

Kernenergie vs. Erneuerbare:

Energiewende in Frankreich

Strommarktgruppentreffen – Universität Leipzig – 02.06.2014

Mario Götz

Vattenfall Europe Professur für Energiemanagement und Nachhaltigkeit
Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement - IIRM
Universität Leipzig

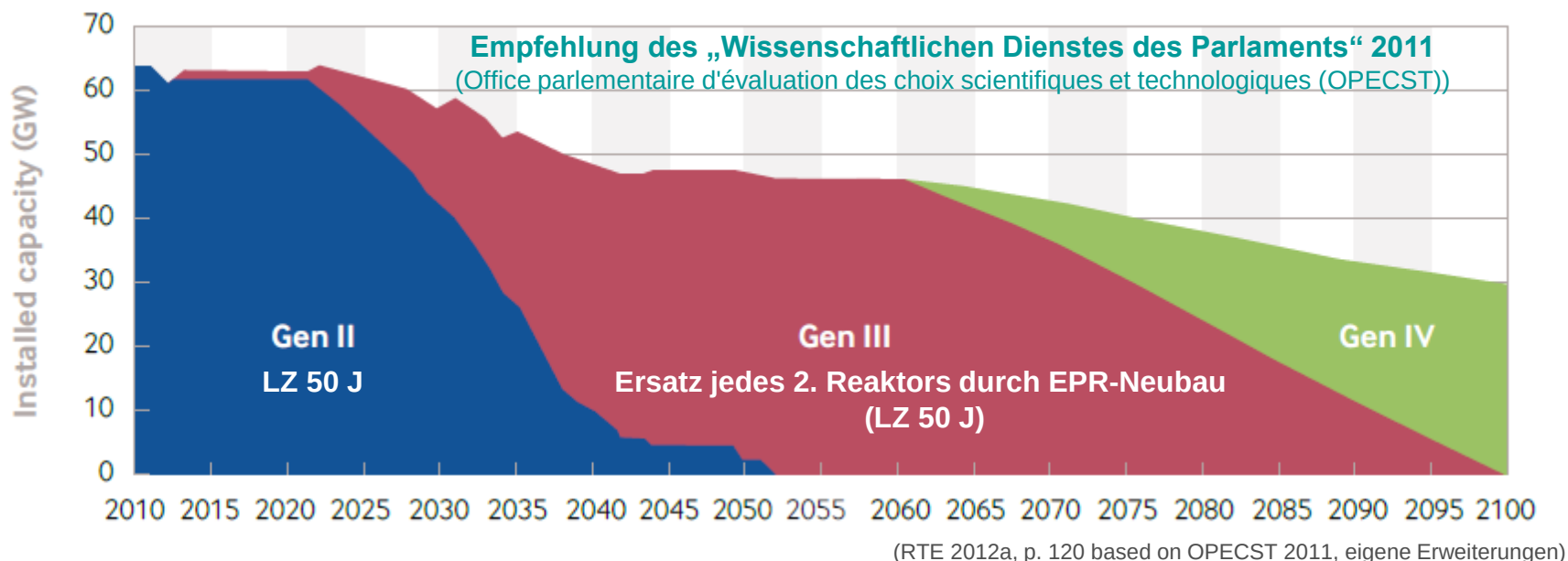


Agenda

- **Motivation**
- **Forschungsfragen**
- **Methodik**
- **Modellannahmen**
- **Ergebnisse**
- **Fazit**

Motivation

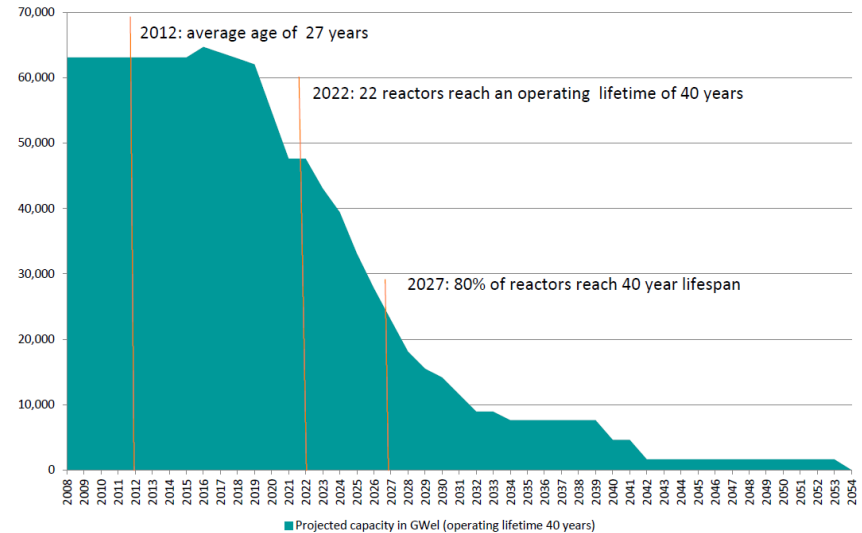
- ▶ Marktanteil der **Kernenergie** in Frankreich: 75 % (Strommenge 2012)
- ▶ Marktanteil des größten Erzeugers **EDF**: 86 % (Strommenge 2012)
- ▶ **Staatlicher** Aktienbesitz an EDF: 85 %
- ▶ **Durchschnittsalter** der KKW: 28 Jahre



Anzeichen für eine französische Energiewende?

Technologisch:

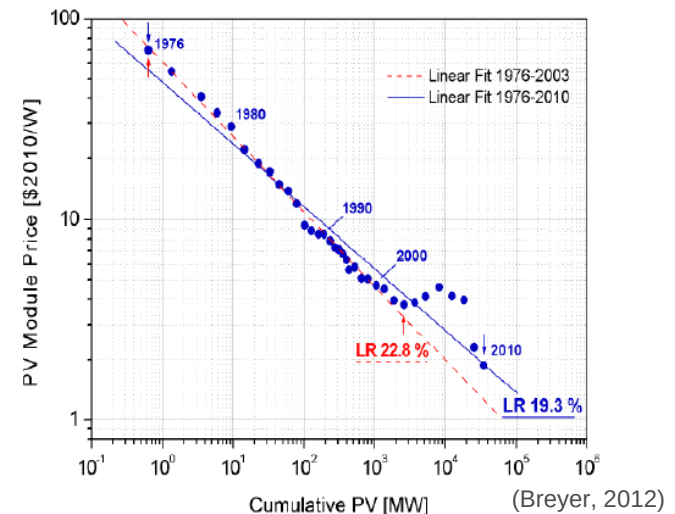
- Alternder nuklearer Kraftwerkspark



(Seidel, 2014)

Ökonomisch:

- signifikant gestiegene Kosten neuer KKW (European Pressurized Water Reactor – EPR)
- Teurer Retrofit für bestehende KKW
- Radikale Kostensenkung bei Wind und PV in den letzten Jahren

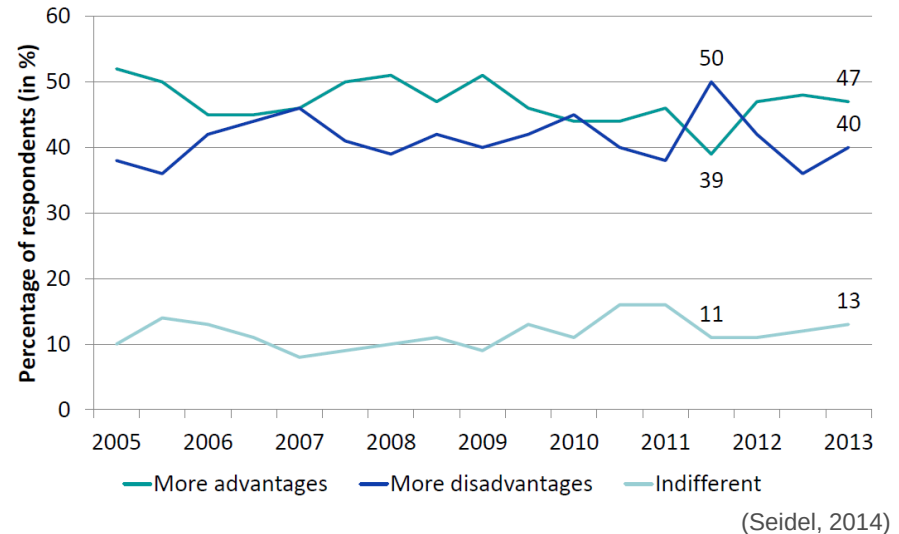


(Breyer, 2012)

Anzeichen für eine französische Energiewende?

