DEFINE
Development of an Evaluation Framework for the Introduction of Electromobility

SEVENTH FRAMEWORK PROGRAMME

Electromobility+

TU WIEN

Energy Economics Group

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

DEFINE Präsentation 12.11.2014

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 Verkehrssystem und Services plus durchgeführt.

INHALT

1. Übersicht über die Szenario Annahmen
2. Simulationsergebnisse Elektromobilität 2030
3. Simulationsergebnisse Elektromobilität 2050

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)

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

Unterschiedliches Nutzer- und Ladeverhalten simuliert

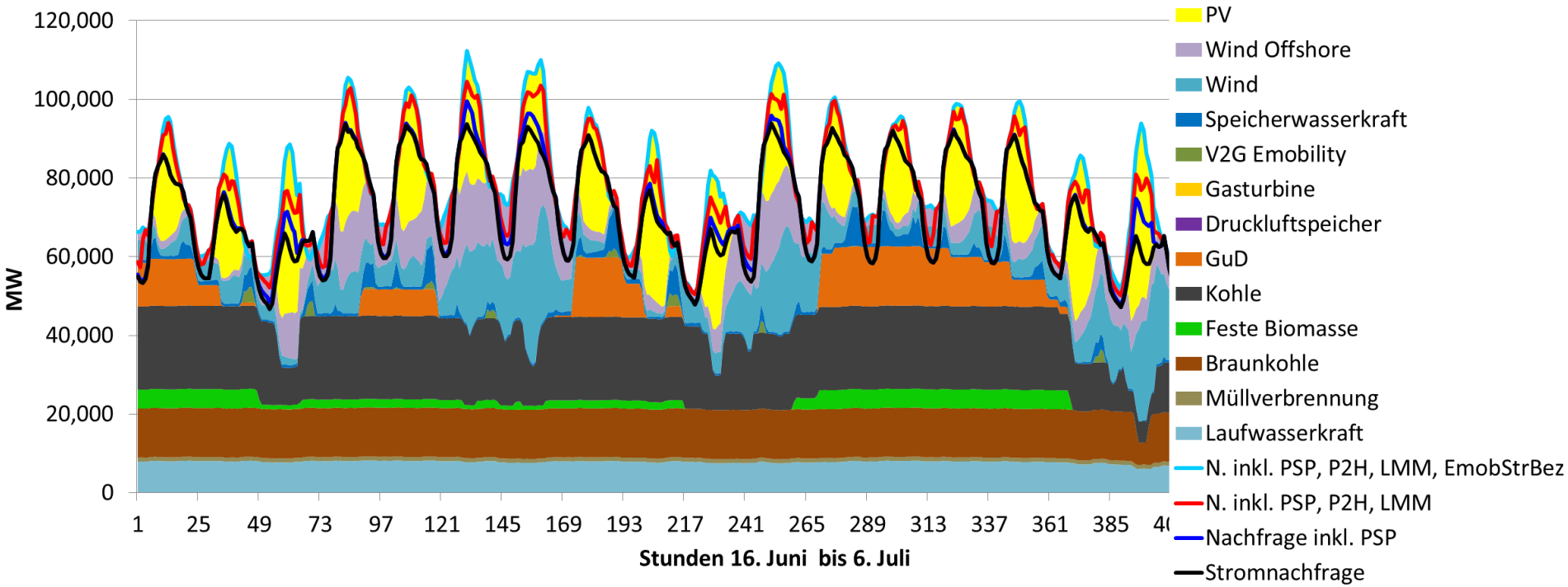
- **Sofortiges** schnellstmögliches Laden nach dem Anstecken an Ladesäule
- Strommarktgesteuertes Laden = Laden wenn der Strom billig ist:
  - Anstecken an einer Ladestation wann immer möglich (**häufiges** Anstecken)
  - **Vehicle to Grid(V2G)**: Nutzung der Fahrzeugbatterie um Strom für das Netz zwischenzuspeichern

    In der Begleitforschung der TU Wien zu „ElectroDrive Salzburg“ [5] zeigte sich jedoch, dass erst bei einer Stehdauer von über 2 Tagen die Hälfte der Fahrzeuge an Ladesäulen angeschlossen war.

