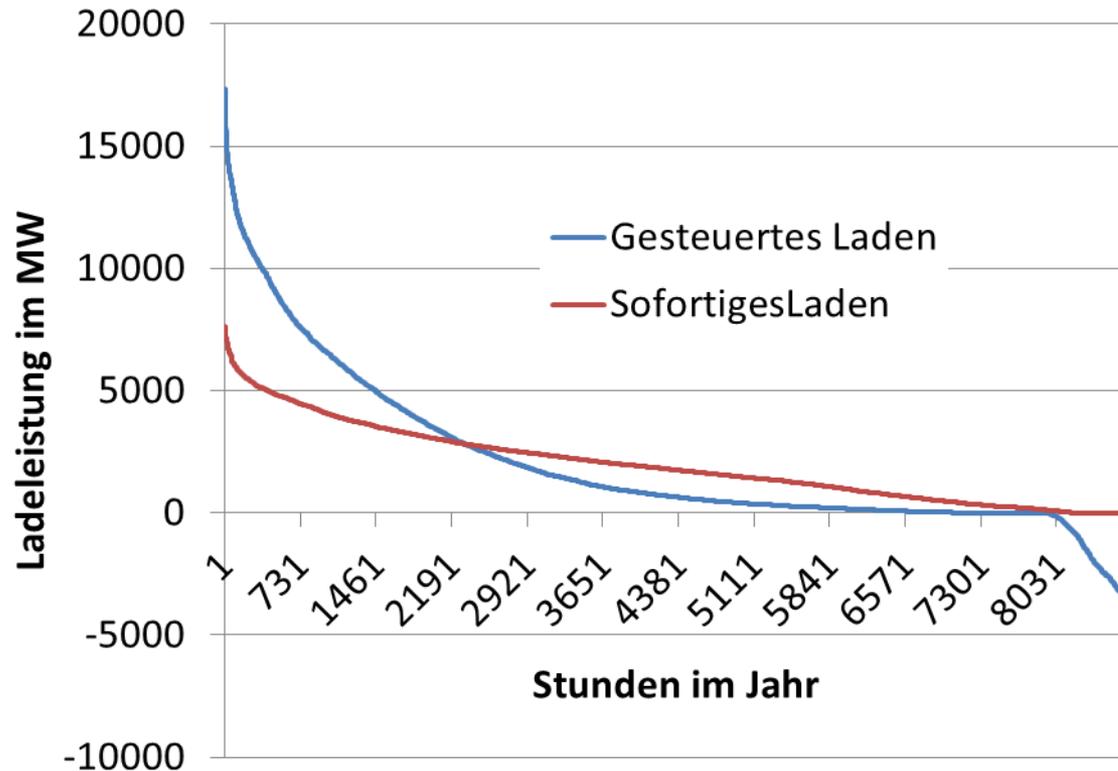
V2G Einspeisung über das Jahr



Auswirkungen des Emob+ 2030 Szenarios auf DE+AT

- Verlagerte Strommenge im Vergleich zum sofortigem Laden 12.6TWh
- Stromaufnahme der Pumpspeicher:
 - 8.3 TWh bei sofortigem Laden
 - 4.5 TWh bei gesteuertem Laden
- Kostenersparnis durch gesteuertes Laden 220 Mio€/Jahr oder 34€ pro Elektroauto und Jahr.
- Für die 100 verschiedenen Fahrprofile variiert die Kostenersparnis durch gesteuertes Laden zwischen 65€ und 13€ pro Elektroauto und Jahr.
- Kostenersparnis durch V2G 11 Mio€ /Jahr oder 9€ pro BEV und Jahr.
- Für die 20 BEV Fahrprofile variiert die Kostenersparnis zwischen 13€ und 6€ pro BEV und Jahr

- Maximaler Ladestrom bei gesteuertem Laden 17.4 GW
- Maximaler Ladestrom bei sofortigem Laden 7.6GW
- Maximale V2G Stromeinspeisung: 5.4GW



Schlussfolgerungen

- Im Emob+ Szenario 2030 beträgt der Elektroauto Anteil 13%
- Gesteuertes Laden führt zu einer gleichmäßigeren Fahrweise der thermischen Kraftwerke und reduziert den Pumpspeichereinsatz.
- Die Kostenersparnis 2030 für DE+AT durch gesteuertes Laden betragen 220 Mio€/Jahr oder 34€ pro Elektroauto und Jahr.
- Kostenersparnis durch V2G 11 Mio€ /Jahr oder 9€ pro BEV und Jahr.

- Die Kostenersparnisse pro Auto sind kaum eine ausreichende Motivation für den einzelnen Nutzer vom sofortigen Laden abzusehen.
- Bei einem höheren Elektromobilitätsanteil steigt die Notwendigkeit gesteuertes Laden zu nutzen.