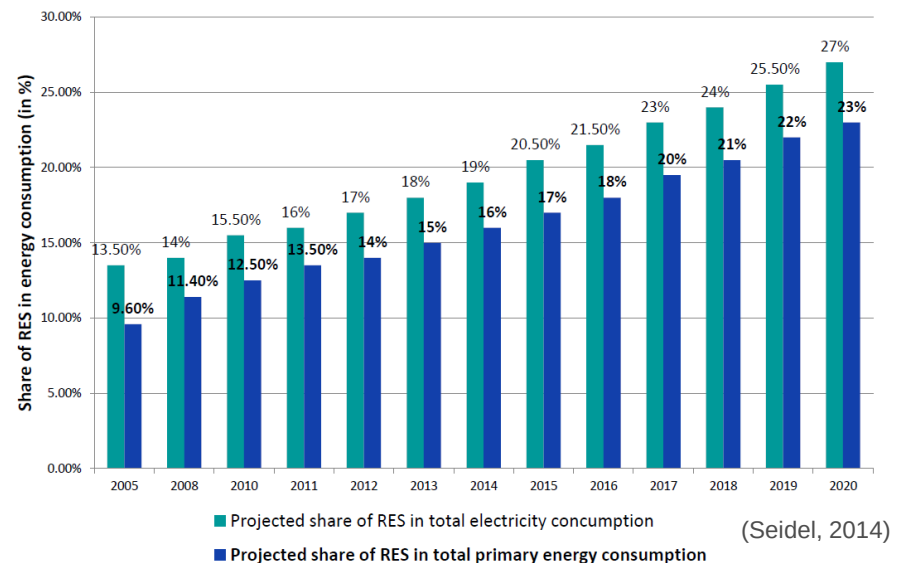
Sozial:

- Leichte Veränderungen in der öffentlichen Meinung zur Kernenergie nach Fukushima



Politisch:

- Ankündigung von F. Hollande: 50 % KE-Anteil bis 2025
- Verpflichtungen durch EE-Ziele der EU (20/20/20)
- Laufende nationale Debatte über Energiewende



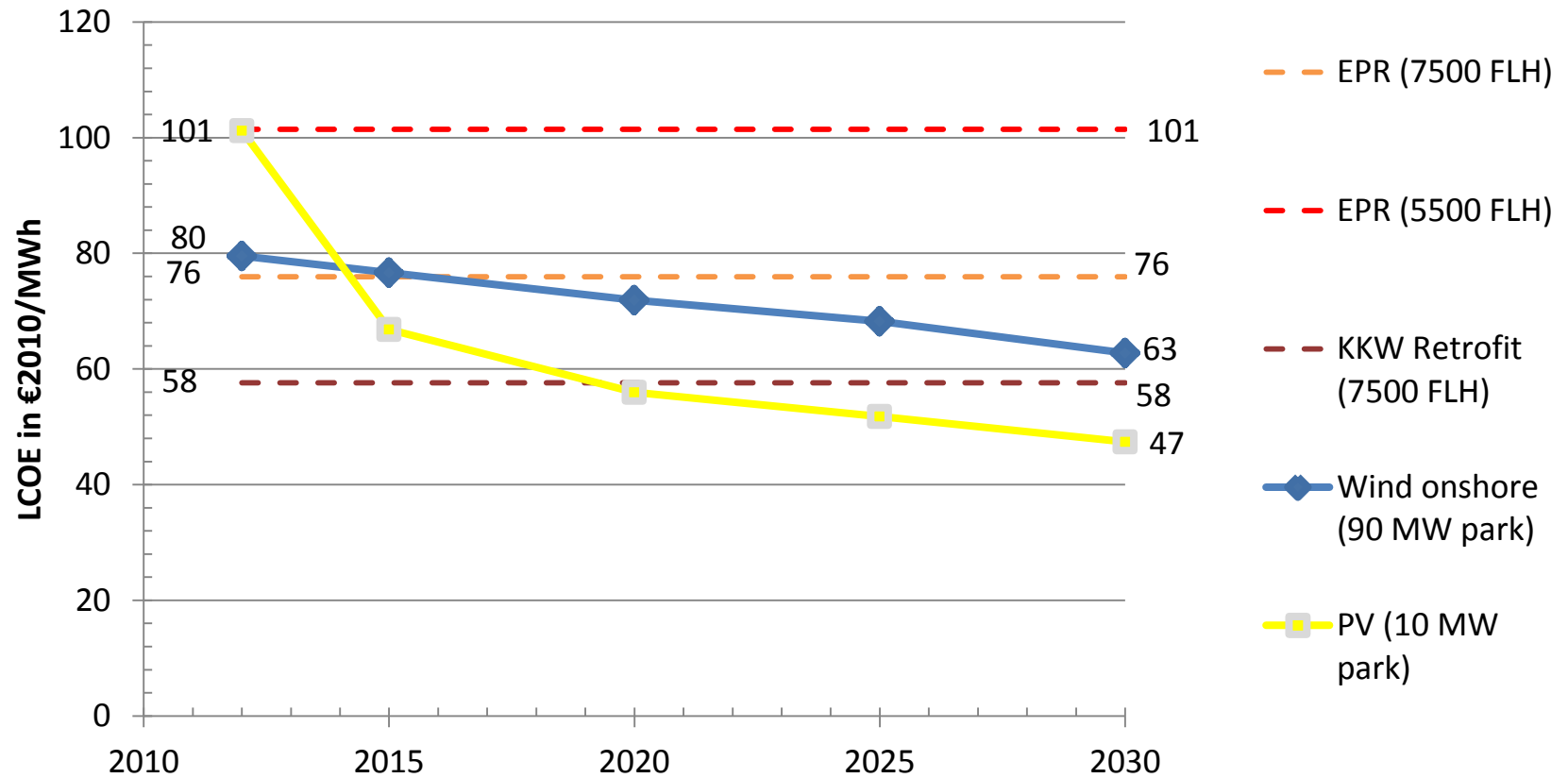
Forschungsfragen

- ▶ Wie hoch sind die Kosten der Kernenergie und ausgewählter Erneuerbarer Energien?
- ▶ Was sind potenzielle Erzeugungsszenarien für Frankreich?
- ▶ Wie wirkt sich eine Laufzeitverlängerung um 20 auf 60 Jahre für französische KKW auf den Strommarkt und die CO₂-Emissionen aus?
- ▶ Welche Implikationen ergeben sich für die französische Energiepolitik?

Methodik

- ▶ **Kosten der Kernenergie und ausgewählter EE:**
 - LCOE-Ansatz/externe Kosten
 - Literatur- und Datenanalyse
- ▶ **Überblick über potenzielle Erzeugungsszenarien:**
 - Literatur- und Datenanalyse
- ▶ **Szenarioanalyse:**
 - Zwei Szenarien: 40 Jahre vs. 60 Jahre Laufzeit
 - Modellanalyse mit MICOES-Europe

LCOE



Technologie	WACC	ND [a]	I ₀ [€/kW]	FLH
Wind	7,5%	20	1300 -->1182	2047-->2409
PV	6,0%	25	1600-->600	1414-->1518
EPR	7,5%	50	5312	5500-7500

(Seidel, 2014; Daten nach Schröder et al. 2013.; Konstantin 2009; Kost et al. 2012; Durand 2013; Götz 2010; Cour des Comptes 2012; fuel prices: Cameco 2013 Uranium Spot Price Average 2012)