  - **Seltenes** Anstecken: Anstecken an einer Ladestation nur dann wenn es nötig ist um viel mit Strom zu fahren

Emob+ 2030 Szenario, gesteuertes Laden mit häufigem Anstecken:

Sommer



Einsparungen durch gesteuertes Laden beim Emob+ 2030 Szenario

- Bei gesteuertem Laden mit **häufigem** Anstecken beträgt die Stromkostenersparnis im Durchschnitt 28€ pro Elektroauto und Jahr im vergleich zum sofortigen Schnellstmöglichen Laden.
- Bei gesteuertem Laden mit **seltenem** Anstecken beträgt die Stromkostenersparnis im Durchschnitt 23€ pro Elektroauto und Jahr im vergleich zum sofortigen Schnellstmöglichen Laden.
- Die **V2G Option** bei BEV führt zu zusätzlichen Stromkosten-ersparnissen von 10€ pro BEV und Jahr. Insgesamt 43€/a bei BEV.

- Verlagerte Strommenge im Vergleich zum sofortigem Laden 12.6TWh
- Stromaufnahme der Pumpspeicher:
  - 8.3 TWh bei sofortigem Laden
  - 4.5 TWh bei gesteuertem Laden

PkW-CO2 Emissionen im Emob+2030 Szenario

- Die CO2 Emissionen hängen davon ab, ob für den Strombedarf der Elektromobilität eine zusätzliche erneuerbare Stromerzeugung gebaut wird.
- Wenn Stromnachfrage für 6.4 Millionen E-PKW im Emob+2030 Szenario durch den im Szenario existierenden Kraftwerkspark erzeugt wird, dann betragen die Emissionen 560gCO2/kWh. Das entsteht durch einem Mix der zusätzlichen Erzeugung von 45%GasKW, 45%SteinkohleKW, 4% Braunkohle, 6% Biomasse. Trotz der 88 GW Wind und 64 GW an PV in diesem Szenario!

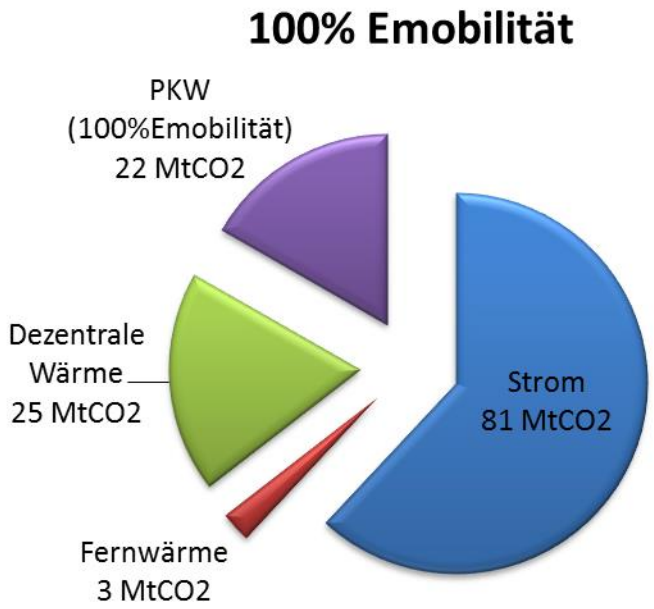
Verteilnetzsimulation Emob+2030

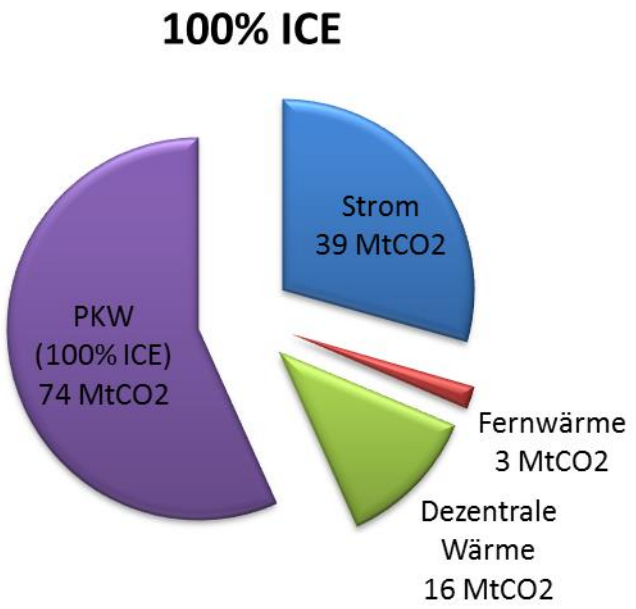
- Mittels Lastflussberechnungen wurden die Auswirkungen von ungesteuertem Laden sowie marktorientiertem gesteuerten Laden anhand eines repräsentativen Niederspannungsnetzes untersucht.
- Die Ergebnisse zeigen, dass unter den gewählten Rahmenbedingungen weder Netzkomponenten überlastet, noch Spannungsgrenzen verletzt werden.