Externe Kosten: Kernenergie

Art	Summe	Umlage	Faktoren
Unfall- und Haftungskosten	Schadensereignis: 120 Mrd. € (kontr.) 430 Mrd. € (unkontr.) (Pascucci-Cahen & Momal, 2012) Externe Haftungskosten FRA: 1,1-162,4 Mio. €/a (Faure & Fiore 2009) Versicherungsprämie für Dtl. (Summe 6 Bil. €; 100 J): 19,5 Mrd. €/(a * KKW) (Versicherungsforen, 2011)	0,023 €/MWh (kontr.) 0,104 €/MWh (unkontr.) (Europ. Commission, 1995) 3,8 €/MWh (unkontr.) (Rabl & Rabl, 2013) Versicherungsumlage: 139-2.360 €/MWh (100 J) 3.960-67.300 €/MWh (10 J) (Versicherungsforen, 2011)	Berücksichtigung von Risikoaversion: Umlage x 20 (Eeckhoudt et al., 2000)
Rückbau, Entsorgung und Endlagerung	Rückbau FRA: 18,1-62 Mrd. € Endlagerung: 14,4-36 Mrd. € (Cour de Comptes, 2012)	4,1 €/MWh (Rabl & Rabl, 2013)	
Umweltkosten Urangewinnung/-verarbeitung	Keine Schätzungen vorhanden. Bisherige Ausgaben von Areva 300 Mio. € in FRA, Gabon, USA, Canada (AREVA, n.d.)	Stoffemissionen & Radioaktivität (Bau, Betrieb, Rückbau, Entsorgung, Brennstoff) 2,14 €/MWh (Markandya et al., 2010)	

► Umweltkosten Aquasphäre (Kühlung) & Proliferation: keine Kostenschätzungen

Externe Kosten: Wind und PV

Art	Wind - Onshore	Wind - Offshore	PV
Emissionen (Lebenszyklus, stofflich, Gesundheit, Biodiversität)	1 € ₂₀₀₅ /MWh (Markandya et al., 2010) 1,5 € ₂₀₀₅ /MWh (Krewitt & Schlomann, 2006)	0,9 € ₂₀₀₅ /MWh (Markandya et al., 2010) 0,9 € ₂₀₀₅ /MWh (Krewitt & Schlomann, 2006)	8,70-8,90 € ₂₀₀₅ /MWh (Markandya et al., 2010) 10 € ₂₀₀₅ /MWh (Krewitt & Schlomann, 2006)
Keine Schätzungen	• Sichteffekte • Andere Umweltkosten (Vögel) • Lärmemissionen	• Unfälle (internalisiert?) • Maritime Umweltschäden (Lärm, Vögel, Meereslebewesen)	• Blendeffekt

System- und Integrationskosten Frankreich

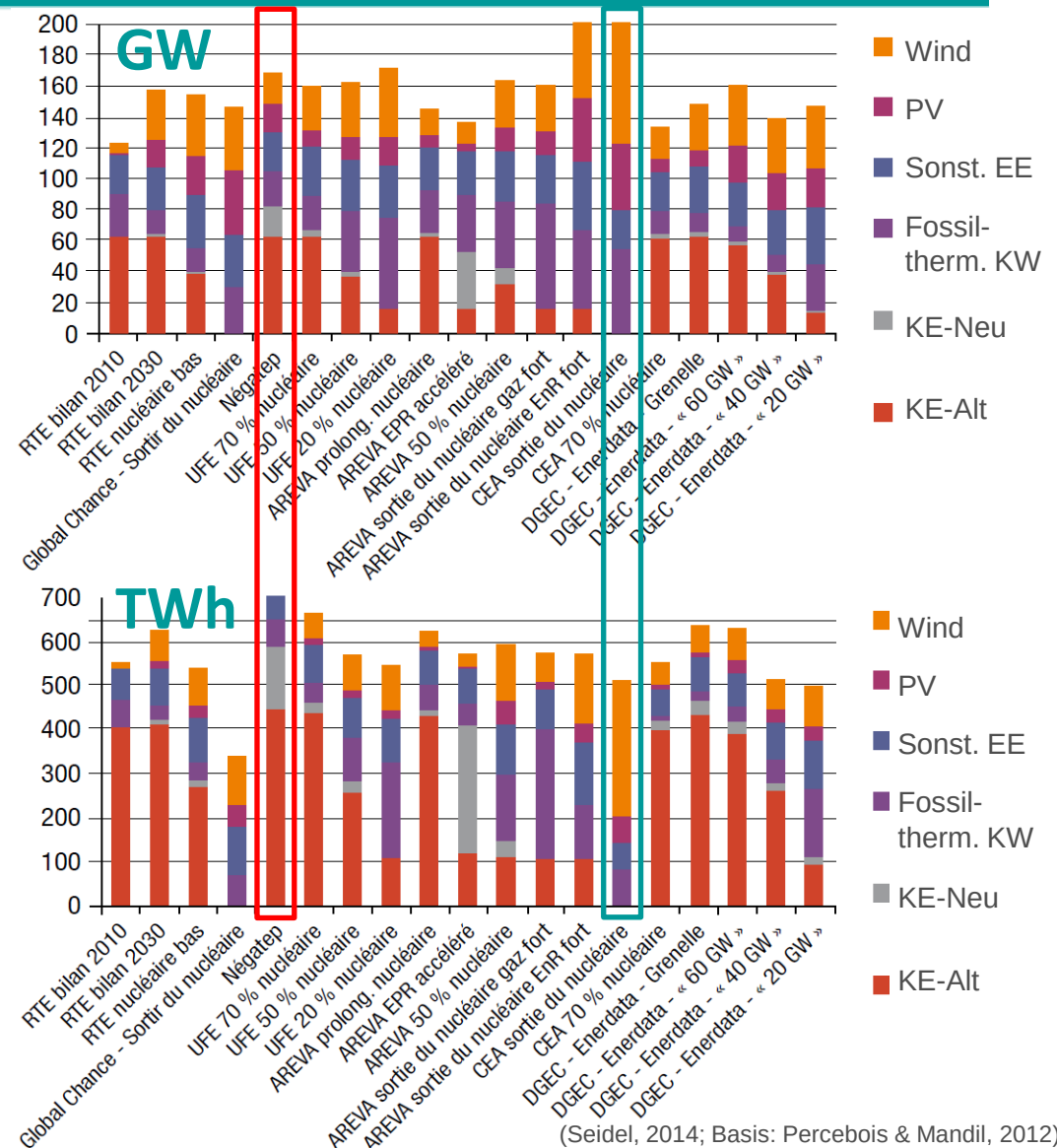
Technology	Nuclear		Hard Coal		Natural Gas		Onshore wind		Offshore wind		Solar	
Penetration level	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Back-up costs (adequacy) [€/MWh]	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	6.33	6.75	6.33	6.75	15.09	15.41
Balancing costs [€/MWh]	0.22	0.21	0.00	0.00	0.00	0.00	1.48	3.90	1.48	3.90	1.48	3.90
Grid connection [€/MWh]	1.38	1.38	0.72	0.72	0.42	0.42	5.39	5.39	14.50	14.50	12.42	12.42
Grid reinforcement and extension [€/MWh]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.72	2.72	1.67	1.67	4.49	4.49
Total grid-level system costs [€/MWh]	1.61	1.59	0.79	0.79	0.42	0.42	15.93	18.75	23.99	26.82	33.48	36.22

(Seidel, 2014; Basis: OECD, 2012)