Szenario - 100% Eletromobilität 2050 – AT+DE

- Annahme: -80% Reduktion der CO2 Emissionen von: Stromerzeugung, Raumwärme- und Warmwassererzeugung und im PKW-Sektor auf 131Mt CO2 für AT+DE

100% Elektromobilität vs 100% ICE bei gleichem CO2 Limit: -80% für Strom, Wärme, PKW

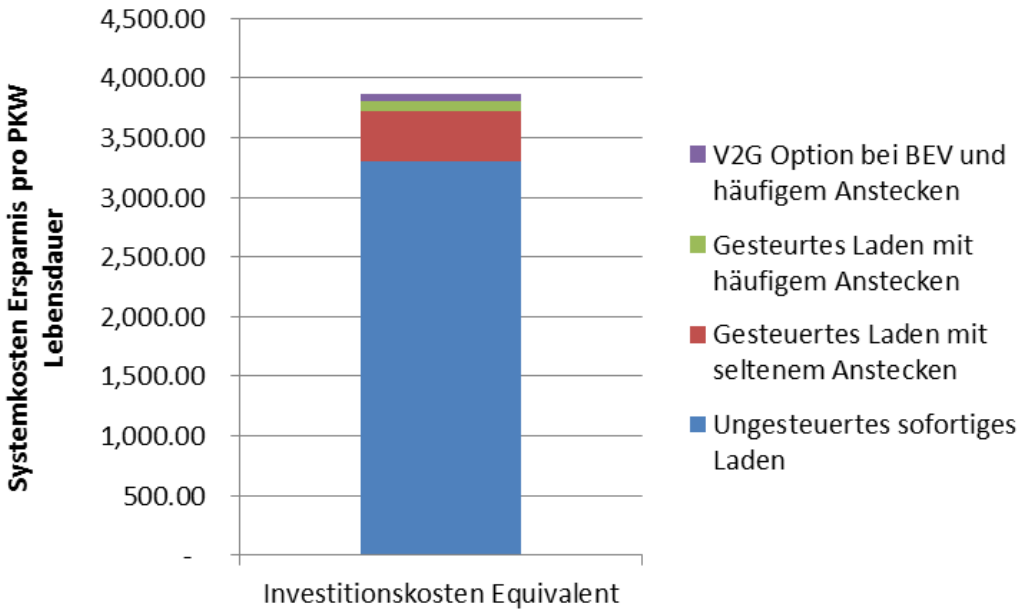




-90% Emissionen(=65MtCO2) mit 100% ICE nicht machbar

Bei 100% ICE :
+20GW Wind Offshore
+30GW PV

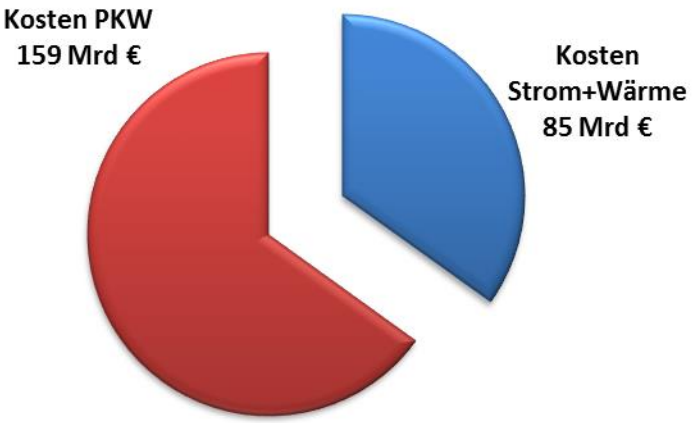
Einsparungen durch Elektromobilität bei -80% Ziel