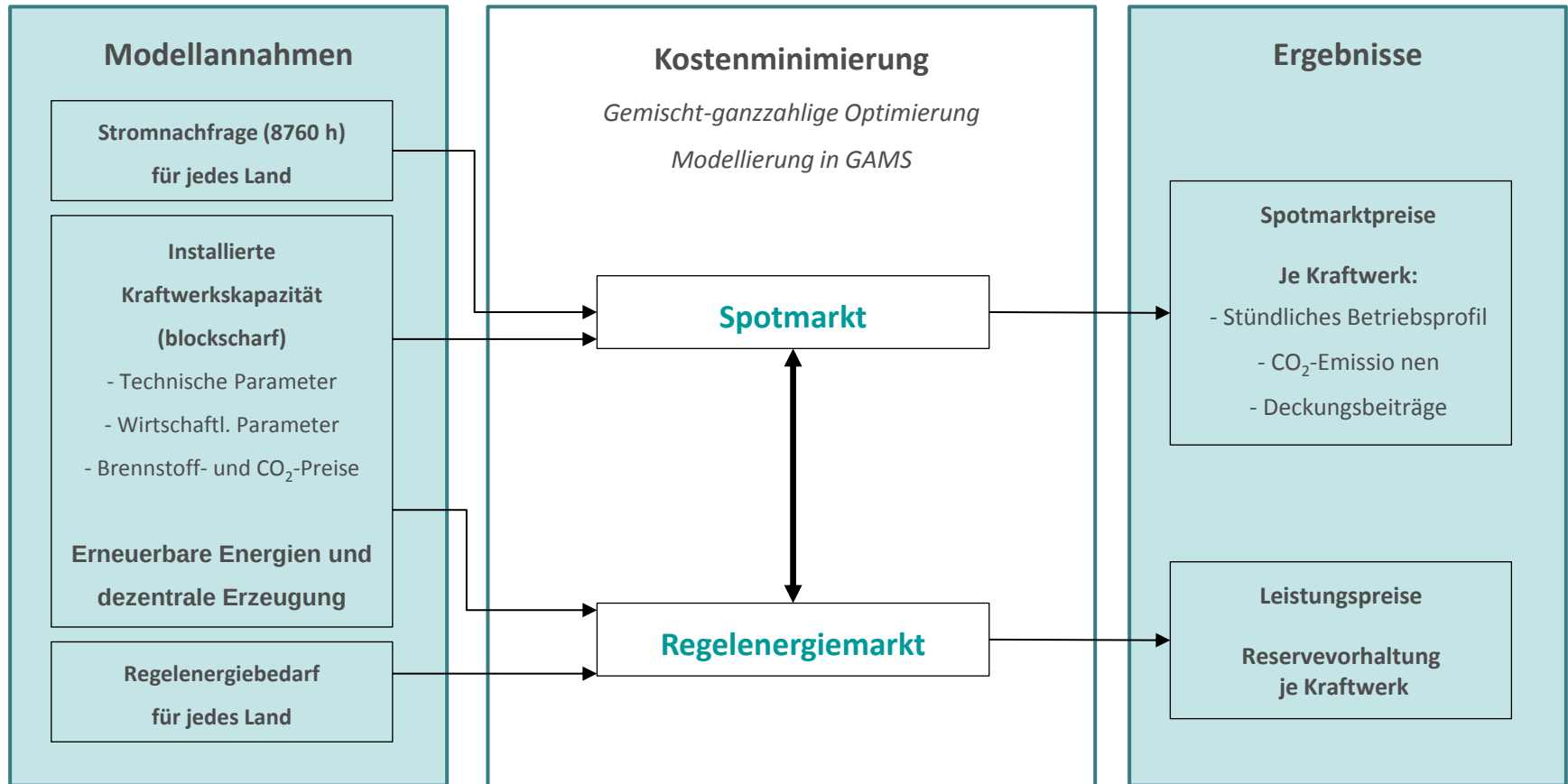
- Lineare Abhängigkeit?
- Konkurrenz-/Überschneidungseffekte?
- Dynamische Betrachtung?

Überblick über potenzielle Erzeugungsszenarien für 2030

- Multiple Szenarien unterschiedlicher Stakeholder
- KE-Anteil: 0-80 %
- EE-Anteil: 7-80 %
- Jede Konstellation denkbar?



Strommarktmodell „MICOES-Europe“



MICOES = Mixed Integer Cost Optimization of Energy Systems

Modellannahmen

► Nachfrageentwicklung

2012	2015	2020	2025	2030
TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
512,0	512,0	512,0	520,6	529,3

► Preise

	Einheit	2015	2020	2025	2030
Uranium	[Euro/MWh_fuel]	3,75	4,00	4,50	5,00
Lignite	[Euro/MWh_fuel]	1,50	1,50	1,50	1,50
Hard coal	[Euro/MWh_fuel]	13,12	15,00	16,50	17,62
Natural Gas	[Euro/MWh_fuel]	28,49	31,87	35,62	38,62
Light fuel oil	[Euro/MWh_fuel]	53,99	60,17	67,48	73,11
Heavy fuel oil	[Euro/MWh_fuel]	28,79	32,09	35,99	38,99
CO2	[Euro/t CO2]	10,00	20,00	29,38	38,03

► Modelljahre: 2015, 2020, 2025, 2030

► Zwei Szenarien:

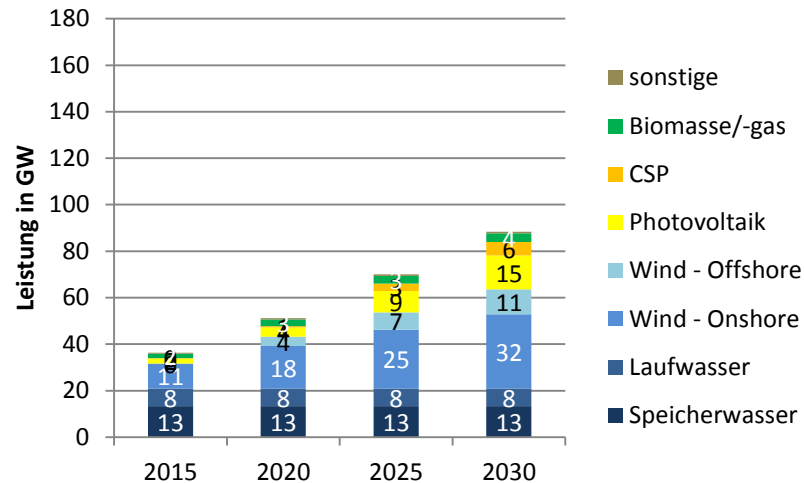
40 Jahre Laufzeit (LT 40) vs. 60 Jahre Laufzeit (LT 60) der franz. KKW,
bis auf Flamanville kein EPR-Neubau

Modellannahmen: Zubaumethodik

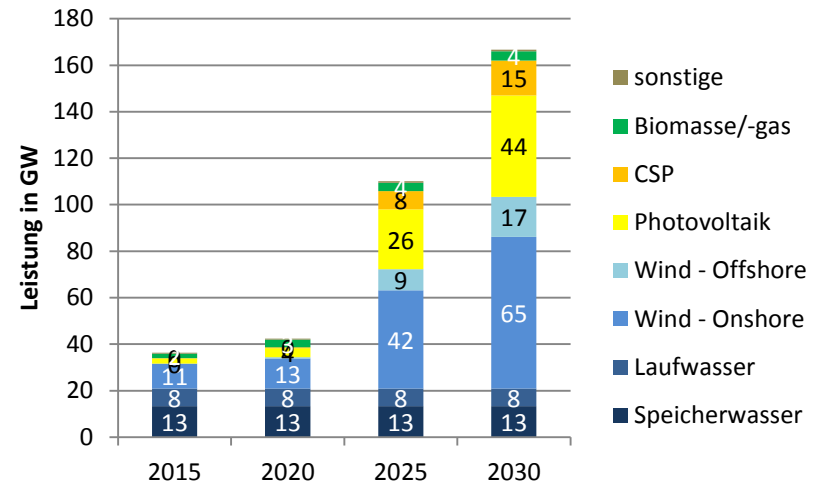
- ▶ LT 60: EE bis 2020: angepasster NREAP; ab 2020: RTE (2012): Referenzszenario
- ▶ LT 40: wegfallende Strommengen aus KKW werden durch EE ersetzt:
 - 20 % mehr Biomasse
 - Reststromlücke: 2/3 Wind, 1/3 Solar
 - Verhältnis onshore/offshore und PV/CSP wie LT 60
- ▶ altersbedingte Stilllegungen
- ▶ Kapazitätslücke mit Gas-KW aufgefüllt
- ▶ Modellierung von Frankreich und seinen Nachbarländern + Niederlande + Österreich + Portugal