Unter den Szenarioannahmen dürfen

- Elektroautos ca. 4000€ mehr kosten als ICE-PKW damit sie im -80% Szenario kosteneffizient zum CO2 Ziel beitragen.
- -90% Szenario ohne Elektroautos nicht möglich

Kosten Strom +Wärme und PKW



- Der PKW Sektor (100% ICE) kostet das ca. 2fache der Strom- und Wärmeerzeugung

	ICE small	ICE medium	ICE large	Mittlere Kosten
Kosten	12562	21855	51244	31338
ICE Anteile	28%	32%	41%	

Einsparungen durch gesteuertes Laden beim -80% Emissionen im Jahr 2050 Lauf mit 100% Emobility

- Bei gesteuertem Laden mit **häufigem** Anstecken beträgt die Stromkostenersparnis im Durchschnitt 60€ pro Elektroauto und Jahr im vergleich zum sofortigen Schnellstmöglichen Laden.
- Bei gesteuertem Laden mit **seltenem** Anstecken beträgt die Stromkostenersparnis im Durchschnitt 51€ pro Elektroauto und Jahr im vergleich zum sofortigen Schnellstmöglichen Laden.
- Die **V2G Option** bei BEV führt zu zusätzlichen Stromkosten-ersparnissen von 4.5€ pro BEV und Jahr. Insgesamt 70€/a bei BEV.

- Verlagerte Strommenge durch gesteuertes Laden 58 TWh.
- Verlagerte Strommenge durch Pumpspeicher 13 TWh.
- Wasserkraft Regelarbeitsvermögen AT+DE 60TWh.
- Stromnachfrage 970 TWh DE+AT 2050

Schlussfolgerungen

- Gesteuertes Laden führt zu einer gleichmäßigeren Fahrweise der thermischen Kraftwerke und reduziert den Pumpspeichereinsatz.
- Die Kostenersparnis durch strommarktgesteuertes Laden bei seltenem Anstecken an Ladesäule beträgt:
  - 2030 (13% Emobility): 23€ pro Elektroauto und Jahr
  - 2050 (100% Emobility): 51€ pro Elektroauto und Jahr
- V2G zeigt nur eine geringe zusätzliche Stromkostenersparnis von 10€(2030)/4.5€(2050) pro BEV und Jahr.
- Die Verteilnetzsimulationen für Emob+2030 Szenario zeigen, dass unter den gewählten Rahmenbedingungen weder Netzkomponenten überlastet, noch Spannungsgrenzen verletzt werden. 2050 Szenario folgt im Endbericht.

ENDE

Ergänzungsfolien

Annahmen (Verbrauch ICE und Elektroautos)

Annahmen

- Benzin Preis 77€/Liter (ohne Steuern und Abgaben)
- Brennstoffpreise und Erneuerbaren Preise

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%

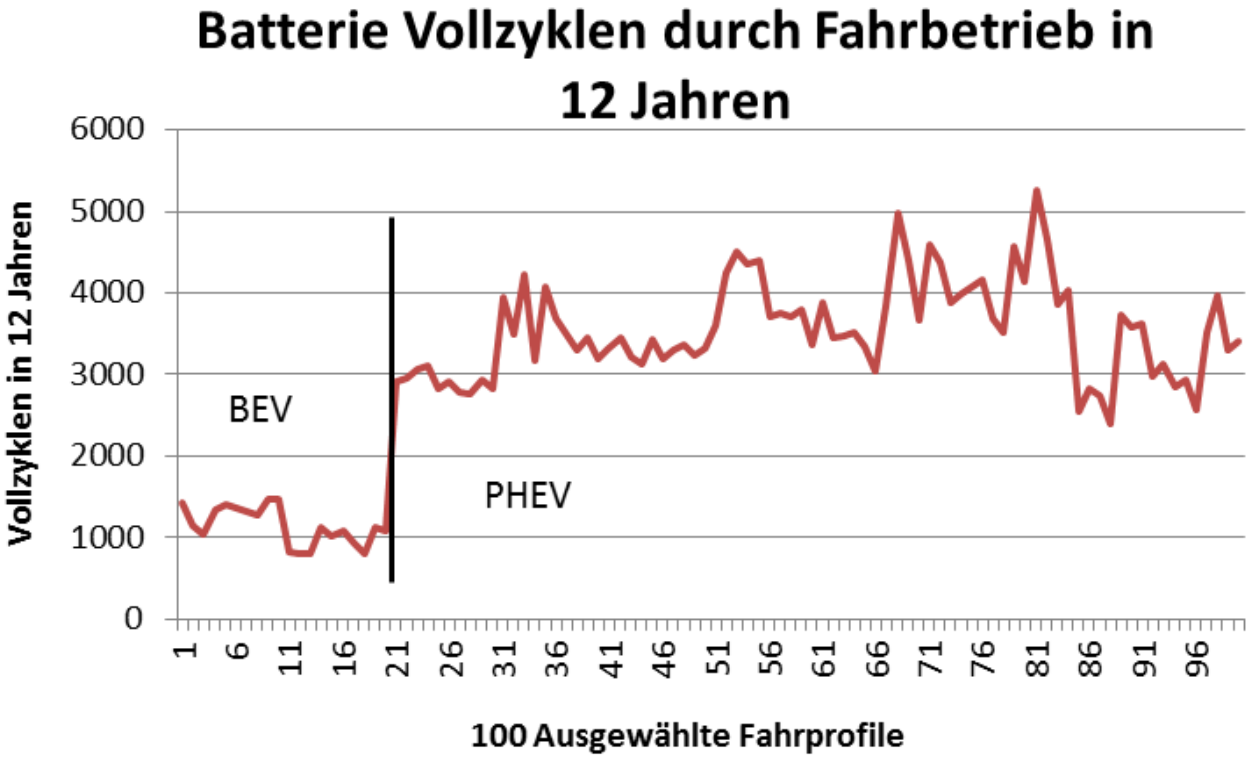
V2G Annahmen

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:

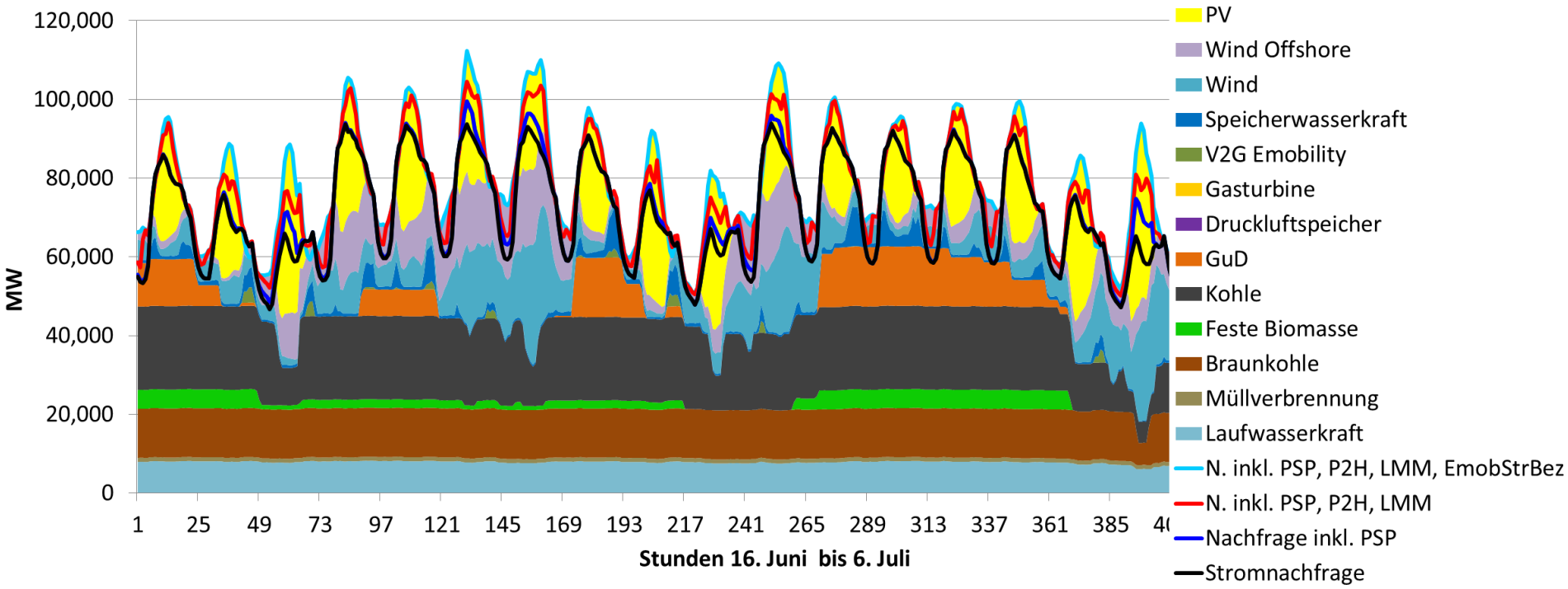
V2G ist möglich wenn die 3000-5000 Vollzyklen nicht ausgeschöpft werden in den 12 Jahren.