Modellannahmen: KW-Park

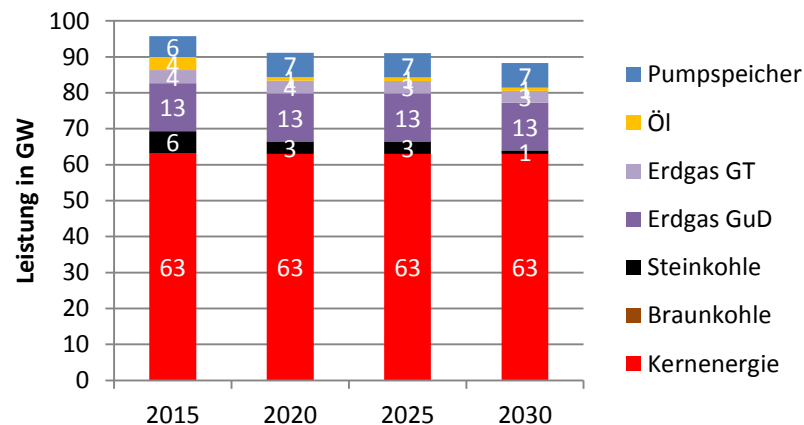
Bestand EE - Szenario LT60



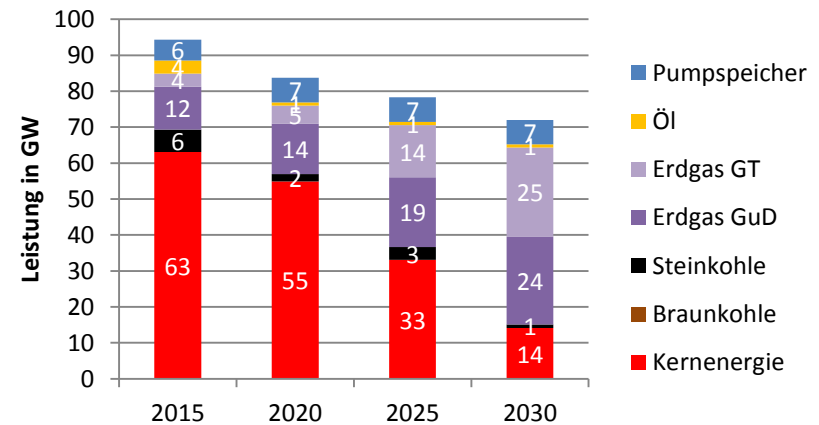
Bestand EE - Szenario LT40



Konventioneller Kraftwerkspark - Szenario LT60

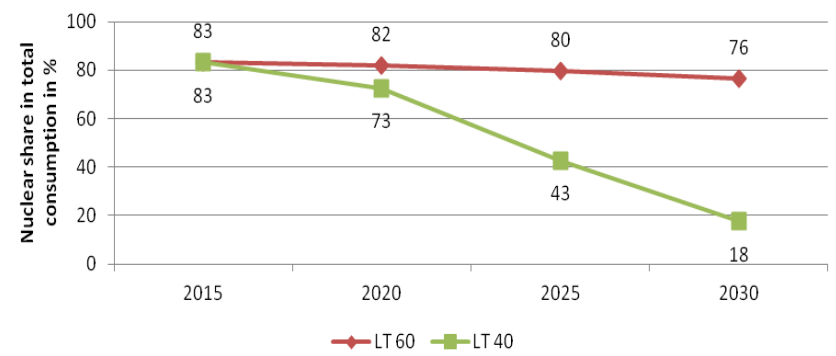
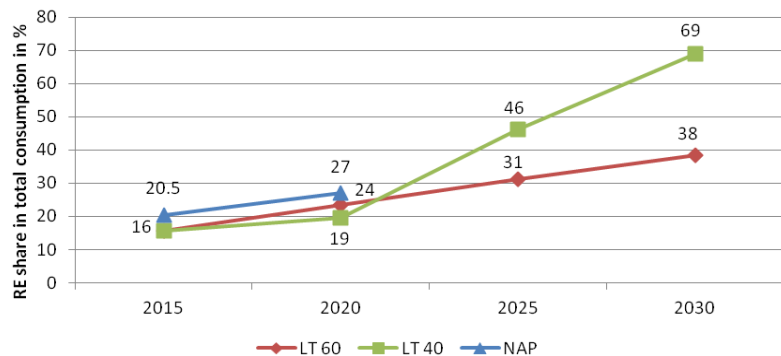
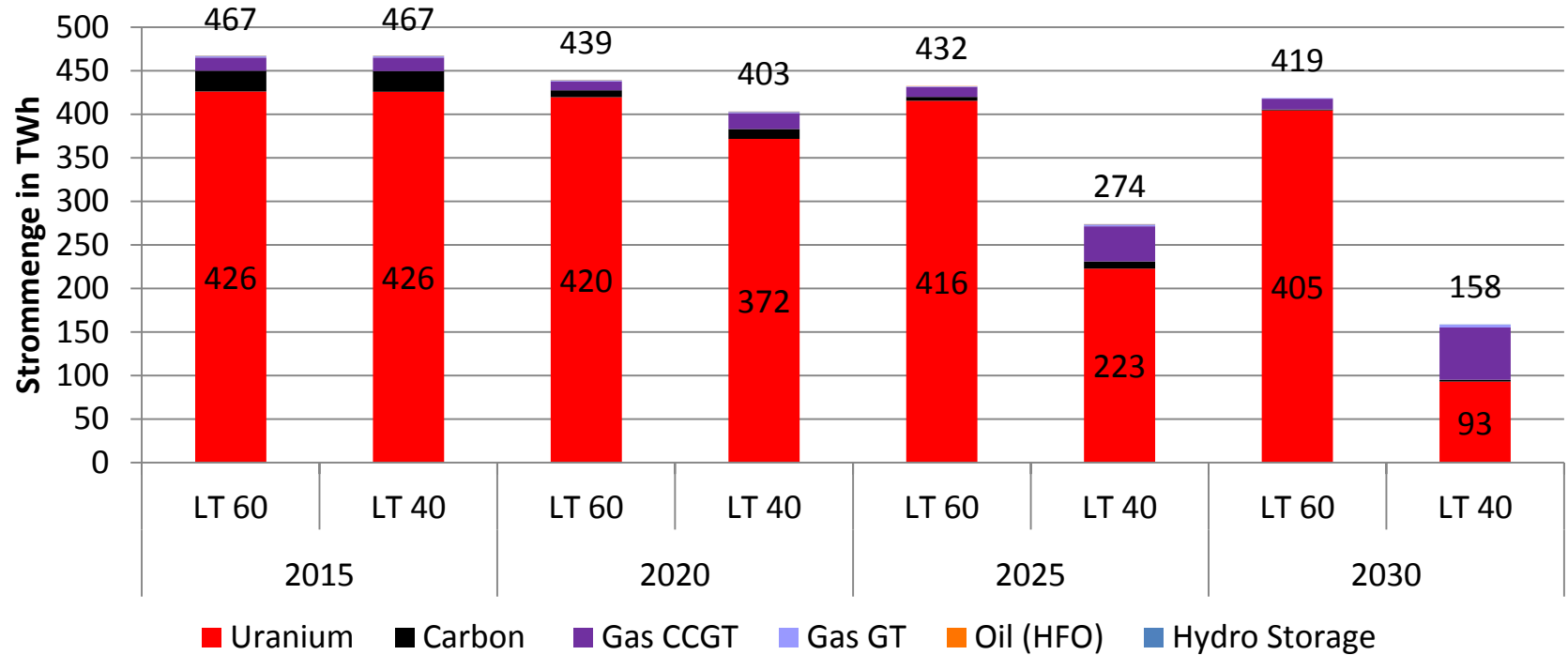