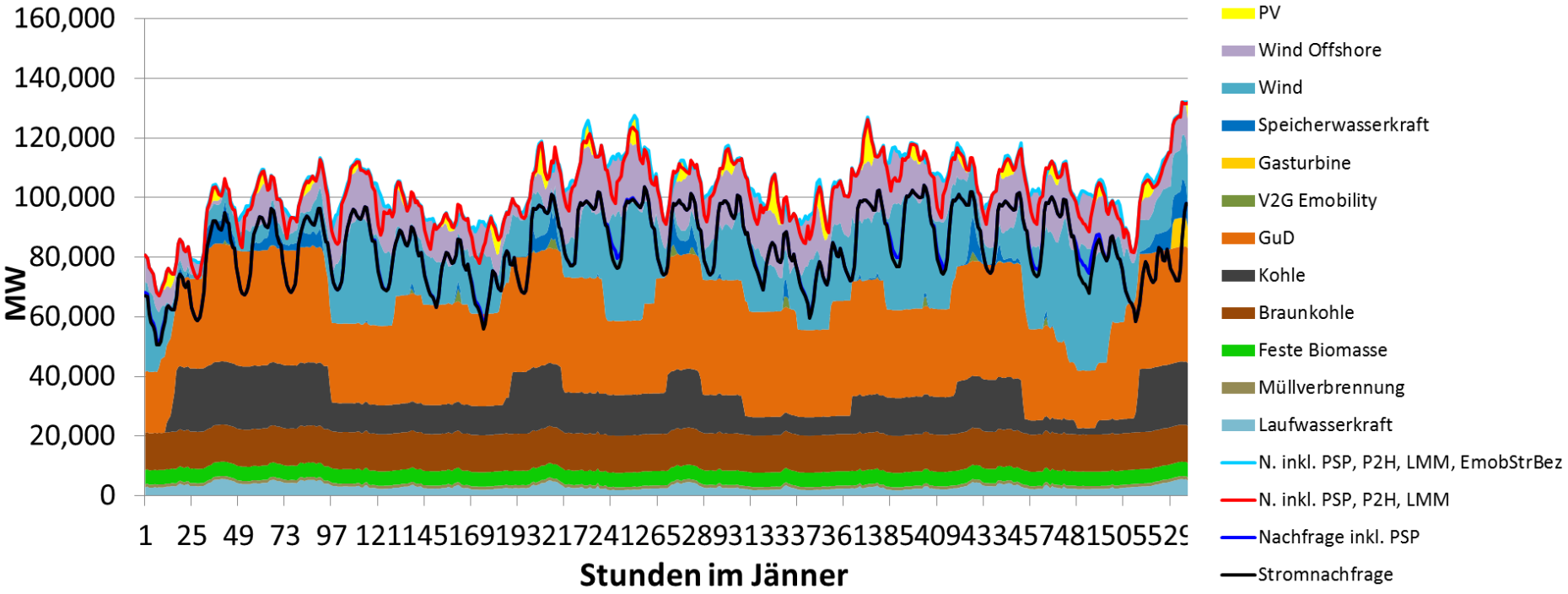
→ Die simulierten Fahrprofile erlauben nur bei BEV einen V2G Betrieb.
Annahme: V2G kann eingesetzt werden bei BEV bis 250 Vollzyklen pro Jahr erreicht sind. (250=3000/12)

Ergebnisse 2030 Läufe DE+AT

Gesteuertes Laden im Sommer

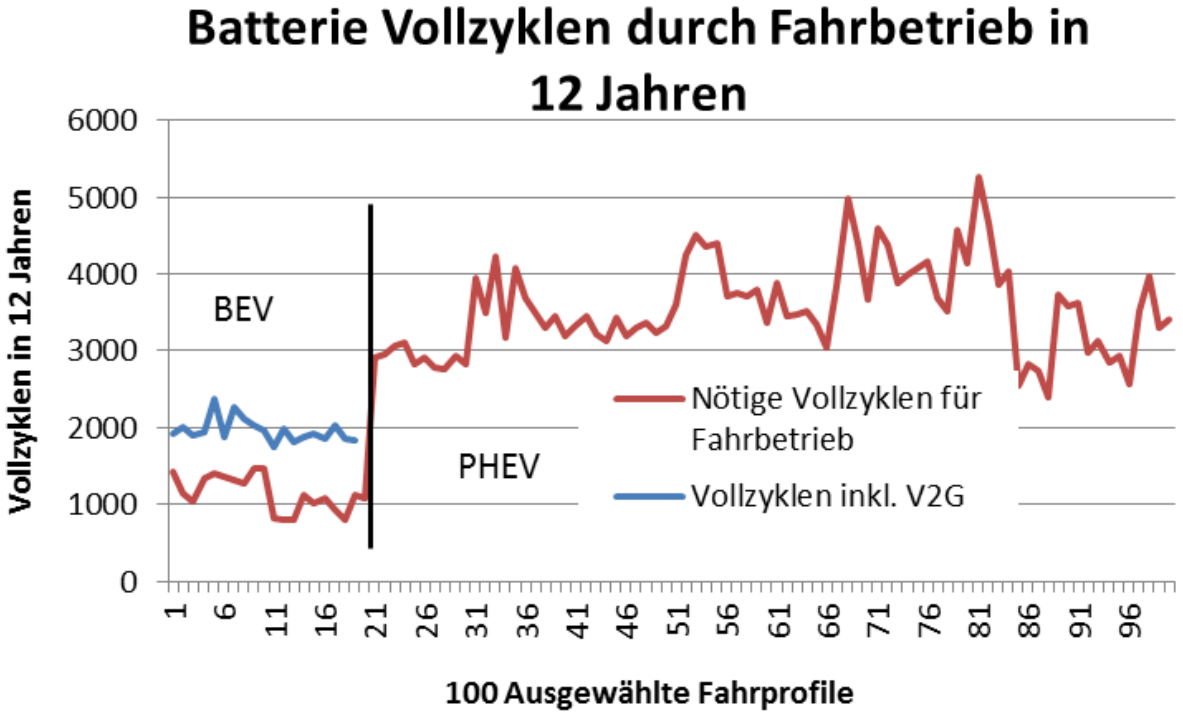


Gesteuertes Laden im Winter

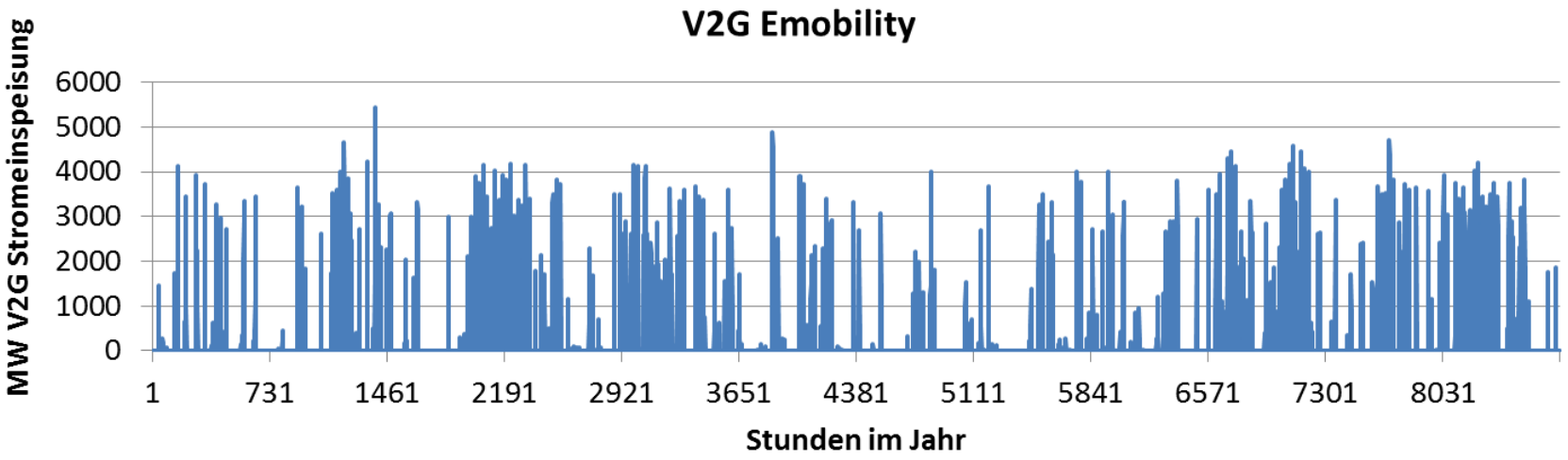


Auswirkungen des Emob+ 2030 Szenarios auf DE+AT

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



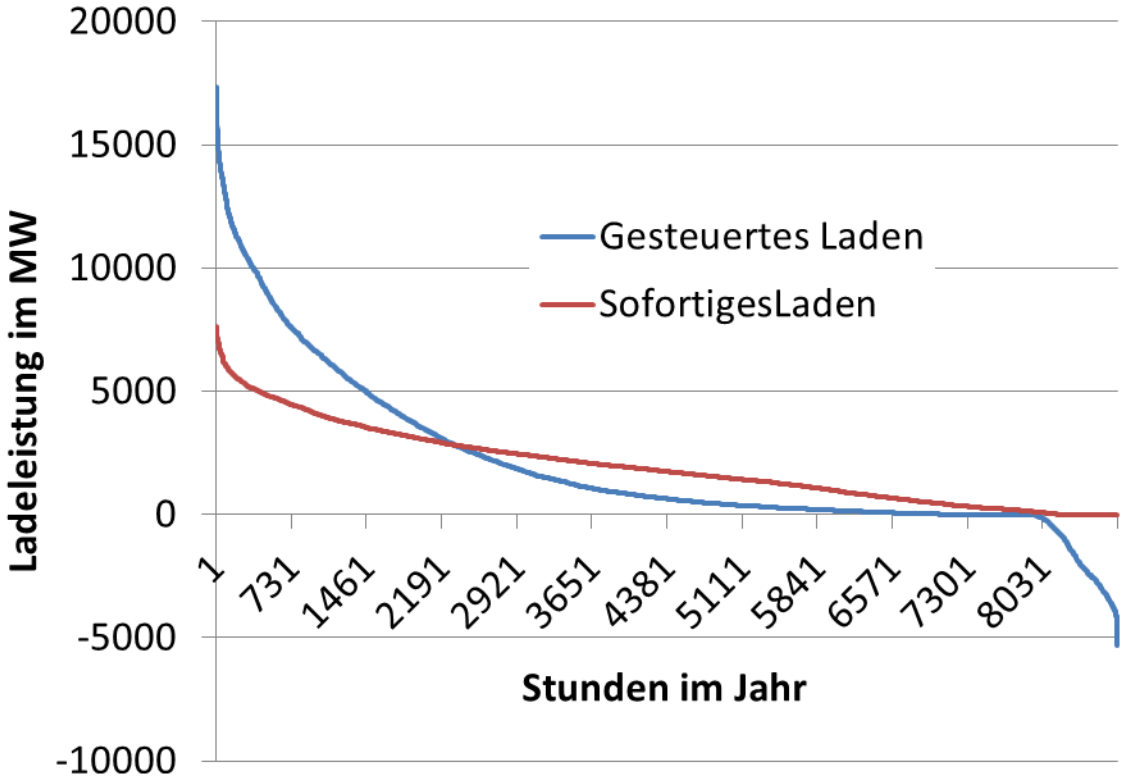
V2G Einspeisung über das Jahr



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