Konventioneller Kraftwerkspark - Szenario LT40

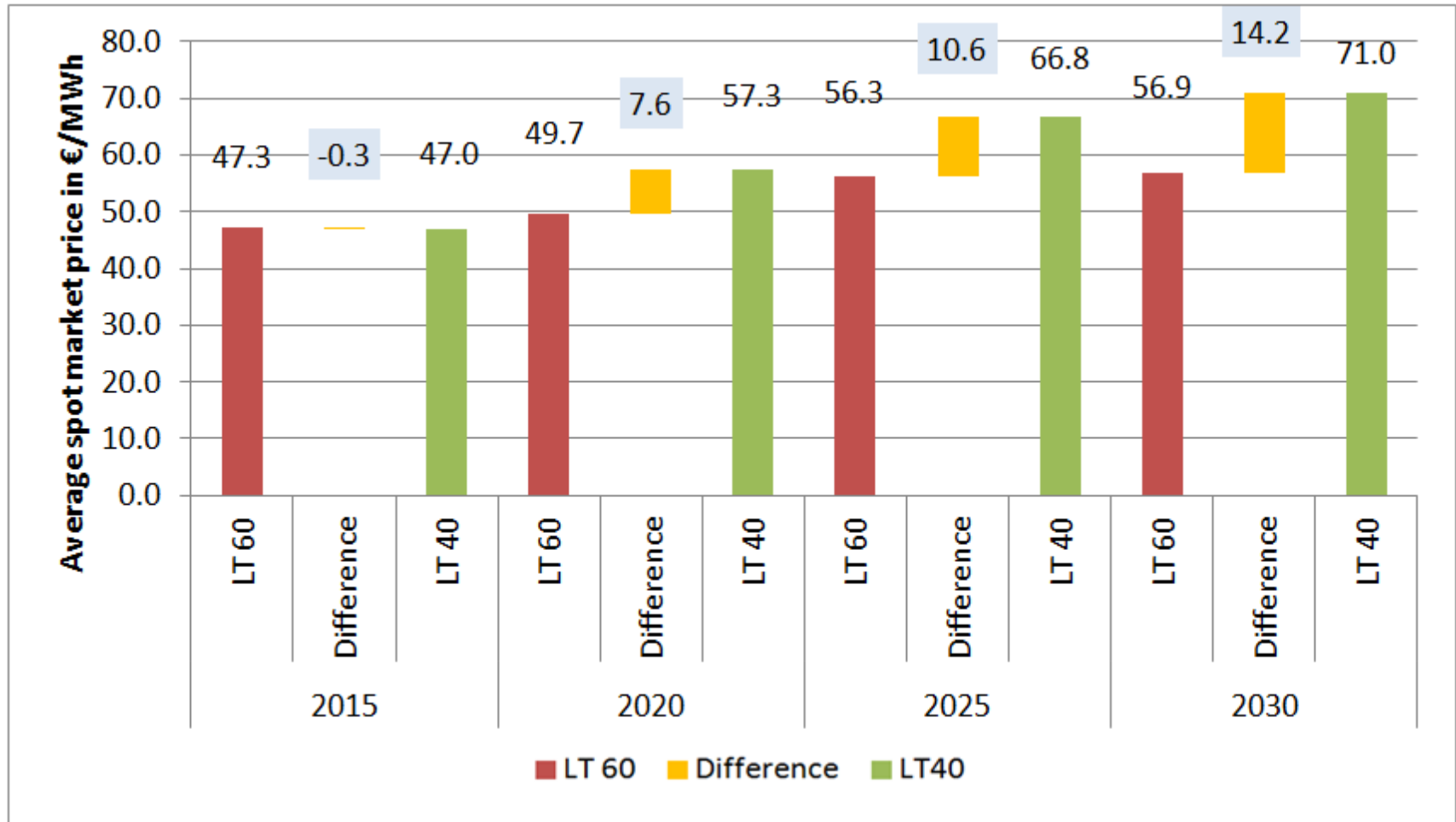


MODELLERGEBNISSE

konventionelle Erzeugung

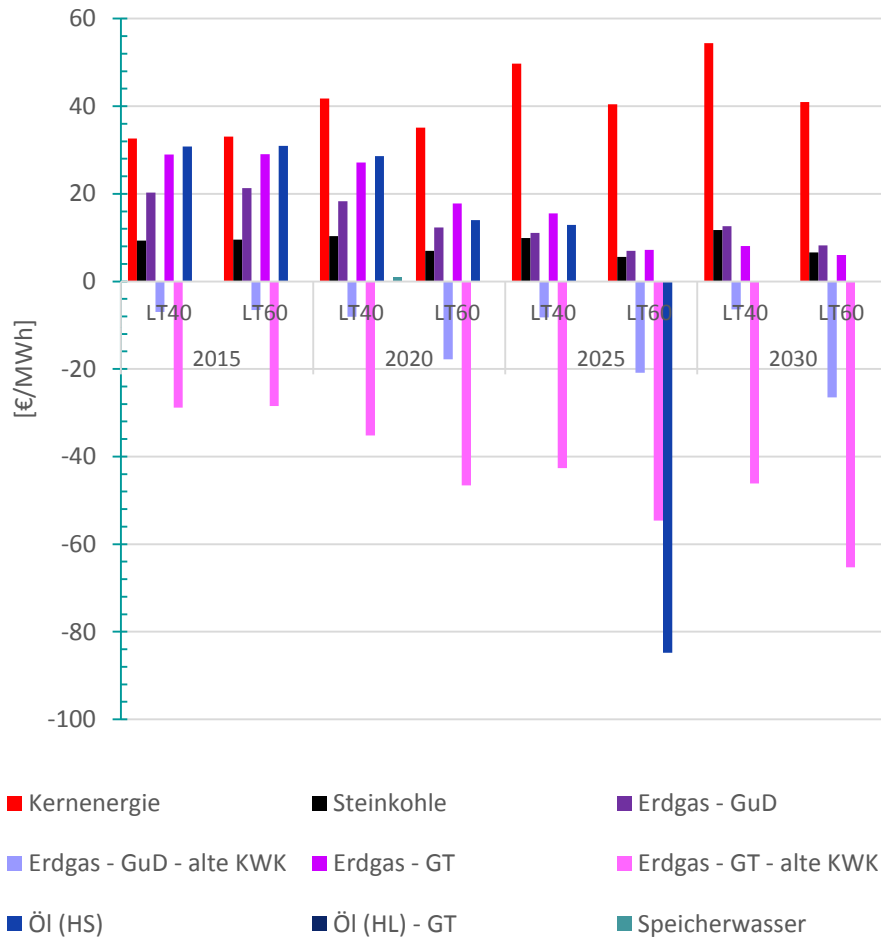


Spotmarktpreise Frankreich

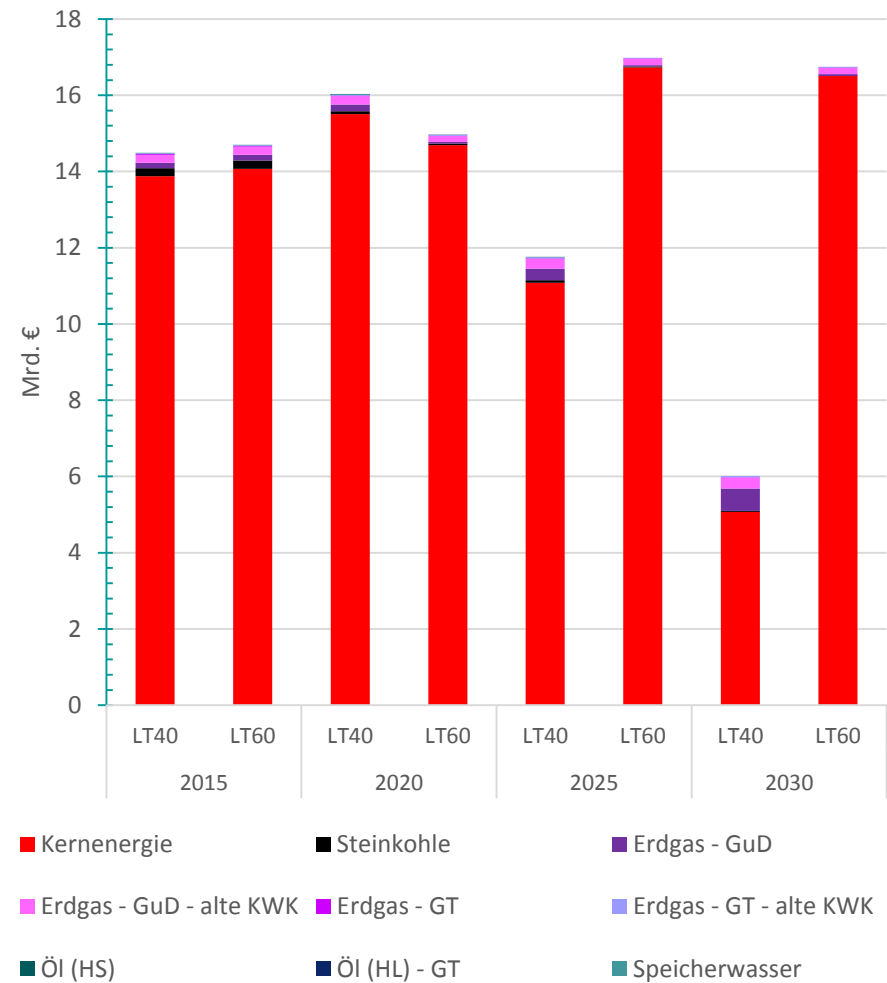


Deckungsbeiträge

spez. Deckungsbeiträge nach Technologie (ohne WGS)

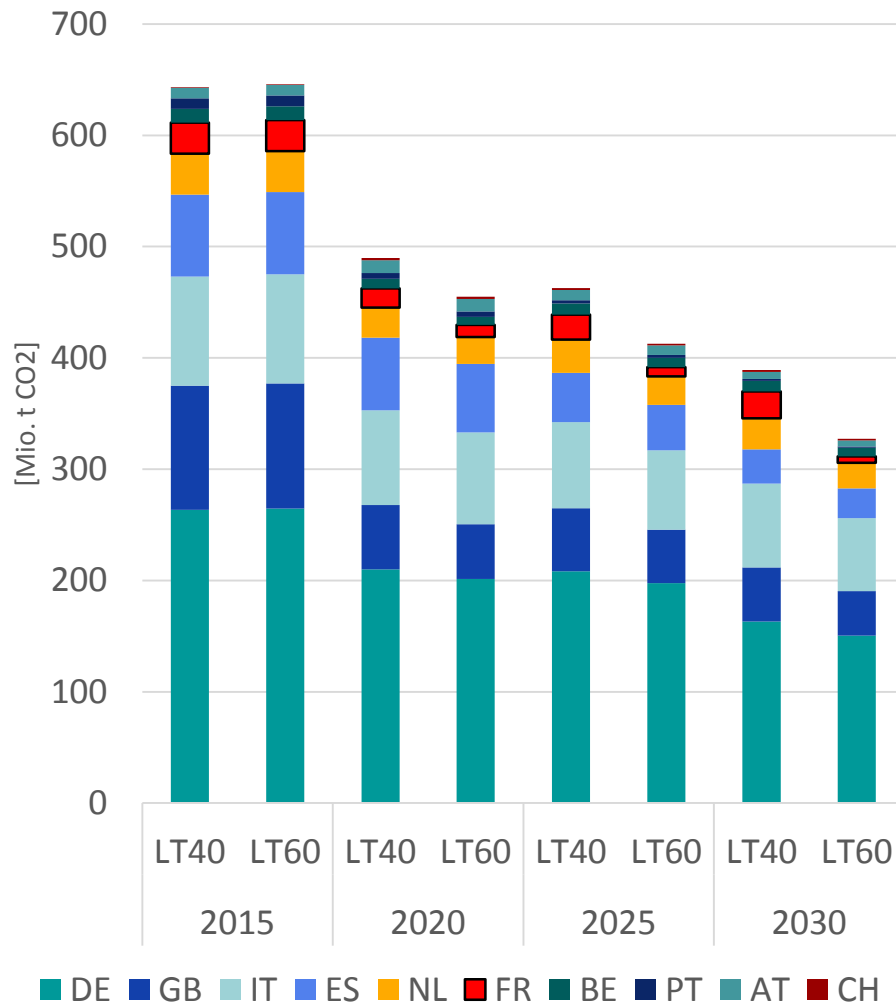


Deckungsbeiträge nach Technologie (mit WGS)

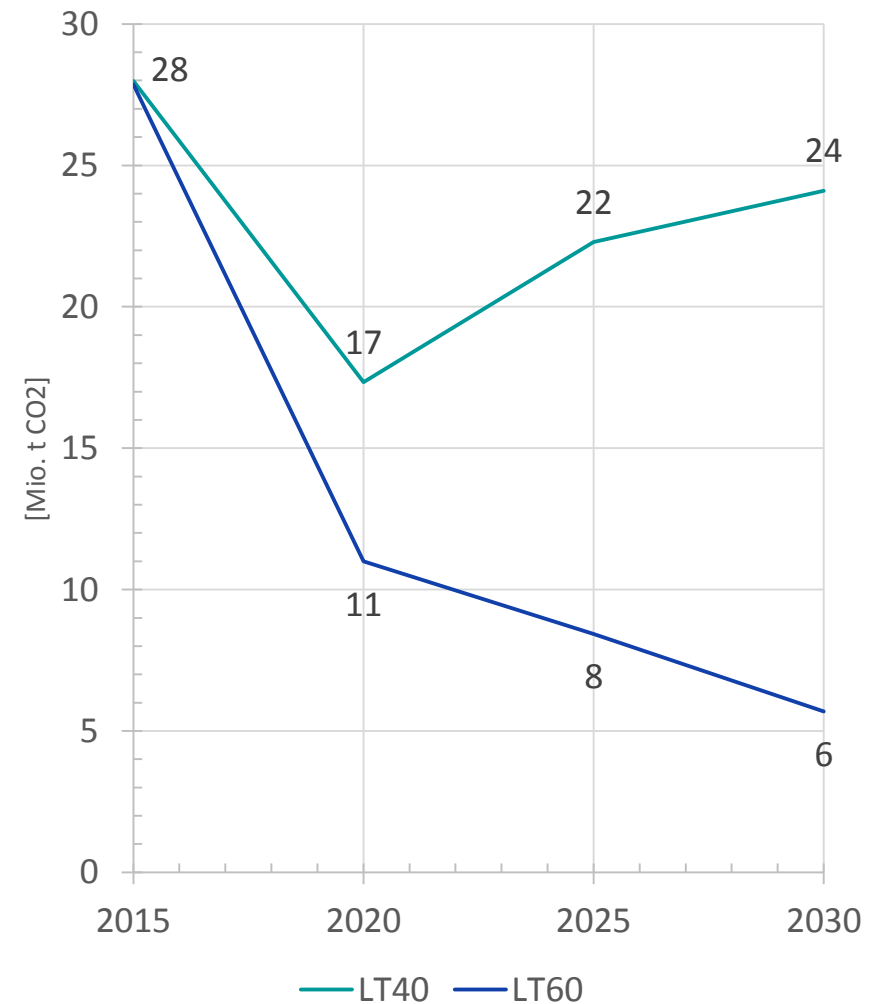


CO₂-Emissionen Stromsektor (exogene CO₂-Preise!)

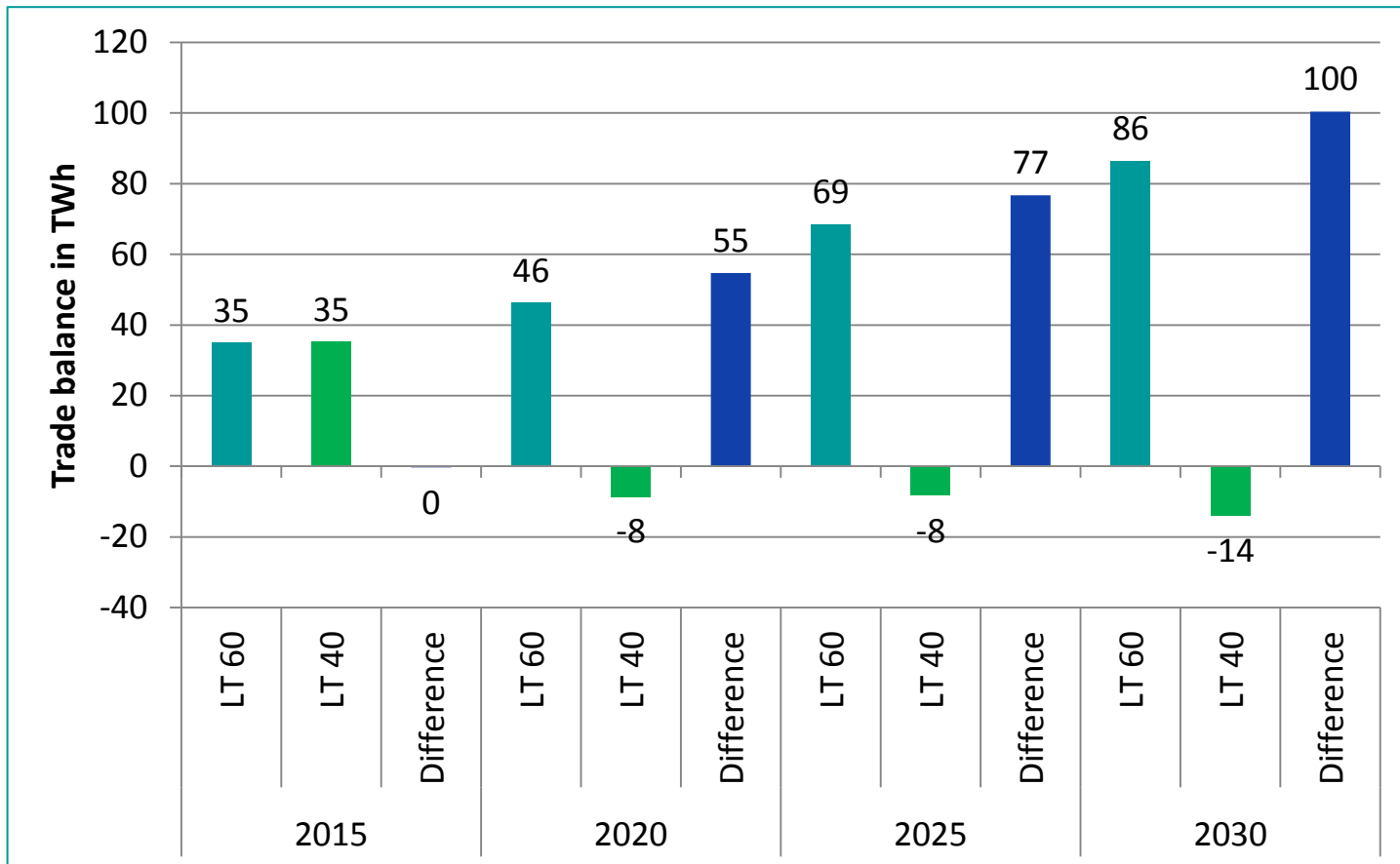
CO₂-Emissionen – Alle Modellregionen



CO₂-Emissionen – Frankreich



Stromhandelsbilanz



Fazit

- ▶ Wind & PV sind auf LCOE-Basis kostengünstiger als Kernenergie
- ▶ bei Berücksichtigung (bekannter) externer Kosten und Systemkosten differenzierteres Bild
- ▶ Eine Systemtransformation wie im Szenario „LT 40“ benötigt massive EE-Investitionen ab 2020, um die Kernenergie zu ersetzen.
- ▶ Eine Laufzeitverlängerung festigt die marktbeherrschende Stellung der bisherigen Erzeuger.
- ▶ Erwartungsgemäß höhere Spotmarktpreise und CO₂-Emissionen – auch in Nachbarländern
- ▶ Frankreich wird im Szenario „LT 40“ von einem großen Stromexporteur zu einem Netto-Importeur.
- ▶ Validierung mit anderen Modellen notwendig (Endogenisierung wichtiger Größen: Kapazitäten, CO₂-Preise)

Politische Implikationen

- ▶ Hohe Deckungsbeiträge für einen Staatskonzern, hohe EPR-Neubaukosten, notwendige massive EE-Investitionen sowie eine drohende Importabhängigkeit lassen eine Laufzeitverlängerung (zumindest für einen Teil der KKW) wahrscheinlicher werden.
- ▶ Entwicklung ist maßgeblich von EE-Entwicklung bei den europäischen Nachbarn und deren Energiepolitik abhängig.

Kontakt

Mario Götz

**Vattenfall Europe Professur für
Energiemanagement und Nachhaltigkeit**

Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät

Universität Leipzig

Grimmaische Str. 12

D-04109 Leipzig

Tel.: 0341/97 33525

goetz@wifa.uni-leipzig.de

www.wifa.uni-leipzig.de/iirm

Dipl.-Wirtsch.-Math. Diana Böttger

Tel.: 0341/97 33518

diana.boettger@wifa.uni-leipzig.de



Literatur

- AREVA (n.d.). Redevelopment and environmental monitoring of former uranium mines in France. Retrieved September 18, 2013 from <http://www.areva.com/EN/operations-673/redevelopment-of-former-uranium-mines-in-france-a-public-service-provided-by-areva.html>.
- Breyer, C. & Gerlach, A. (2012). Global overview on grid-parity. Progress in Photovoltaics: Research and Application, 21 (1), pp. 121–136.
- Cameco (2013). Uranium Price. Spot Price history. Retrieved December 20, 2013 from http://www.cameco.com/investors/markets/uranium_price/spot_price_complete_history/.
- Cour des Comptes (2012). The costs of the nuclear power sector. Thematic public report. Retrieved July 25, 2013 from http://www.environmental-auditing.org/Portals/0/AuditFiles/France_f_eng_Costs-of-the-Nuclear-Sector.pdf.
- Durand, Y. (2013). Photovoltaic Power Applications in France. National Survey Report 2012. ADEME for IEA PVPS. Retrieved November 6, 2013 from [http://www.iea-pvps.org/index.php?id=93&no_cache=1&tx_damfrontend_pi1\[showUid\]=740&tx_damfrontend_pi1\[backPid\]=93](http://www.iea-pvps.org/index.php?id=93&no_cache=1&tx_damfrontend_pi1[showUid]=740&tx_damfrontend_pi1[backPid]=93).
- Eeckhoudt, L., Schieber, C. & Schneider, T. (2000). Risk aversion and the external cost of a nuclear accident. Journal of Environmental Management, 58 (2), pp. 109–117.
- European Commission (1995). ExternE. Externalities of Energy. Vol. 1: Summary. Brussels, Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.
- Faure, M. G. & Fiore, K. (2009). An Economic Analysis of the Nuclear Liability Subsidy. Pace Environmental Law Review (PELR), 26 (2), pp. 419–447.
- Götz, M. (2010). Auswirkungen der geplanten Laufzeitverlängerungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der Kraft-Wärme-Kopplung. University of Leipzig, diploma thesis.
- Konstantin, P. (2009). Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport, und -beschaffung im liberalisierten Markt. Berlin: Springer.
- Kost, C., Schlegl, T., Thomsen, J., Nold, S. & Mayer, J. (2012). Levelized cost of electricity: Renewable energies. Retrieved July 27, 2013 from <http://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/study-levelized-cost-of-electricity-renewable-energies.pdf>.
- Krewitt, W., Schlomann, B. (2006). Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/ee_kosten_stromerzeugung.pdf
- Markandya, A., Bigano, A. & Porchia, R. (2010). The social cost of electricity. Scenarios and policy implications. Cheltenham, UK, Northampton, MA: Edward Elgar.

Literatur

Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) (2012). Nuclear energy and renewables. System effects in low-carbon electricity systems. Paris: OECD (Nuclear Development).

Pascucci-Cahen, L. & Momal, P. (2012). Massive radiological releases profoundly differ from controlled releases. 2012 Eurosafe Forum. Retrieved August 10, 2013 from

http://www.irsln.fr/FR/Actualites_presse/Actualites/Documents/EN_Eurosafe-2012_Massive-releases-vs-controlled-releases_Cost_IRSN-Momal.pdf.

Percebois, J. & Mandil, C. (2012). Rapport énergies 2050. Paris : Ministère de l'économie des finances et de l'industrie.

Rabl, A. & Rabl, V. A. (2013). External costs of nuclear: Greater or less than the alternatives? Energy Policy, 57 (2013), pp. 575-584.

Réseau de transport d'électricité (RTE) (2012). Generation Adequacy Report on the electricity supply-demand balance in France. 2012 Edition. Retrieved August 29, 2013 from

http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/an/generation_adequacy_report_2012.pdf.

Schröder, A., Kunz, F., Meiss, J., Mendelvitch, R. & von Hirschhausen, C. (2013). Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Data Documentation No. 68. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW).

Seidel, S., (2014): Going renewable or staying nuclear? A model-based economic analysis of future supply scenarios for the French electricity market. Masterarbeit am Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig.

Versicherungsforen Leipzig (2011). Berechnung einer risikoadäquaten Versicherungsprämie zur Deckung der Haftpflichtrisiken, die aus dem Betrieb von Kernkraftwerken resultieren. Eine Studie im Auftrag des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE).