

Smart Grids und volkswirtschaftliche Effekte: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart-Grids-Lösungen (ECONGRID)

Österreichische
Begleitforschung
zu Smart Grids

M. Bliem
B. Friedl
M. Aigner
E. Schmutzer
A. Haber
G. Bitzan

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

12/2014

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

www.NachhaltigWirtschaften.at

Smart Grids und volkswirtschaftliche Effekte: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart-Grids-Lösungen (ECONGRID)

Österreichische Begleitforschung
zu Smart Grids

Dr. Markus Bliem, Mag. Beate Friedl, DI Maria Aigner,
DI Dr. Ernst Schmutzner, DI Dr. Alfons Haber, MBA,
DI Gernot Bitzan
Institut für Höhere Studien Kärnten (IHSK)

Klagenfurt, Juli 2013

Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	17
2	Elektrizitätsnetze quo vadis?	19
2.1	Begriffsbestimmung „Smart Grid“	19
2.2	Netze – Ist-Situation und zukünftige Aspekte	21
2.2.1	Ist-Situation der Netze	22
2.2.2	Allgemeine technische Aspekte der gegenwärtigen und zukünftigen Stromerzeugung und Verteilung	26
3	Methodische Vorgangsweise im Projekt ECONGRID	29
3.1	Analyse und Auswahl der Netzgebiete	33
3.2	ECONGRID-Szenarien und Migrationspfade	36
3.2.1	Current Policy Szenario	37
3.2.2	Renewable ⁺	47
3.2.3	Flexdemand	50
4	Technologiebeschreibung	53
4.1	Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020	62
4.2	Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030	64
4.3	Technologien in den ECONGRID Szenarien	66
4.3.1	Current Policy Szenario – Unterschied zwischen konventionellem und smartem Migrationspfad, Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020	75
4.3.2	Renewable ⁺ Szenario - Unterschied zwischen konventionellem und smartem Migrationspfad, Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020	80
4.3.3	Flexdemand Szenario - Unterschied zwischen konventionellem und smarten Migrationspfaden, Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020	83
4.3.4	Unterscheidung der Technologien im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030 gegenüber dem Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020	88
5	Kosten	91
5.1	Investitionskosten 2014-2030	91
5.1.1	Current Policy Szenario	93
5.1.2	Renewable ⁺ Szenario	95
5.1.3	Flexdemand Szenario	97
5.2	Differenzkosten	100
6	Nutzeneffekte	103
6.1	Nutzeneffekte von Smart Grids	103
6.1.1	Bewertung einzelner Nutzeneffekte/Komponenten von Smart Grids	105
6.1.2	Gesamtwirtschaftliche Bewertungen von Smart Grids – ein Überblick	113
6.2	Kategorisierung von Nutzeneffekten	115
6.3	Ableitung und methodische Bewertung der Nutzeneffekte	119
6.3.1	Zuordnung der Nutzeneffekte in Abhängigkeit der Technologien	119

6.3.2	Zurechnung der Nutzeneffekte	122
6.3.3	Optimierter Erzeugungsbetrieb.....	123
6.3.4	Verzögerte Investitionen in Erzeugungskapazitäten	125
6.3.5	Verzögerte Investitionen im Verteilernetzbereich.....	132
6.3.6	Reduzierte Betriebs-, Instandhaltungs- und Instandsetzungskosten im Verteilernetzbereich 133	
6.3.7	Reduzierte Zählkosten	135
6.3.8	Reduktion der Netzverluste	136
6.3.9	Einsparung an Strombezugskosten.....	141
6.3.10	Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität.....	147
6.3.11	Reduktion der CO ₂ -Emissionen.....	152
6.3.12	Reduktion der Luftschadstoffe.....	154
6.3.13	Reduktion der Importabhängigkeit.....	155
6.4	Zusammenfassung der Ergebnisse	156
6.4.1	Current Policy Szenario.....	157
6.4.2	Renewable ⁺ Szenario	159
6.4.3	Flexdemand Szenario	161
7	Kosten-Nutzen-Analyse	167
7.1	Vorgangsweise und Annahmen zur Kosten-Nutzen-Analyse.....	167
7.1.1	Die Entscheidungskriterien: Kapitalwert, interner Zinsfuß und Nutzen/Kosten Verhältnis	167
7.1.2	Diskontrate.....	169
7.1.3	Zeitraumen.....	172
7.1.4	Sensitivitätsanalyse.....	173
7.2	Durchführung der Kosten-Nutzen-Analyse	174
7.2.1	Differenzkosten und -nutzen in den ECONGRID-Szenarien	174
7.2.2	Ergebnisse	175
7.3	Sensitivitätsanalyse.....	177
7.3.1	Hohe Speicherkosten.....	177
7.3.2	Smart Grids ohne Speicher?	179
8	Berechnung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte	181
8.1	Modellbeschreibung und Zuweisung der Kosten	181
8.1.1	Social Accounting Matrix	182
8.1.2	Produktionssektoren.....	183
8.1.3	Haushaltsagenten	185
8.1.4	Regierungsagent und Refinanzierungsmöglichkeiten	187
8.1.5	Außenhandel.....	188
8.1.6	Sektorale Zuordnung der Kosten.....	188
8.2	Ergebnisse der makroökonomischen Analyse	191
8.2.1	Current Policy Szenario.....	191
8.3	Flexdemand (smart plus).....	195
9	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	199
10	Ausblick und Empfehlungen.....	203

Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

11	Literaturverzeichnis.....	205
12	Anhang	217
12.1	Auszüge aus dem EIWOG (2010)	217
13	Abkürzungen.....	221
14	Kontaktdaten.....	222

Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Grundstruktur Smart Grids	21
Abbildung 2: Verteiler- und Übertragungsnetz	23
Abbildung 3: Übliche Netzformen von Verteilernetzen	25
Abbildung 4: Szenarien und Migrationspfade im Projekt ECONGRID	30
Abbildung 5: Verknüpfung der Technologien und Funktionalitäten	31
Abbildung 6: Ableitung der Nutzeneffekte von Smart Grids	31
Abbildung 7: Verknüpfung der Funktionalitäten und Nutzeneffekte	32
Abbildung 8: Methodische Vorgangsweise im Projekt ECONGRID	33
Abbildung 9: Satellitenbild Gebiet 1	34
Abbildung 10: Satellitenbild Gebiet 2	34
Abbildung 11: Satellitenbild Gebiet 3	35
Abbildung 12: Entwicklung der PV-Produktion in Österreich, 2005-2011	38
Abbildung 13: Kumulierte installierte PV-Leistung, 1992 bis 2012, in kW _{peak}	39
Abbildung 14: Entwicklung der Stromerzeugung aus Windkraft in Österreich, 2005-2011	40
Abbildung 15: Entwicklung der Stromerzeugung aus Biogenen in Österreich, 2005-2011	41
Abbildung 16: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Current Policy Szenario 2020 und 2030	43
Abbildung 17: Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich, energetischer Endverbrauch 2000-2011	46
Abbildung 18: Zusammenfassung der exogenen Parameter Szenario Current Policy, 2020 und 2030	46
Abbildung 19: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Renewable ⁺ bzw. Flexdemand Szenario 2020 und 2030	48
Abbildung 20: Zusammenfassung der exogenen Parameter Szenario Renewable ⁺ , 2020 und 2030	49
Abbildung 21: Zusammenfassung der exogenen Parameter Szenario Flexdemand, 2020 und 2030	51
Abbildung 22: Strategien des Lastmanagements	61
Abbildung 23: Smarte sowie konventionelle Migrationspfade 2014 bis 2020 - Technologien und betroffene Agenden	63
Abbildung 24: Smarte sowie konventionelle Migrationspfade 2021 bis 2030 - Technologien und betroffene Agenden	65
Abbildung 25: Implementierung der IKT über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf den Bestand 2012	66
Abbildung 26: Implementierung der IKT über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf den Bestand 2020	66
Abbildung 27: Gesamter Zu- und Ausbau von Umspannwerken über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf den Bestand 2012	66
Abbildung 28: Gesamter Zu- und Ausbau von Umspannwerken über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf den Bestand 2020	66
Abbildung 29: Gesamter Zu- und Ausbau von Schaltanlagen über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf den Bestand 2012	67

Abbildung 30: Gesamter Zu- und Ausbau von Schaltanlagen über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf den Bestand 2020.....	67
Abbildung 31: Jährliche Verstärkung und Ausbau von Mittelspannungsleitungen über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf den Bestand 2012, eigene Darstellung	67
Abbildung 32: Jährliche Verstärkung und Ausbau von Mittelspannungsleitungen über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf den Bestand 2020, eigene Darstellung	67
Abbildung 33: Jährliche Verstärkung und Ausbau von Niederspannungsleitungen über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf den Bestand 2012.....	68
Abbildung 34: Jährliche Verstärkung und Ausbau von Niederspannungsleitungen über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf den Bestand 2020.....	68
Abbildung 35: Gesamter Zu- und Ausbau des Netz-schutzes über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf den Bestand 2012.....	68
Abbildung 36: Gesamter Zu- und Ausbau des Netz-schutzes über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, %in Bezug auf den Bestand 2020.....	68
Abbildung 37: Gesamte Einbindung der Ortsnetzstationen in die Leittechnik über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf die Anzahl der Ortsnetzstationen 2012 mit jährlicher Fortschreibung	69
Abbildung 38: Gesamte Einbindung der Ortsnetzstationen in die Leittechnik über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf die Anzahl der Ortsnetzstationen 2020 mit jährlicher Fortschreibung	69
Abbildung 39: Gesamter Zu- und Ausbau von Ortsnetzstationen & Transformatorverstärkung über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf die Anzahl der Ortsnetzstationen 2012 mit jährlicher Fortschreibung	69
Abbildung 40: Gesamter Zu- und Ausbau von Ortsnetzstationen & Transformatorverstärkung über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf die Anzahl der Ortsnetzstationen 2020 mit jährlicher Fortschreibung	69
Abbildung 41: Gesamter Ausbau von regelbaren Ortsnetztransformatoren über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf die Anzahl der Ortsnetzstationen 2012 mit jährlicher Fortschreibung	70
Abbildung 42: Gesamter Ausbau von regelbaren Ortsnetztransformatoren über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf die Anzahl der Ortsnetzstationen 2020 mit jährlicher Fortschreibung	70
Abbildung 43: Gesamter Ausbau und Verstärkung von Transformatorstationen für die Elektromobilität über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf die Anzahl der Ortsnetzstationen 2012 mit jährlicher Fortschreibung	70
Abbildung 44: Gesamter Ausbau und Verstärkung von Transformatorstationen für die Elektromobilität über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf die Anzahl der Ortsnetzstationen 2020 mit jährlicher Fortschreibung	70
Abbildung 45: Gesamte Anzahl von Schnellladestationen im Niederspannungsnetz über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020.....	71
Abbildung 46: Gesamte Anzahl von Schnellladestationen im Niederspannungsnetz über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030.....	71

Abbildung 47: Gesamter Zu- und Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen (PV) über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, kWp pro Gebäude (2020)	71
Abbildung 48: Gesamter Zu- und Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen (PV) über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, kWp pro Gebäude (2030)	71
Abbildung 49: Gesamter Zu- und Ausbau von dezentralen Speichern inkl. Laderegler über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, kWh pro Gebäude (2020)	72
Abbildung 50: Gesamter Zu- und Ausbau von dezentralen Speichern inkl. Laderegler über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, kWh pro Gebäude (2030)	72
Abbildung 51: Gesamter Zu- und Ausbau von Smart Meter über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte in Österreich (2020).....	72
Abbildung 52: Weiterer Zählpunktzuwachs von Smart Meter über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte in Österreich (2030).....	72
Abbildung 53: Gesamter Zu- und Ausbau der Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte in Österreich (2020).....	73
Abbildung 54: Gesamter Zu- und Ausbau der Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte in Österreich (2030).....	73
Abbildung 55: Gesamter Zu- und Ausbau von Last-, Demand Side- und Einspeisemanagement beim Kunden über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte in Österreich (2020)	73
Abbildung 56: Gesamter Zu- und Ausbau von Last-, Demand Side- und Einspeisemanagement beim Kunden über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte in Österreich (2030)	73
Abbildung 57: Gesamter Zu- und Ausbau von Smart Home Technologien über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte in Österreich (2020)	74
Abbildung 58: Gesamter Zu- und Ausbau von Smart Home Technologien über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte in Österreich (2030)	74
Abbildung 59: Kostenkategorien ECONGRID-Szenarien.....	92
Abbildung 60: Aufteilung der Investitionskosten nach Kategorien (Technologien) – Current Policy Szenario, smarter und konventioneller Migrationspfad	95
Abbildung 61: Aufteilung der Investitionskosten nach Kategorien (Technologien) – Renewable ⁺ Szenario, smarter und konventioneller Migrationspfad	97
Abbildung 62: Aufteilung der Investitionskosten nach Kategorien (Technologien) – Flexdemand Szenario, smarter und konventioneller Migrationspfad	99
Abbildung 63: Differenzkosten von Smart Grids im Vergleich zur konventionellen Investitionsstrategie, ECONGRID-Szenarien, 2014-2030	101
Abbildung 64: Differenzkosten von Smart Grids im Vergleich zur konventionellen Investitionsstrategie, ECONGRID-Szenarien, 2014-2030, nach betroffenen Gruppen.....	102
Abbildung 65: Abschätzung möglicher Kapazitätsentwicklung mit und ohne Smart Grids.....	106

Abbildung 66: Mögliche Erhöhung der Lastverschiebungspotentiale gegenüber zeitvariablem Tarif mit zwei Preisstufen	110
Abbildung 67: Abgeschätzte Nutzen von Smart Grids (in Milliarden \$)	114
Abbildung 68: Kosteneinsparung durch Smart Grids, Großbritannien	114
Abbildung 69: Zusammenfassende Darstellung der Ableitung der Nutzeneffekte in den ECONGRID-Szenarien	121
Abbildung 70: Szenarien und Technologien zur Erzielung des Nutzeneffekts einer optimierten Erzeugung	124
Abbildung 71: Demand Response Programme und Einfluss auf den Netzbetrieb	125
Abbildung 72: Prognostizierte Lastspitze und Kraftwerks-Leistungsmaxima in Österreich bis 2020.....	126
Abbildung 73: Szenarien und Technologien zur Erzielung des Nutzeneffekts verzögerte Investitionen in Erzeugungskapazitäten	128
Abbildung 74: Auszug Dauerlinie Netzlast – Strom (2012) in Österreich.....	129
Abbildung 75: Entwicklung der Spitzenlast im Szenario Current Policy (Renewable+) bis 2030; Migrationspfade smart und konventionell.....	130
Abbildung 76: Entwicklung der Spitzenlast im Szenario Flexdemand bis 2030, Migrationspfade smart/smart plus und konventionell	131
Abbildung 77: Szenarien und Technologien zur Erzielung des Nutzeneffekts verzögerte Investitionen im Verteilernetzbereich.....	133
Abbildung 78: Szenarien und Technologien zur Erzielung des Nutzeneffekts reduzierte Betriebs-, Instandhaltungs- und Instandsetzungskosten im Verteilernetzbereich.....	135
Abbildung 79: Entwicklung des Inlandsstromverbrauchs und der prozentuellen Netzverluste.....	136
Abbildung 80. Gliederung der Netzverluste	137
Abbildung 81: Szenarien und Technologien zur Erzielung des Nutzeneffekts Reduktion der Netzverluste	139
Abbildung 82: Einsparung an Strombezugskosten in den ECONGRID-Szenarien.....	141
Abbildung 83: Szenarien und Technologien zur Erzielung des Nutzeneffekts Reduktion der Strombezugskosten.....	143
Abbildung 84: Europäischer Vergleich der jährlich ungeplanten Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in Mittelspannungsnetzen	148
Abbildung 85: Szenarien und Technologien zur Erzielung des Nutzeneffekts Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität.....	151
Abbildung 86: Physikalische Stromimporte (links) und Stromexporte (rechts) 2011.....	156
Abbildung 87: Nutzeneffekte, Current Policy Szenario 2014-2030, in Mio. €	158
Abbildung 88: Aufgliederung der Nutzeneffekte im Current Policy Szenario	159
Abbildung 89: Nutzeneffekte, Renewable ⁺ Szenario 2014-2030, in Mio. €.....	160
Abbildung 90: Aufgliederung der Nutzeneffekte im Renewable ⁺ Szenario	161
Abbildung 91: Nutzeneffekte, Flexdemand Szenario 2014-230, in Mio. €.....	162
Abbildung 92: Aufgliederung der Nutzeneffekte im Flexdemand Szenario.....	163
Abbildung 93: Nutzeneffekte, Flexdemand _{spk} Szenario 2014-230, in Mio. €.....	164
Abbildung 94: Aufgliederung der Nutzeneffekte im Flexdemand _{spk} Szenario	165
Abbildung 95: Kapitalwert (NPV) in Abhängigkeit der Diskontrate und interner Zinsfuß (IRR)	168

Abbildung 96: Differenzkosten der smarten Migrationspfade im Vergleich zur konventionellen Investitionsstrategie, ECONGRID-Szenarien, 2014-2030	174
Abbildung 97: Nutzeneffekte in den ECONGRID-Szenarien	175
Abbildung 98: Kapitalwerte im Vergleich zur konventionellen Investitionsstrategie, 2014-2030, nach betroffenen Gruppen	176
Abbildung 99: Gesamteffekte im Vergleich zur konventionellen Investitionsstrategie, 2014-2030.....	177
Abbildung 100: Sensitivitätsanalyse – Kapitalwerte Variante hohe Speicherkosten, 2014-2030	178
Abbildung 101: Sensitivitätsanalyse – Kapitalwerte Variante ohne Speicher, 2014-2030	179
Abbildung 102: Aufbau des LEMMA Modells	182
Abbildung 103: LEMMA-Modell – Nesting-Struktur für die sektorale Produktion	184
Abbildung 104: LEMMA Modell: Nesting-Struktur der Haushalte	187
Abbildung 105: Aufteilung der Kosten nach Technologien/Kostenkategorien Current Policy Szenario ..	189
Abbildung 106: Aufteilung der Kosten nach Technologien/Kostenkategorien <i>Flexdemand Szenario</i>	190
Abbildung 107: Ausgelöste Beschäftigungseffekte im Szenario Current Policy (Arbeitsplätze in VZÄ) ..	192
Abbildung 108: Ausgelöste direkte Beschäftigungseffekte im Szenario Current Policy (Arbeitsplätze in VZÄ).....	193
Abbildung 109: Prozentuelle direkte Beschäftigungszuwächse im Szenario Current Policy.....	194
Abbildung 110: Veränderung der Arbeitslosenrate in Prozentpunkten, Szenario Current Policy	195
Abbildung 111: Beschäftigungseffekte im <i>Flexdemand</i> Szenario (smart plus) (Arbeitsplätze in VZÄ)...	196
Abbildung 112: Ausgelöste direkte Beschäftigungseffekte im Szenario <i>Flexdemand</i> (smart plus) (Arbeitsplätze in VZÄ).....	197
Abbildung 113: Prozentuelle direkte Beschäftigungszuwächse im Szenario <i>Flexdemand</i> (smart plus)..	197
Abbildung 114: Veränderung der Arbeitslosenrate in Prozentpunkten, Szenario <i>Flexdemand</i> (smart plus)	198
Abbildung 115: Gesamteffekte im Vergleich zur konventionellen Investitionsstrategie, 2014-2030.....	200
Abbildung 116: Beschäftigungseffekte in den Szenarien Current Policy (smart) und <i>Flexdemand</i> (smart plus) (Arbeitsplätze in VZÄ)	202

Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Stromversorgung in Österreich – Öffentliches Netz, Stand 2011.....	24
Tabelle 2: Ausbauziele der erneuerbaren Energien und Beitrag zur Stromerzeugung 2030, Current Policy Szenario.....	42
Tabelle 3: Entwicklung der Elektromobilität, Szenario Umweltbundesamt	44
Tabelle 4: Stromverbrauch im Current Policy bzw. Renewable ⁺ Szenario (energetischer Endverbrauch), 2020 und 2030	45
Tabelle 5: Ausbauziele erneuerbarer Energien und Beitrag zur Stromerzeugung 2030, Renewable ⁺ bzw. Flexdemand Szenario.....	48
Tabelle 6: Stromverbrauch im Flexdemand Szenario (energetischer Endverbrauch), 2020 und 2030	51
Tabelle 7: Zuweisung der Kosten an die Betroffenen – ECONGRID-Szenarien.....	101
Tabelle 8: Kategorisierung der Nutzeneffekte, ECONGRID	118
Tabelle 9: Bewertung der Nutzeneffekte im Projekt ECONGRID	122
Tabelle 10: Verzögerte Investitionen in Erzeugungskapazitäten – ECONGRID-Szenarien	132
Tabelle 11: Reduktion der Netzverluste – ECONGRID Szenarien	140
Tabelle 12: Reduktion des Stromverbrauchs – ECONGRID-Szenarien	144
Tabelle 13: Lastverschiebung – ECONGRID-Szenarien.....	145
Tabelle 14: Speicheranzahl – ECONGRID-Szenarien	146
Tabelle 15: Einsparung an Strombezugskosten (Speicher) – ECONGRID-Szenarien	147
Tabelle 16: Durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechungen, 2003-2011	148
Tabelle 17: Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität – ECONGRID-Szenarien	152
Tabelle 18: Reduktion der CO ₂ -Emissionen – ECONGRID-Szenarien.....	154
Tabelle 19: Reduktion der Luftschadstoffe – ECONGRID-Szenarien.....	155
Tabelle 20: Zuweisung der Nutzeneffekte an die Begünstigten – ECONGRID-Szenarien	157
Tabelle 21: Das Nutzen-Kosten Verhältnis als Entscheidungskriterium	169
Tabelle 22: Indikative Soziale Diskontrate(SDR) für ausgewählte EU-Länder basierend auf dem Ansatz der sozialen Zeitpräferenzrate	171
Tabelle 23: Social Accounting Matrix.....	182
Tabelle 24: Verwendete Abkürzungen in der SAM	183
Tabelle 25: Gliederung der Produktionssektoren im LEMMA Modell und sektorale Zuweisung der ÖNACE 2003.....	185
Tabelle 26: Sektorale Zuweisung der Kosten in den Szenarien Current Policy und Flexdemand.....	189

Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

1 Einleitung

Ziel des Projekts ECONGRID ist die gesamtwirtschaftliche Bewertung einer breiten Einführung von Smart Grids in Österreich. Die Modernisierung der Stromnetze sowie die Integration der erneuerbaren Energien erfordern umfangreiche Adaptierungen und Erweiterungen der Netzstruktur, insbesondere die Verteilernetze müssen „intelligenter“ werden, um den künftigen Anforderungen gewachsen zu sein. Dies bedeutet, dass im Bereich der Mittel- und Niederspannung die Möglichkeit geschaffen wird, flächendeckend dezentrale Stromerzeuger zu integrieren und mittels informations- und leittechnischer Komponenten zu vernetzen. Im Rahmen des Projekts ECONGRID sollen primär die volkswirtschaftlichen Untersuchungen (Kosten-Nutzen-Analyse sowie Erhebung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte) ins Zentrum der Betrachtung gerückt werden. Auf Basis der Analyse ausgewählter, typisch österreichischer Netzstrukturen und einer technisch detaillierten Bestandserhebung soll eine umfangreiche gesamtwirtschaftliche Bewertung der flächendeckenden Einführung von Smart Grids in Österreich durchgeführt werden.

Das Projekt wurde im Rahmen der 4. Ausschreibung des Forschungs- und Technologieprogramms „Neue Energien 2020“ gefördert. Die transparente Abschätzung der volkswirtschaftlichen Kosten für Maßnahmen und Strategien, welche teils erhebliche Investitionen der öffentlichen Hand erfordern, stellte einen Teil der Programmstrategie dar.

Grundlegende Basis des Projekts bildete die technische Analyse der aktuellen Struktur typischer Verteilernetze in Österreich. Mit Hilfe eines Netzberechnungsprogrammes wurden ausgewählte Netzgebiete nachgebildet; dabei wurde der Fokus auf die Analyse des Netzgebiets der Energie Klagenfurt GmbH gelegt. Die ausgewählten Netzabschnitte wurden allgemein hinsichtlich einer städtischen Versorgungs- und Laststruktur (charakterisiert durch kurze Wege und eine hohe Lastdichte), Netzabschnitte mit einer ländlichen Struktur (lange Wege, geringe Lastdichte in Kombination mit einer hohen Erzeugung aus dezentralen Erzeugungsanlagen) sowie Netzabschnitte mit vorstädtischer Struktur (mittlere Versorgungsweglängen, mittlere Lastdichte) unterteilt.

In einem weiteren Schritt wurden, nach Evaluation der Mess- und Berechnungsergebnisse der Netze, Szenarien bis zum Jahr 2030 erstellt. Wesentlich dabei war die Überlegung, unterschiedliche Rahmenbedingungen in den einzelnen Szenarien abzubilden (Ausbaupfad erneuerbarer Energien, Elektromobilität etc.) und dabei einen konventionellen Ausbaupfad mit einem „smarten“ Entwicklungspfad zu vergleichen. Auf Basis der jeweils eingesetzten Technologien bzw. der notwendigen Erweiterungs- und Adaptierungsmaßnahmen wurden die Kosten und Nutzeneffekte abgeleitet und in einem weiteren Schritt monetarisiert. Die gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart Grids bezieht sich auf den Differenzkosten bzw. -nutzenansatz. Ziel ist es darzustellen, ob in den einzelnen Szenarien der smarte Migrationspfad im Vergleich zu einem konventionellen Ausbau der Verteilernetze aus wirtschaftlicher Sicht zu bevorzugen ist, d.h. es werden die Differenznutzen (-kosten) zur konventionellen Investitionsstrategie errechnet. Die Bewertung der gesamtwirtschaftlichen Effekte erfolgt einerseits unter der Anwendung des Instruments

der Kosten-Nutzen-Analyse und andererseits mittels der Berechnung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte auf Basis eines makroökonomischen Modells der österreichischen Wirtschaft.

Abschnitt 2 beginnt mit der Begriffsbestimmung von Smart Grids, skizziert den Ist-Zustand der österreichischen Elektrizitätsnetze und gibt einen Ausblick auf künftige Anforderungen der Stromnetze. Abschnitt 3 fasst die methodische Vorgangsweise im Projekt ECONGRID zusammen und beschreibt die Rahmenbedingungen der ECONGRID-Szenarien. Abschnitt 4 befasst sich mit den in den ECONGRID-Szenarien eingesetzten Technologien, Abschnitt 5 stellt die Ergebnisse der Investitions- bzw. Differenzkosten in den ECONGRID-Szenarien dar. Aufbauend auf einen Literaturüberblick beinhaltet Abschnitt 6 die Monetarisierung der Nutzeneffekte. In Abschnitt 7 werden die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse dargestellt. Im Anschluss daran werden die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte für zwei Szenarien präsentiert (Abschnitt 8). Den Abschluss der Arbeit bilden eine überblicksmäßige Darstellung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen (Abschnitt 9) sowie einen Ausblick und Empfehlungen für mögliche weiterführende Forschungstätigkeiten (vgl. Abschnitt 10).

2 Elektrizitätsnetze quo vadis?

Die aktuelle Situation sowie die Zukunft der Energieversorgung und die damit verbundenen Anforderungen zeigen, dass sich die elektrische Netze und ebenfalls die mit ihnen im Zusammenhang stehenden Dienstleistungen verändern werden. Neben einem sich ändernden Anteil der erneuerbaren Energiequellen¹, gemessen an der gesamten Stromerzeugung², werden auch die technischen Herausforderungen an die elektrischen Verteilernetze zunehmen. Die öffentliche Infrastruktur soll „intelligenter“ werden wobei so genannte Smart Grids die technischen Voraussetzungen schaffen sollen, um einen kontinuierlich steigenden Anteil erneuerbarer Energiequellen in das bestehende System zu integrieren, und das bei einem angestrebten Kostenoptimum für die jeweiligen Marktteilnehmer.

2.1 Begriffsbestimmung „Smart Grid“

Im nachfolgenden Abschnitt werden unterschiedliche in Normen, Gesetzen und in der Literatur vorkommende Begriffsdefinitionen von „Smart Grids“ analysiert um zu zeigen, dass aktuell keine einheitliche Darstellung von „Smart Grids“ existiert.

Häufig wird „smart“ auch „intelligent“ in Verbindung gebracht, so findet man in Österreich (§7 Ziffer 31 des EIWOG, 2010) eine Begriffsbestimmung zu intelligenten Messgeräten, die wie folgt lautet:

eine technische Einrichtung die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah misst, und die über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt.

Hieraus lässt sich erkennen, dass ein Schwerpunkt in der Bidirektionalität der Kommunikation zwischen Erzeugern, Elektrizitätsunternehmen, Marktteilnehmern und Kunden liegt.

Neben nationalen Begriffsdefinitionen kann auszugsweise auch auf die European Technology Platform SmartGrids³ und deren Definition hingewiesen werden:

The European Technology Platform SmartGrids defines smart grids as electricity networks that can intelligently integrate the behaviour and actions of all users connected to it - generators, con-

¹ Vgl. §7 Abs 1 Z 16 EIWOG (2010): Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas

² Im Zusammenhang mit den Einspeisungen wird hier und nachfolgend keine Unterscheidung nach den Primärenergieträgern getroffen, und bei Erzeugungsanlagen oder Kraftwerken sind alle aktuell möglichen Technologien integriert.

³ www.smartgrids.eu

sumers and those that do both – in order to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supplies.

Zusätzlich ist in der Richtlinie 2009/72/EG unter Ziffer 27 vorgesehen, dass die Mitgliedstaaten die Modernisierung der Verteilernetze unterstützen – beispielsweise durch Einführung intelligenter Netze – die so gestaltet werden sollten, dass dezentrale Energieerzeugung und Energieeffizienz gefördert werden. Zudem kann auf die Rolle der Regulierung (Council of European Energy Regulators – CEER, European Regulators' Group for Electricity and Gas – ERGEG⁴) und deren Ansätze und Überlegungen in "Smart Grids and smart regulation help implement climate change objectives" (Quelle: CEER – ERGEG (2010)) verwiesen werden.

In der Roadmap Smart Grids Austria (Lugmaier et al., 2009:14) wird unter dem Begriff Smart Grids folgendes verstanden:

„Das Smart Grid basiert auf einem intelligenten System, das es ermöglicht, energie- und kosteneffizient zwischen einer Vielzahl von Verbrauchern, Erzeugern und in Zukunft auch verstärkt Speichern ein Gleichgewicht herzustellen. Dieses Gleichgewicht wird durch das Management von Energieerzeugung, Energiespeicherung, Energieverbrauch und dem Stromnetz erreicht.“

In der Roadmap Smart Grids Austria (Lugmaier et al., 2009:14) wurde folgende Definition für ein intelligentes Stromnetz gewählt:

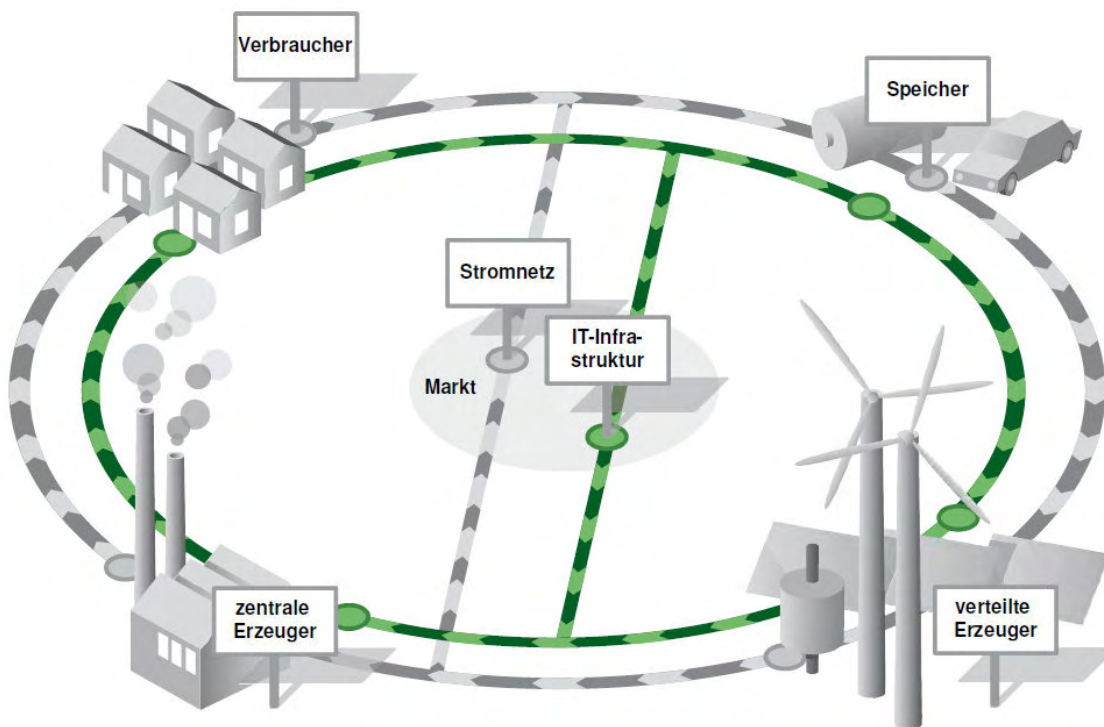
Smart Grids sind Stromnetze, welche durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen.

Im Rahmen dieses Projekts wird diese Definition verwendet.

Ergänzend wird darauf hingewiesen, dass keine allumfassende Systemintegration von z.B. bidirektionalen Kommunikationseinrichtungen gegeben sein muss und dennoch die Definition von Smart Grids gegeben ist. Dies ist insbesondere konsistent mit der Richtlinie 2009/72/EG, in der im Anhang vorgesehen ist, dass im Falle einer positiv bewerteten Einführung intelligenter Zähler bis zum Jahr 2020 mindestens 80 % der Verbraucher mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden sollen. Im vorliegenden Bericht wird auf diese Maßnahme aufgebaut, d.h. dass Smart Meter gemäß der Intelligenten Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO (2012) bis Ende 2019 zu mindestens 95 vH eingesetzt werden. Es ist davon auszugehen, dass die mit Juli 2013 vorgesehene OptOut-Möglichkeit nicht von der Mehrheit der Kunden in Anspruch genommen wird. Kommt es jedoch zu einem geringen Einsatz von Smart Meter ist anzunehmen, dass der bisherige Netzausbau sinnvoller ist.

⁴ www.energy-regulators.eu

Abbildung 1: Grundstruktur Smart Grids



Quelle: Lugmaier et al. (2010:14)

2.2 Netze – Ist-Situation und zukünftige Aspekte

Das österreichische Stromnetz⁵ besteht aus Verteiler- und Übertragungsnetzen. Hierbei versteht man im Sinne §7 Z 77 EIWOG (2010) unter *Verteilung*, den Transport von Elektrizität über Hoch-, Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetze zum Zwecke der Belieferung von Kunden. Die *Übertragung* ist gemäß §7 Z 68 EIWOG (2010) der Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz zum Zwecke der Belieferung von Endkunden oder Verteilern. Eine Anzahl von Übertragungs- und Verteilernetzen, die durch eine oder mehrere Verbindungsleitungen miteinander verbunden sind nennt man Verbundnetz, siehe §7 Z 73 EIWOG (2010).

Im folgenden Abschnitt wird die Ist-Situation der elektrischen Verteilernetze beschrieben, welche eine Überleitung auf Smart Grids erleichtern soll.

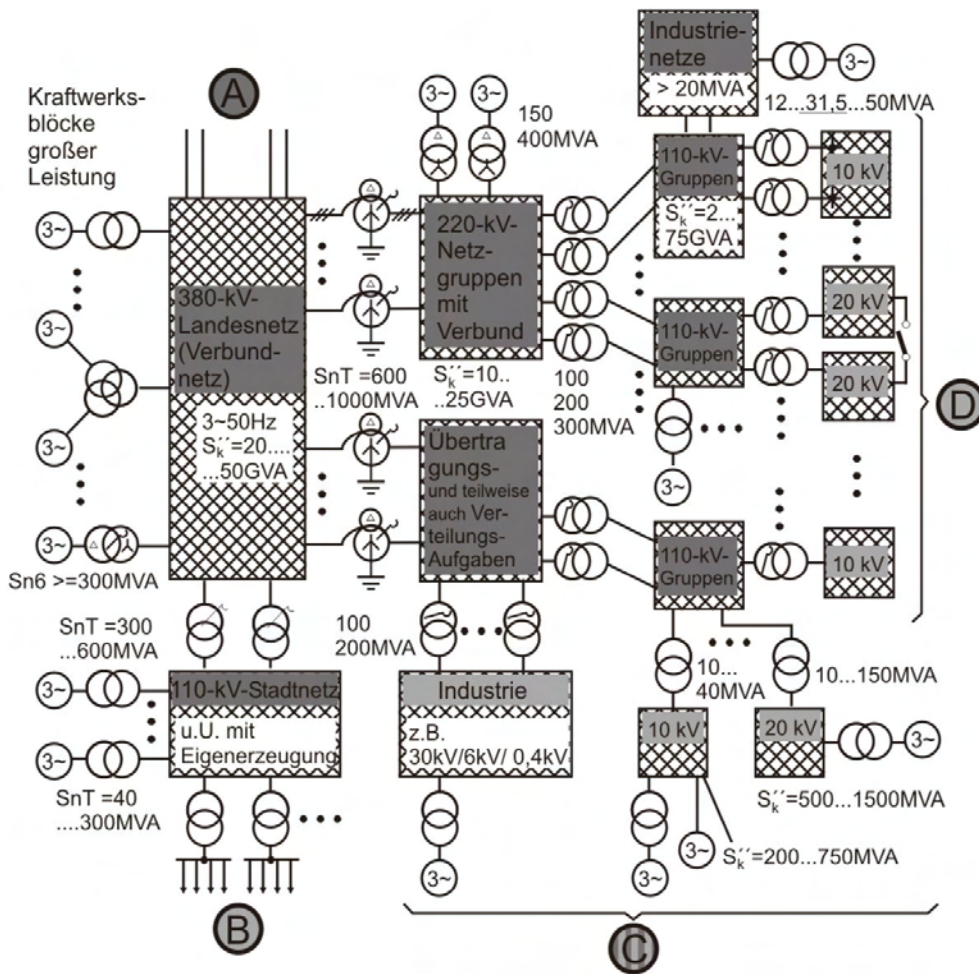
⁵ Die ÖNORM M 7102 (2011) beschreibt das Netz als Gesamtheit der miteinander verbundenen Leitungen, Schalt- sowie Umspan- und Umrichteranlagen.

2.2.1 Ist-Situation der Netze

Die elektrische Energie wird auf verschiedenen Spannungs- bzw. Netzebenen übertragen und verteilt. Transformatoren verbinden diese Ebenen und gewährleisten damit den Energiefluss von den Erzeugungsanlagen hin zum Kunden. Wie in Abbildung 2 ersichtlich, unterscheidet man zwischen dem Übertragungsnetz (Höchst- und Hochspannungsebene) und dem Verteilernetz (Mittelspannungs- und die Niederspannungsebene).

Im Folgenden werden schwerpunktmäßig die Verteilernetze behandelt, welche auf Grund der Anbindung der Kunden für die weiterführenden Untersuchungen wesentlich sind.

Abbildung 2: Verteiler- und Übertragungsnetz



- A** Kuppelleitungen zu benachbarten Landesnetzen (auch 220 kV oder 110 kV)
- B** 10-kV-Teilnetze (20-kV-Teilnetze)
- C** Industrienetze mit sehr unterschiedlichem Aufbau je nach dem Fertigungszweig und der Entwicklung des Betriebs; u. U. mit Eigenerzeugung, besonders dann, wenn eigene Brennstoffe (z.B. Gichtgas) vorhanden sind oder, wenn große Dampfmen gen für die Fabrikation benötigt werden.
- D** Für jedes 110-kV-Übertragungs- und Verteilungsnetz: mehrere Teilnetze 10 kV, 20 kV oder 30 kV zur öffentlichen Versorgung und Industrie einspeisung

Quelle: Fickert et al. (2005:14)

Eine Übersicht zur aktuellen Struktur der Stromversorgung in Österreich zeigt Tabelle 1. Die Umspannanlagen, die über Transformatoren, Sammelschienen, Leistungsschalter, Trenner, Erdungsanlagen, Wandler, Schutz einrichtungen, Kommunikationseinrichtungen etc. verfügen, dienen insbesondere dazu die unterschiedlichen Spannungsebenen der Netze zu verbinden und die elektrische Energie zu übertragen. Neben der Anzahl der jeweiligen (Umspann-)Stationen soll in diesem Zusammenhang auch auf die jeweilige Summenleistung verwiesen werden. Hieraus lässt sich näherungsweise auch die Struktur der Netze bzw. deren Aufgabe (Transport, Verteilung) ableiten. Das österreichische Netz umfasst eine Systemlänge von über 251.335 km und 76.809 Transformatorstationen mit einer installierten Leistung von über 29.723 MVA.

Tabelle 1: Stromversorgung in Österreich – Öffentliches Netz, Stand 2011

Stromversorgung in Österreich					
Öffentliches Netz					
Stand zum 31. Dezember 2011					
(Datenstand: Juli 2012)					
Trassenlängen (1)					
Spannungsebenen	Freileitungen		Kabelleitungen		Summe
	km	Anteil	km	Anteil	km
380 kV	1.374	0,6%	55	0,0%	1.429
220 kV	1.854	0,8%	3	0,0%	1.857
110 kV	6.004	2,5%	507	0,2%	6.511
von 1kV bis 110 kV	29.253	12,4%	36.272	15,4%	65.525
1 kV und darunter	37.614	16,0%	122.719	52,1%	160.332
Insgesamt	76.099	32,3%	159.555	67,7%	235.654
Systemlängen (1)					
Spannungsebenen	Freileitungen		Kabelleitungen		Summe
	km	Anteil	km	Anteil	km
380 kV	2.783	1,1%	55	0,0%	2.838
220 kV	3.671	1,5%	5	0,0%	3.676
110 kV	10.460	4,2%	650	0,3%	11.110
von 1kV bis 110 kV	29.890	11,9%	37.798	15,0%	67.688
1 kV und darunter	38.546	15,3%	127.477	50,7%	166.023
Insgesamt	85.350	34,0%	165.984	66,0%	251.335
Umspann- und Schaltwerke (2)					
Spannungsebenen		Anzahl der Transformatoren	Summenleistung in MVA		
Oberspannung bis 100 kV		5	5		
Oberspannung von 100 kV-200 kV		978	41.279		
Oberspannung über 200 kV		65	23.275		
Hochspannung zu Hoch-, Mittel- bzw. Niederspannung		1.048	64.558		
Transformatorstationen (2)					
Spannungsebenen		Anzahl der Trafo-Stationen	Summenleistung in MVA		
Mittelspannung zu Mittel- bzw. Niederspannung		76.809	29.723		

- (1) Einschließlich Hoch- und Höchstspannungsleitungen von öffentlichen Erzeugern.
 (2) Die Erhebung der Nieder- und Mittelspannungsleitungen sowie der Umspann- und Schaltwerke erfolgte erstmals im Rahmen der Bestandsstatistik 2003. Sie wird ab dem Berichtsjahr 2007 jährlich durchgeführt.

Quelle: Energie-Control Austria

Quelle: Energie-Control GmbH⁶

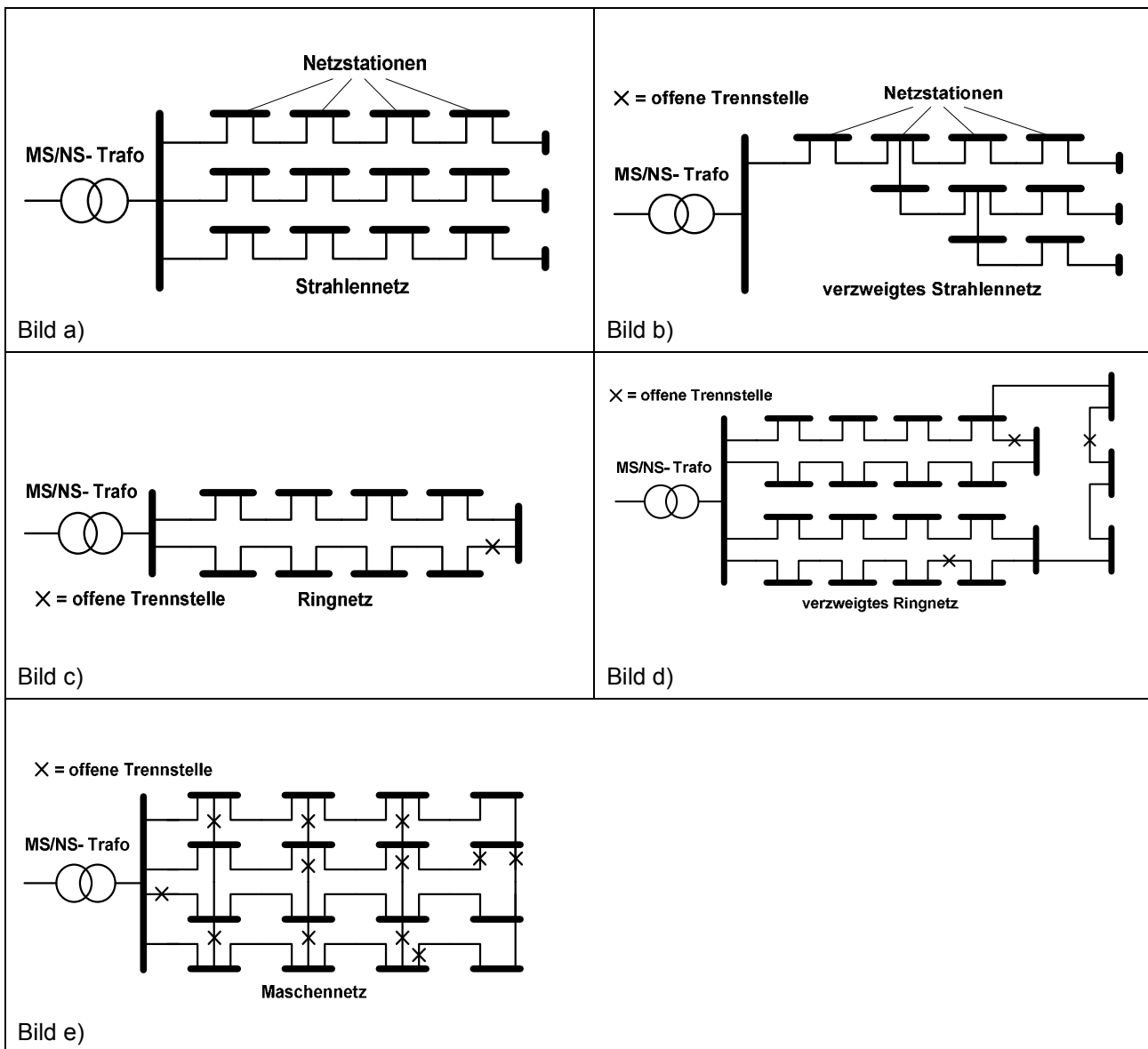
Elektrische Netze können ganz allgemein nach ihrer topologischen Form (vorwiegend städtische, ländliche und vorstädtische Stromverteilung) und nach ihrer strukturellen Form (lineare, strahlenförmige, ringförmige und vermaschte Stromverteilung) beschrieben werden.

Abbildung 3 zeigt Skizzen gängiger Netzformen; so werden Verteilernetze der Mittel- und Niederspannungsebene meist als Strahlennetze (Bild a) oder als verzweigte Strahlennetze (Bild b) betrieben. Bei vermaschten Netzen (Bild e) oder Ringnetzen (Bild c und d) sind immer einige Trennstellen geöffnet, wodurch sich im Normalbetriebsfall wiederum Strahlennetze ergeben. Im Hoch- und Höchstspannungs-

⁶ www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik/verteilungserzeugungsanlagen2011 (download: 01.03.2013)
 Seite 24 von 222

bereich werden die Netze als Ring- oder Maschennetz gebaut, wobei Ringnetze dominieren (jeweils offen betrieben). Dies lässt sich u.a. durch die geforderte (n-1)-Sicherheit erklären, welche im Wesentlichen besagt, dass es bei Ausfällen eines Elements der Stromversorgung – also z.B. eines Übertragungssystems – zu keiner weiteren Beeinträchtigung des Netzbetriebs kommen darf. Dies bedeutet, dass durch den Ausfall keine unversorgten Teilgebiete entstehen dürfen, das Spannungsniveau überall eingehalten werden muss, die Strombelastungen der Leitungen und Transformatoren den zulässigen Grenzstrom nicht überschreiten dürfen und es schließlich zu keiner Ausweitung der Störung kommen darf. Details betreffend dieser Anforderungen finden sich u.a. in den Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR)⁷ und für den internationalen Verbundbetrieb im Operationhandbuch der ENTSO-E⁸ (European Network of Transmission System Operators for Electricity).

Abbildung 3: Übliche Netzformen von Verteilernetzen



Quelle: Sakulin et al. (2004:4)

⁷ www.e-control.at

⁸ www.entsoe.eu

Die Netzplanung und auch der Netzbetrieb richten sich nach dem Lastfluss, die Dimensionierung der Betriebsmittel erfolgt hinsichtlich der thermische Belastbarkeit, die Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel, die Spannungsregelung sowie die Schutz- und Leittechnik. In diesem Konnex sind folgende Kenngrößen von Bedeutung:

Mittelspannungsnetz:

- Anstehende Kurzschlussleistung aus dem Hochspannungsnetz
- Nenndaten des HS/MS-Transformators (S_T , u_K , u_R)
- Leitungstypen und Leitungslängen im Mittelspannungsnetz
- Leistungen an den Mittelspannungs-Abgängen (Erzeugung und Verbrauch)

Niederspannungsnetz:

- Anstehende Kurzschlussleistung aus dem Mittelspannungsnetz
- MS/NS-Transformatornenndaten (S_T , u_K , u_R)
- Leitungstypen und Leitungslängen im Niederspannungsnetz
- Leistungen an den Niederspannungs-Abgängen (Erzeugung und Verbrauch)

2.2.2 Allgemeine technische Aspekte der gegenwärtigen und zukünftigen Stromerzeugung und Verteilung

Gegenwärtige Struktur der Stromerzeugung und -verteilung

Die österreichische Struktur der Stromerzeugung ist heute im Wesentlichen durch zentrale Kraftwerke und einen hohen Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen⁹ charakterisiert, d.h. kleine Kraftwerke (wie z.B. Kleinwasserkraftwerke, Photovoltaikanlagen, usw.) speisen in Verteilernetze ein. Eine zusätzliche Einbindung weiterer dezentraler Erzeugungsanlagen ist häufig mit umfangreichen Netzerweiterungen im technischen Sinne verbunden. So sind Netzverstärkungen und Netzneubauten, inkl. der notwendigen Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) erforderlich.

Das herkömmliche Netz als elektrotechnisches System¹⁰ ist durch folgende Parameter charakterisiert:

- hierarchische Netzstruktur (bezogen auf Netztopologie, Aufgaben, auf zentrale Einspeisungen)
- großteils große (leistungsstarke) zentrale Stromerzeugung
- geringe Anzahl von großen zentralen Energiespeichern (Pumpspeicherkraftwerke)
- IKT wird nur partiell eingesetzt

⁹ §7 Z 7 EIWOG (2010): „dezentrale Erzeugungsanlage“ eine Erzeugungsanlage, die an ein öffentliches Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetz (Bezugspunkt Übergabestelle) angeschlossen ist und somit Verbrauchernähe aufweist oder eine Erzeugungsanlage, die der Eigenversorgung dient.

¹⁰ Lt. ÖNORM M 7102 (2011): elektrotechnisches System: Gesamtheit aller synchron miteinander verbundenen elektrischen Netze, Erzeugungseinheiten und Verbraucher.

Zukünftige Struktur der Stromerzeugung und -verteilung

Die zukünftige Struktur der Stromerzeugung mündet in einer Kombination aus klassischer Netztechnologie und Smart-Grid-Strukturen mit folgenden Parametern:

- keine hierarchische Netzstruktur im herkömmlichen Sinne (Übertragungsnetz und Verteilernetz mit neuen Anforderungen)
- vermehrte Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen – zusätzlich zur zentralen Stromerzeugung
- hohe Anzahl von kleinen dezentral verteilten Energiespeichern (E-Mobilität) – zusätzlich zu den Pumpspeicherkraftwerken
- IKT wird großflächig eingesetzt
 - Netzregelung (Spannungsregelung) und Netzsteuerung (Lastflusssteuerung) über IKT
 - Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchs- bzw. Lastmanagement über IKT
 - Messsysteme über IKT

Anhand der Beschreibung von Smart Grids können Schwerpunkte für die weiterführende Betrachtungen abgeleitet werden:

- Systembetrieb und Systemmanagement
- Markt und Kunden (inkl. Regulierung)
- Infrastruktur und Anwendung von IKT

Smart Grids werden heute oft als Synonym für künftige Verteilernetze herangezogen. Im Sinne der gewählten Definitionen für Smart Grids (siehe Abschnitt 2.1) stellt das abgestimmte Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern alle Beteiligten vor neue technische Herausforderungen.

Das zukünftige Verteilernetz soll jedoch nicht mehr nur für die Verteilung elektrischer Energie bereitstehen, sondern auch Umschlagplatz für Energiedienstleistungen (Verstärkung der Energie- und Leistungsautarkie, zentrale und dezentrale Einspeisung, Last- und Energiemanagement, Abdeckung von Leistungsspitzen) werden. Es ist zu erwarten, dass sich Verteilernetzbetreiber wegen der Umstrukturierungen, weg von ihren klassischen Aufgaben in Richtung zukunftsweisende Energiebereitstellungs-, Energieverteilungs- und Energiedienstleistungsunternehmen entwickeln und somit auch im Bereich von Drittanbietern neue Arbeitsplätze geschaffen werden.

Energieautarkie heißt für die Stromversorgung, dass eine Unabhängigkeit von Stromimporten innerhalb des Netzes oder Micro Grids über einen Zeitraum gegeben ist. Zu beachten ist dabei – sollte die Energiebereitstellung z.B. mittels Photovoltaik bei Schlechtwetter nicht vollständig gegeben sein, dass die

Stromversorgung entweder aus dem öffentlichen Verteilernetz „importiert“ oder im Fall autarker Netze aus zusätzlich installierten Speichereinheiten bereitgestellt werden muss. Über einen definierten Zeitraum, z.B. ein Jahr, muss bei Energieautarkie die Menge der erzeugten Energie gleich der verbrauchten Energie sein. Dies bedeutet aber nicht, dass eine Versorgung zu jedem Zeitpunkt gemäß der nachgefragten Energie (Verbrauch) in der betrachteten Einheit oder System ohne „Import“ gegeben sein muss. Energieautarkie muss nicht mit einer Leistungsautarkie einher gehen, oft werden diese Ausdrücke vermischt und verfälschend interpretiert. Bei Energieautarkie sind lediglich die Energiemengen von Erzeugung und Verbrauch über einen definierten Zeitraum ausgeglichen, es wird jedoch keine Aussage über die zeitliche Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen getroffen. So kann es vorkommen, dass Erzeugung und Verbrauch so gegenläufig sind, dass zu jedem Zeitpunkt das vorgelagerte Netz beansprucht bzw. „importiert“ wird. Eine häufig angenommene „Entkopplung“ des Netzes (sogenannter Inselbetrieb) ist dann nicht gegeben.

Die Leistungsautarkie berücksichtigt die Nachfrage (Verbrauch) zum aktuellen Zeitpunkt. Eine Leistungsautarkie in Smart Grids ist vor allem dadurch gekennzeichnet, dass Leistungsspitzen aktuell und zukünftig nicht mehr allein durch das öffentliche Verteilernetz (Versorgungsnetz) sondern auch durch den koordinierten, angepassten Einsatz von (regionalen, dezentralen) Energieerzeugungseinheiten oder Speichern bzw. Lastmanagement gedeckt werden können.

Einen wesentlichen Schwerpunkt von Smart Grids bilden die Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT). Erst durch die Schaffung der IKT-Infrastruktur können Informationen aus dem Netz, den Übergabestellen, Erzeugern, Speichern und Kunden an ein koordiniertes Datenmanagementsystem übergeben und weiter verarbeitet werden. Dieses Managementsystem ermöglicht in weiterer Folge einen sicheren Betrieb der Netze. Denn bei allen Überlegungen gilt es neben der Datensicherheit auch die Betriebssicherheit der Netze zu berücksichtigen und diese Aufgaben durch einen zeitnahen sicheren Datentransfer zu ermöglichen. Hierzu gilt es ebenfalls, die Stabilität der Netze und die allenfalls notwendigen unverzüglichen Reaktionen durch den Netzbetreiber zu sichern. Welche neuen Anforderungen hieraus an die IKT-Infrastruktur und zusätzliche Aufgaben an den Betrieb der Netze entstehen, gilt es weiterführend zu diskutieren.

Bei der Anwendung der IKT gilt es aus der Systembetrachtung mehrere involvierte Komponenten bzw. Anwendungen. Die umfassen

- Netzregelung (Spannungsregelung) und Netzsteuerung (Lastflusssteuerung),
- Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchs- bzw. Lastmanagement,
- Messsysteme.

Hierzu wird auf Abschnitt 4 verwiesen.

Die Umsetzung der Schwerpunkte von Smart Grids können einzeln und in unterschiedlichen Tiefen erfolgen, wobei jedoch eine umfassende IKT-Infrastruktur jeweils vorausgesetzt wird.

3 Methodische Vorgangsweise im Projekt ECONGRID

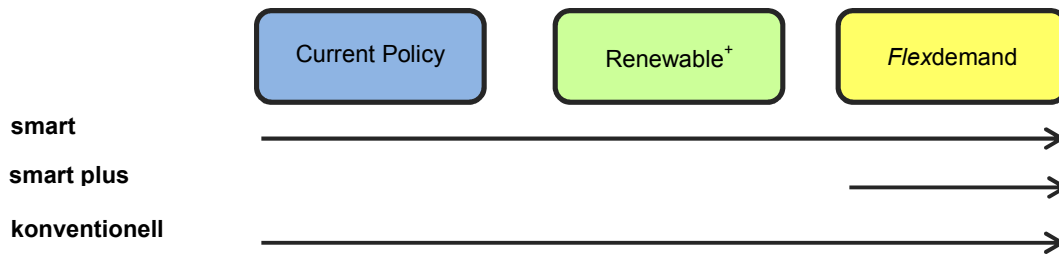
Ziel des Projekts ECONGRID ist die gesamtwirtschaftliche Bewertung einer (möglichen) flächendeckenden Einführung von Smart-Grids-Lösungen in Österreich. Um den künftigen Anforderungen (z.B. verstärkte Integration erneuerbarer Energien) an die elektrische Energieversorgung gewachsen zu sein, wird eine Anpassung der Stromnetze erforderlich um verstärkt erneuerbare Energien integrieren zu können. Die Integration der erneuerbaren Energien erfordert umfangreiche Änderungen in der Netzstruktur, insbesondere die Verteilernetze müssen in vermehrtem Ausmaß intelligenter werden um die stark volatilen erneuerbaren Energien in den deterministischen Verbrauch durch Last- und Energiemanagement einzugliedern. Diesbezüglich verweist auch die Europäische Kommission in der Energy Roadmap 2050 auf die zunehmende Bedeutung der Elektrizität und die Herausforderung der Integration einer signifikant steigenden Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (vgl. European Commission, 2011b:6). Im Rahmen des Projekts ECONGRID sollen primär volkswirtschaftliche Untersuchungen (Kosten-Nutzen-Analyse sowie Erhebung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte vgl. Abschnitte 7 und 8) ins Zentrum gerückt werden. Während Studien mit Fokus auf technische Belangen in einer großen Anzahl verfügbar sind, gibt es nur wenige Studien mit einem gesamtwirtschaftlichen Fokus zum Thema Smart Grids. In Österreich hingegen fehlt aktuell eine gesamtheitliche Betrachtung des Themas "Smart Grids" noch gänzlich. Da die Integration dezentraler Erzeugung aus erneuerbaren Energien mit einem beträchtlichen Investitionsbedarf einhergeht und diese eine Belastung der Stromkunden mit sich bringt, stellt eine umfangreiche ökonomische Bewertung von Smart-Grids-Lösungen eine wesentliche Voraussetzung dar, um die Fragen zu klären „wie viel an smart“ ist wirtschaftlich sinnvoll bzw. wer zählt zu den „Gewinnern“ bzw. zu den „Verlierern“ der Einführung „intelligenter“ Netze.

Grundlegende Basis des Projekts bildete die technische Analyse der aktuellen Struktur typischer Verteilernetze in Österreich. Mit Hilfe eines Netzberechnungsprogrammes wurden ausgewählte Netzgebiete (vgl. Abschnitt 3.1) nachgebildet. Dabei wurde, durch die Projektzusammenarbeit, der Fokus auf das Netzgebiet der Energie Klagenfurt gelegt. Die ausgewählten Netzabschnitte wurden hinsichtlich einer städtischen Versorgungs- und Laststruktur (charakterisiert durch kurze Wege und eine hohe Lastdichte) sowie Netzabschnitte mit einer ländlichen Struktur (lange Wege, geringe Lastdichte in Kombination mit einer hohen Erzeugung aus dezentralen Erzeugungsanlagen) unterteilt.

In einem weiteren Schritt wurden, nach Evaluation von Mess- und Berechnungsergebnissen Szenarien bis zum Jahr 2030 erstellt. Wesentlich war dabei die Überlegung, unterschiedliche Rahmenbedingungen in den einzelnen Szenarien abzubilden (Ausbau erneuerbarer Energien, Elektromobilität etc.) und dabei einen konventionellen Migrationspfad mit smarten Migrationspfaden zu vergleichen (vgl. Abbildung 4). Diese Darstellung ermöglicht einen direkten Vergleich der Kosten und Nutzen verschiedener technischer Implementierungen (im Folgenden Migrationspfade genannt) und orientiert sich an Frontier Economics (2012) und acatech (vgl. Appelrath et al., 2012).¹¹

¹¹ Für eine detaillierte Beschreibung der ECONGRID-Szenarien siehe Abschnitt 3.2.

Abbildung 4: Szenarien und Migrationspfade im Projekt ECONGRID



Quelle: eigene Darstellung

Als wesentliche Treiber für Smart Grids bzw. Parameter mit einer künftig unsicheren Entwicklung wurden einerseits die Zunahme der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und andererseits Änderungen auf der Nachfrageseite (Elektrifizierung des Verkehrs, Lastverschiebepotential) identifiziert (vgl. Frontier Economics, 2012:5). Grundlage für die Szenarienerstellung bildete der Konsens, dass die einzelnen Technologien entsprechend ihrer Funktionalität/Nutzen (Angebots- bzw. Nachfrageseite) kategorisiert werden. Anschließend erfolgte eine Variation der exogen festgelegten Parameter entweder auf der Angebots- oder Nachfrageseite.

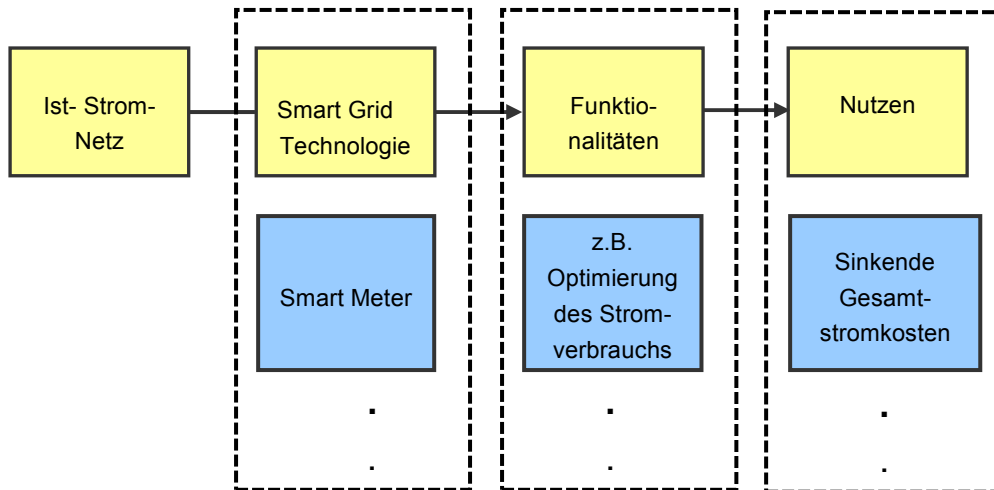
Nach eingehender Definition der Szenarien konnten für jedes ECONGRID-Szenario und die entsprechenden Migrationspfade die Netzbau- bzw. -adaptierungskosten errechnet werden. Dafür dienten, die in den ECONGRID-Szenarien jeweils eingesetzten Technologien bzw. die dafür notwendigen Netzbau- und Adaptierungsmaßnahmen (vgl. Abschnitt 4.3). Auf Basis der in den ECONGRID-Szenarien eingesetzten Technologien konnten durch Zuweisung der Funktionalitäten (vgl. Abbildung 5) Nutzeneffekte abgeleitet (vgl. Abbildung 7) und diese in einem weiteren Schritt monetarisiert werden. Abbildung 6 und Abbildung 7 erläutern die methodische Vorgangsweise der Ableitung der Nutzeneffekte im Rahmen des Projekts ECONGRID. Der Einsatz spezifischer technischer Komponenten (beispielsweise eines Smart Meters) bietet den Kunden/Verteilernetzbetreibern/Elektrizitätsunternehmen neue Möglichkeiten im Betrieb der Netze bzw. der Interaktion zwischen den einzelnen Marktteilnehmern (vgl. Abbildung 6). Erst der Einsatz technischer Komponenten bietet neue Funktionalitäten und damit auch Nutzeneffekte (vgl. Abbildung 7), welche durch den Einsatz dieser Komponenten lukriert werden können.

Abbildung 5: Verknüpfung der Technologien und Funktionalitäten

Technologien	Funktionalitäten		
	1. Einbindung von Endkunden mit neuen Herausforderungen (Netz, Prosumer)	2. Erhöhung der Effizienz im alltäglichen Netzbetrieb, Personal, Response-Zeit, Kosten-Nutzen	3. Schutz, Sicherstellung und Überwachung der Versorgungssicherheit
erweiterte Leittechnik (Niederspannungsmonitoring, Verteilnetzautomatisierung, Betriebsmittelüberwachung ...)	1.1 Einhaltung des Spannungsbandes (Power Quality, EN 50160 und EN 61000)	2.1 Netzautomatisierung, Netzschatlstrategien, Energieeffizienz und Kosteneffizienz	3.1 Netzregelreserve
Einspeisemanagement beim Kunden	1.2 Netzbindung DEA (TOR, D2, D4), transparente Anschlussbedingung	2.2 Identifikation und Verringerung von Verlusten (technisch, nicht technisch) durch Messung	3.2 Datenaustausch- und Fernsteuerung
Last- und Demand Side Management, Kunde	1.3 Netznutzungsbedingungen	2.3 Optimierung des Energieerzeugungs- und Übertragungssystems	3.3 Datenschutz
Last- und Supply Side Management, EVU	1.4 Erfassung der Erzeugung/Verbrauch (Spitzenlastmanagement)	2.4 Erfassung des Betriebsmittelzustandes	3.4 Überwachen öffentlicher Einrichtungen, Haushalte?
	1.5 Wirk-Blindleistungsmanagement	2.5 Messungen von P,Q und PQ-Quality, Auswirkungen auf verschiedene Netzebenen	3.5 State Estimation
	1.6 Optimierung der Erzeugung und des Verbrauchs beim Endkunden	2.6 aufeinander Austausch von Erzeugungs- und Verbrauchsdaten, Wirk-Blindleistungsmanagement	3.6 Einhaltung PQ, neue Schutzkonzepte
	1.7 Klassifizierung der Netz- und Kundenstruktur	2.7 Power Quality	3.7 neue Schutzkonzepte
	2.1 Netzautomatisierung, Netzschatlstrategien, Energieeffizienz und Kosteneffizienz	2.8 Spannungsregelung, Lastflusssteuerung (Übertragungsnetz), Auswirkung auf übergeordnete Netzebenen	3.8 Anpassung Angebot / Nachfrage (Echzeit)
	2.2 Identifikation und Verringerung von Verlusten (technisch, nicht technisch) durch Messung		
	2.3 Optimierung des Energieerzeugungs- und Übertragungssystems		
	2.4 Erfassung des Betriebsmittelzustandes		
	2.5 Messungen von P,Q und PQ-Quality, Auswirkungen auf verschiedene Netzebenen		
	2.6 aufeinander Austausch von Erzeugungs- und Verbrauchsdaten, Wirk-Blindleistungsmanagement		
	2.7 Power Quality		
	2.8 Spannungsregelung, Lastflusssteuerung (Übertragungsnetz), Auswirkung auf übergeordnete Netzebenen		
	2.9 Automatische Inselnetzerkennung/Resynchronisation		

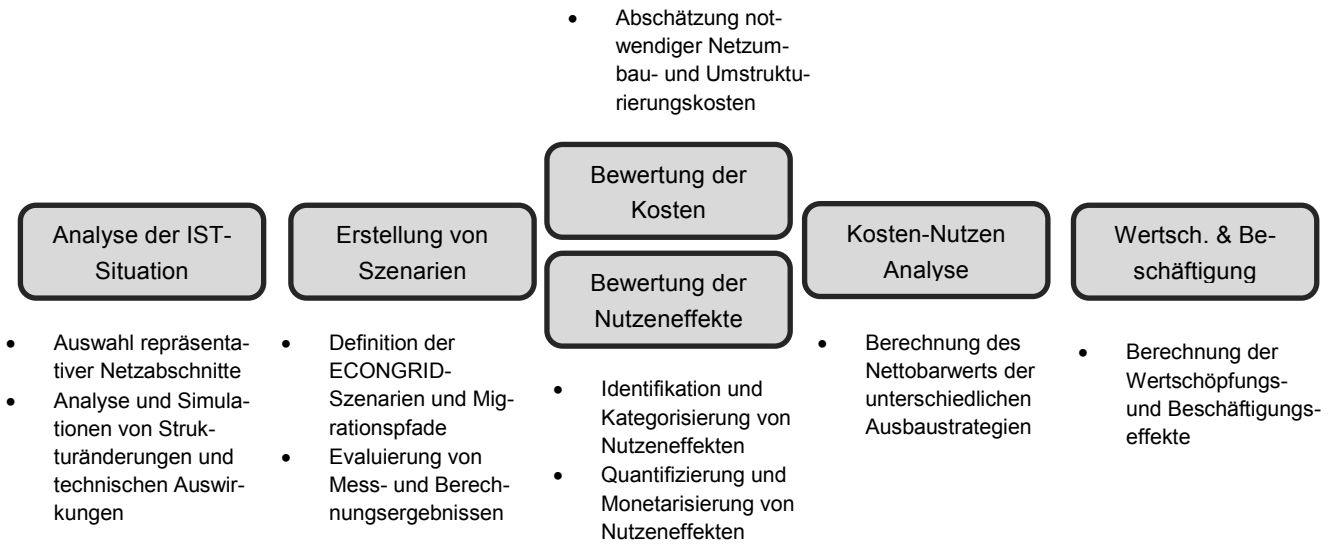
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 6: Ableitung der Nutzeneffekte von Smart Grids



Quelle: eigene Darstellung, in Anlehnung an EPRI (2010:2-21)

Abbildung 8: Methodische Vorgangsweise im Projekt ECONGRID



Quelle: eigene Darstellung

3.1 Analyse und Auswahl der Netzgebiete

Anhand der Analyse der Ist-Situation eines typischen österreichischen Verteilernetzes (städtisch, vorstädtisch und ländliche Gebiete) wird der Status quo der Netze (2012) erhoben und netz- sowie kunden-seitige Erfordernisse zur Erreichung der Ziele, die in den Szenarien beschrieben sind, dargestellt. Diese Erfordernisse beziehen sich somit auf die Anforderungen im Netz, der Erzeugung und der Kunden. Unter Berücksichtigung der Zielvorgaben hinsichtlich erneuerbarer Energien (Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen) und den Ausbauzielen der Elektromobilität sowie der Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben für Smart Metering ergeben sich die in Abschnitt 4.3 dargestellten Unterscheidungsmerkmale zwischen *konventionellen* und *smarten Migrationspfaden* der definierten ECONGRID Szenarien.

Typische Kennzeichen von städtischen Netzstrukturen sind z.B. Leitungsdichte, Stationsdichte und der Streckenbelag¹², welche höhere Werte (im Vergleich zu vorstädtischen bzw. ländlichen Netzstrukturen) aufweisen. Resultierend wird häufig im Mittelspannungsbereich ein vermaschtes Netz oder Ringnetz und vereinzelt in der Niederspannung ein Ringnetz aufgebaut. Diese Netzformen zeichnen sich durch die Möglichkeit der Umschaltungen aus. Zu berücksichtigen ist u.a., dass sich der Netzschutz in diesen Fällen aufwändiger gegenüber Stickleitungen gestaltet und daraus resultierend die Kosten steigen.

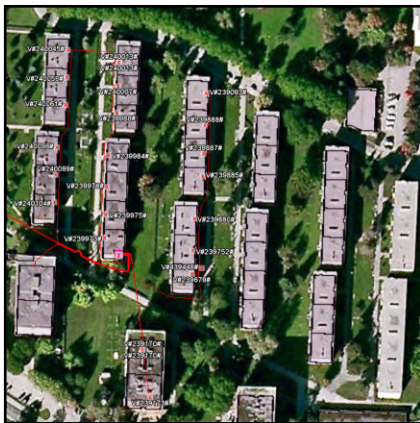
¹² Quelle: ÖNORM M 7102 (2011): **Leitungsdichte:** Quotient aus der Netzlänge und der Fläche des von einem Verteilernetz versorgten Bereiches; **Stationsdichte:** Quotient aus der Anzahl der Transformatorstationen und der Fläche des vom Verteilernetz versorgten Bereiches; **Streckenbelag:** auf die Netzlänge bezogene Energieabgabe (Last) in einem Versorgungsbereich

Vorstädtische Netzstrukturen zeigen gegenüber den städtischen Bereichen verringerte Leitungsdichten, Stationsdichten, Streckenbeläge und punktuell konzentrierte Verbrauchsschwerpunkte. Eine Umschaltmöglichkeit z.B. im Fehlerfall ist in diesen Fällen nicht immer möglich.

Typische Kennzeichen von ländlichen Netzstrukturen sind gegenüber den vorstädtischen Bereichen eine weiter verringerte Leitungsdichte, Stationsdichte und Streckenbeläge sowie im Verhältnis große Leitungslängen. Auf eine Umschaltmöglichkeit wird im Regelfall verzichtet, im Störfall wird das betroffene Netzgebiet mit Notstromaggregaten versorgt.

Gebiet 1: Stadt

Abbildung 9: Satellitenbild Gebiet 1



Quelle: Google Maps

Gebiet 1 entspricht exemplarisch für die durchgeführten Untersuchungen einer typischen Netzstruktur im städtischen Gebiet. Der betrachtete Netzteil in Abbildung 9 beinhaltet ausschließlich mehrstöckige Wohngebäude (vier bis acht Stockwerke). Gebiet 1 ist flächenmäßig das kleinste der drei untersuchten Netzgebiete und weist geringe Dachflächen im Vergleich zur verbrauchten Leistung je Gebäude (aufgrund höherer Bebauungsdichte) auf.

Gebiet 2: Vorstadt

Abbildung 10: Satellitenbild Gebiet 2



Quelle: Google Maps

Am Rande der Stadt gelegen ist die Siedlung im Gebiet 2 ein Beispiel für ein Wohngebiet in der Vorstadt (siehe Abbildung 10). Hier sind fast ausschließlich Ein- und Zweifamilienhäuser angesiedelt, die Dachfläche und somit potentielle Fläche (PV-Leistung pro Einwohner) ist im Vergleich zu Gebiet 1 wesentlich höher.

Gebiet 3: Land

Abbildung 11: Satellitenbild Gebiet 3



Die ländliche Struktur wird durch das Gebiet 3 repräsentiert. Es zeichnet sich u.a. durch viele landwirtschaftliche Nutzflächen und eine geringe Bebauungsdichte aus.

Für die Abschätzung der PV-Leistungen sind hier, verglichen mit den anderen beiden Gebieten, die verfügbaren Dachflächen – bezogen auf die Einwohneranzahl – am größten (siehe Abbildung 11).

Quelle: Google Maps

Die dargestellten Gebiete und Netzstrukturen dienen, wie zuvor beschrieben, der Simulation und Modellberechnung. Dies bezieht sich auch auf die einzelnen Erzeugungstechnologien, wie z.B. PV. So konnte durch die Kombination von Netzplänen und Orthofotos im Rahmen des Projekts jedem elektrischem Hausanschluss eine geeignete Dachfläche und somit die potentielle PV-Leistung bzw. Leistung aus sonstigen dezentralen Erzeugungsanlagen (KWK-Anlagen auf Gebäudeebene) pro Gebäude zugeordnet werden. Weiters wurden seitens der Energie Klagenfurt Jahresverbrauchsdaten für alle betroffenen elektrischen Anschlüsse zur Verfügung gestellt, womit sich anhand von Standardlastprofilen maximale und minimale Verbrauchslasten, differenziert nach den oben beschriebenen Gebieten und Netzstrukturen, ermitteln ließen.

3.2 ECONGRID-Szenarien und Migrationspfade

ECONGRID-Szenarien

Im Projekt ECONGRID wurden drei Szenarien definiert welche „mögliche Entwicklungen“ skizzieren und nicht als Prognosen zu interpretieren sind.

Entsprechend der Intelligenten Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO (2012) werden in allen Szenarien bis Ende 2019 Ferraris-Zähler durch Smart Meter weitgehend ersetzt.

- 1 Im Current Policy Szenario werden bereits beschlossene Maßnahmen und gesetzlich verankerte Regelungen umgesetzt.
- 2 Im Renewable⁺ Szenario wird insbesondere dem Ausbau erneuerbarer Energien ein erhöhter Vorrang eingeräumt.
- 3 Im *Flexdemand* Szenario gewinnt zusätzlich noch die Flexibilisierung der Nachfrage (Stichwort: Demand Side Management) an Bedeutung.

Die Entwicklung der Szenarien wurde auf referenzierbare und aktuelle Datensätze aufgebaut. Es wurde versucht, größtmöglich die Verteilernetz-Daten (z.B. Leitungslänge etc.) aus dem Jahr 2012 zu verwenden. Die nachfolgenden Abschnitte 3.2.1 bis 3.2.3 definieren die im Rahmen des Projekts entwickelten Szenarien.

Der Betrachtungszeitraum für die einzelnen Szenarien erstreckt sich bis 2030; für das Jahr 2020 wurden Zwischenziele festgehalten.

ECONGRID-Migrationspfade

Die Zielerreichung der festgelegten Rahmenbedingungen (Ausbau erneuerbarer Energien, Elektromobilität ...) erfolgt in den einzelnen Szenarien über die Migrationspfade smart und konventionell; diese Pfade beschreiben die technologischen Entwicklungen und Veränderungen im Elektrizitätsnetz. Der Migrationspfad „smart“ charakterisiert den Weg hin zu einem Smart Grid, der Migrationspfad „konventionell“ stellt eine „weiter wie bisher Strategie“ dar. Im Szenario *Flexdemand* wird zusätzlich ein Migrationspfad „smart plus“ (vgl. Abbildung 4) abgebildet, welcher einen sehr ambitionierten Einsatz von smarten Technologien berücksichtigt¹³ (vgl. Abschnitt 4.3). Die Einhaltung der in den Abschnitten 3.2.1 bis 3.2.3 festgelegten Rahmenbedingungen (z.B. Einspeisung erneuerbarer Energien, Ausbau Elektromobilität) wer-

¹³ Im Migrationspfad smart plus wird u.a. die Annahme getroffen, dass die Haushalte die Eigennutzung der PV-Anlagen maximieren und die Stromeinspeisung in das öffentliche Netz bzw. den Strombezug aus dem öffentlichen Netz minimieren.

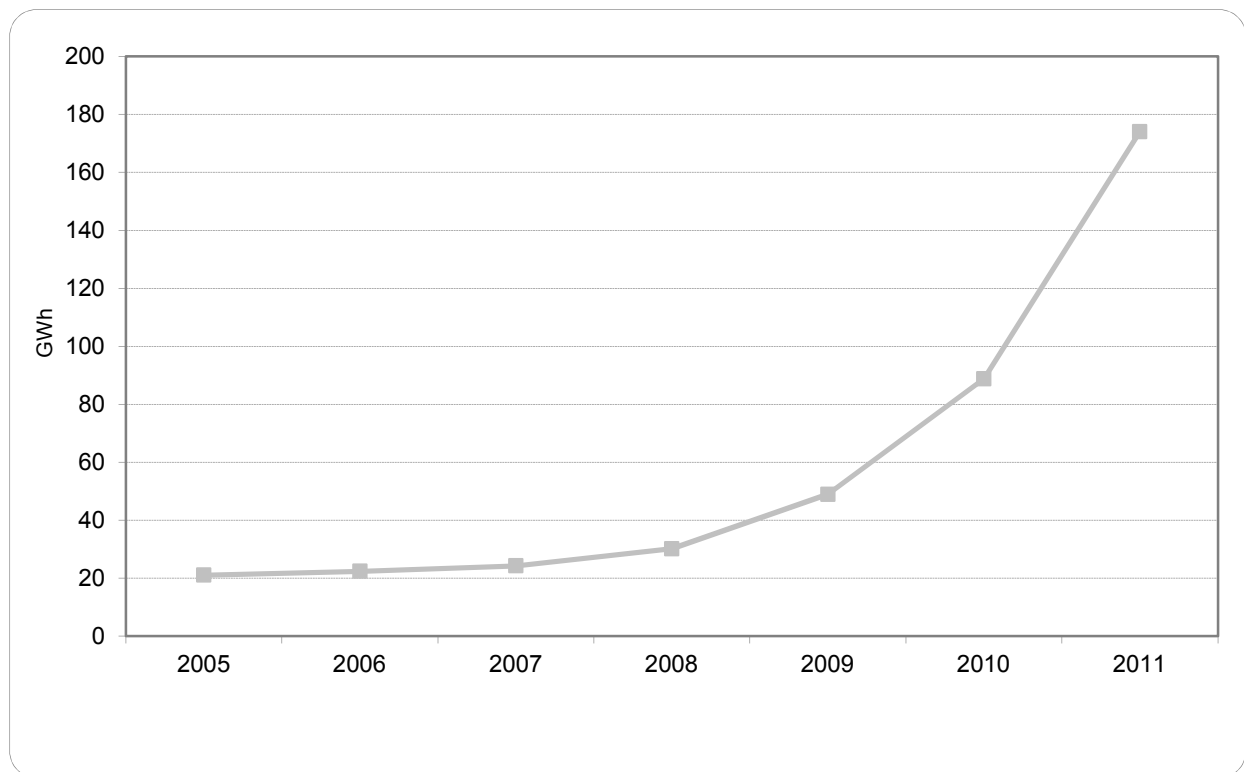
den entsprechend den verschiedenen Migrationspfaden entweder über den Einsatz smarter Technologien (Migrationspfad smart bzw. smart plus) bzw. mittels konventionellen Technologien (Migrationspfad konventionell) sichergestellt.

3.2.1 Current Policy Szenario

Im Current Policy Szenario werden bisherige Initiativen und rechtliche Rahmenbedingungen umgesetzt (z.B. Ökostromgesetz 2012). Die Endkunden werden entsprechend der Intelligenten Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO (vgl. Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO (2012)) bis Ende 2019 zu 95 % mit elektronischen Zählern ausgestattet. Die fortlaufende Förderung von erneuerbaren Energien führt zu einem Anstieg der installierten Erzeugungskapazitäten – bezogen auf die Anzahl und die ausgebaute Erzeugungsleistung. Photovoltaik und Windkraft werden gemäß den Zielen in § 4 ÖSG 2012 (vgl. Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012) sukzessive zugebaut. Die Nutzung der Dach- und Fassadenflächen zur Stromerzeugung hängt insbesondere von den zur Verfügung stehenden Förderungen ab. Die Ausbauziele der einzelnen Technologien orientieren sich bis 2020 damit strikt an dem ÖSG 2012. Im Zeitraum 2021-2030 orientiert sich der weitere Ausbau erneuerbarer Energiequellen an Potentialabschätzungen und bezieht mögliche Zielkonflikte (Flächenkonkurrenz in der Biomasseproduktion etc.) mit ein.

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung aus Photovoltaik (PV) Anlagen in Österreich im Zeitraum 2005-2011. Im Jahr 2005 lag die Stromerzeugung bei ca. 21 GWh, bis zum Jahr 2008 war ein moderater Anstieg der PV-Produktion zu erkennen. Zwischen den Jahren 2010 und 2011 ist ein steiler Anstieg der Stromproduktion aus Photovoltaik Anlagen zu erkennen. Der Wachstumssprung ist insbesondere auf eine verstärkte Förderung von Bund und Ländern zurückzuführen. Dabei gilt zu berücksichtigen, dass sich ein Teil des Anstiegs der Bundesförderung von 2009 auf 2010 (von € 18 Mio. auf € 35 Mio.) um ein Jahr zeitverzögert (und damit erst im Jahr 2011) ausgewirkt hat (vgl. Biermayr et al., 2012:84).

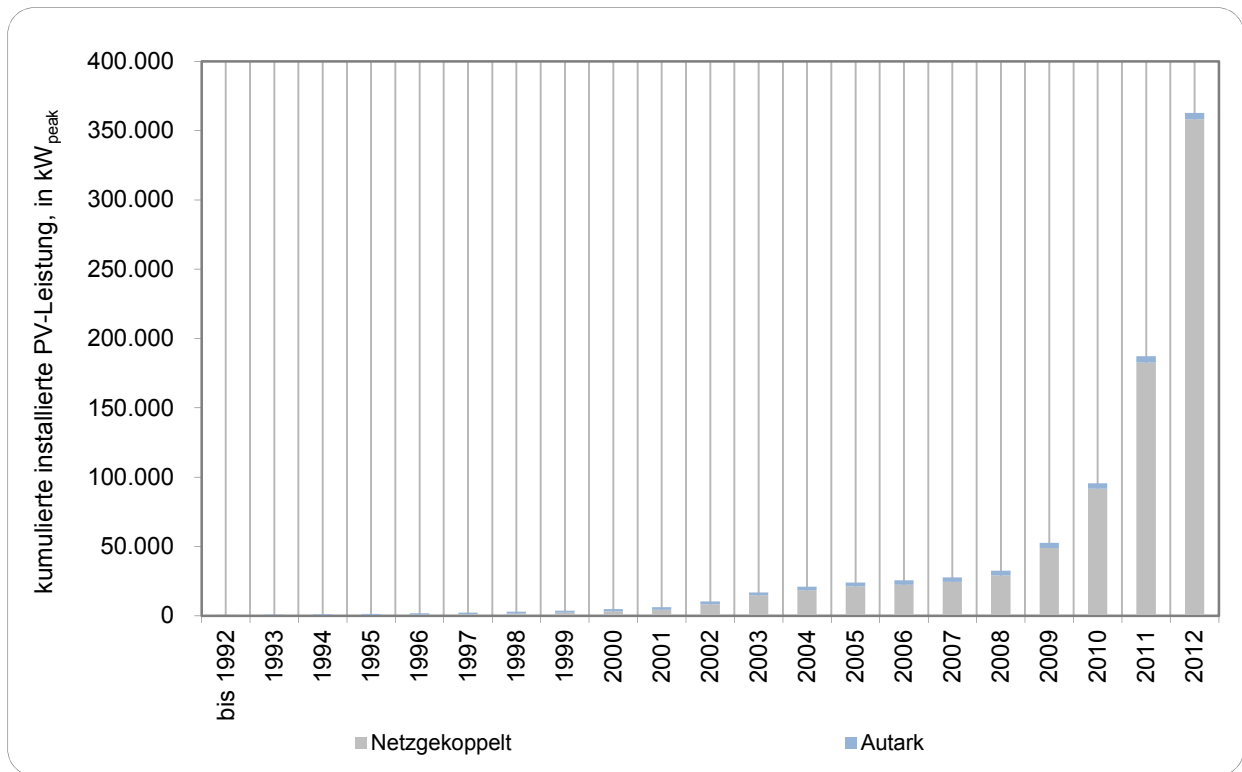
Abbildung 12: Entwicklung der PV-Produktion in Österreich, 2005-2011



Quelle: Statistik Austria (2012); eigene Darstellung

Abbildung 13 zeigt den Verlauf der kumulierten installierten Photovoltaik-Leistung von 1992 bis zum Jahr 2012. Während in den Jahren 2010 und 2011 eine deutliche Zunahme der kumulierten installierten Leistung zu erkennen ist, kam es im Jahr 2012 wiederum fast zu einer Verdoppelung der installierten Leistung von 187,2 MW_{peak} (2011) auf 362,9 MW_{peak} (2012) (vgl. Biermayr et al., 2013:87).

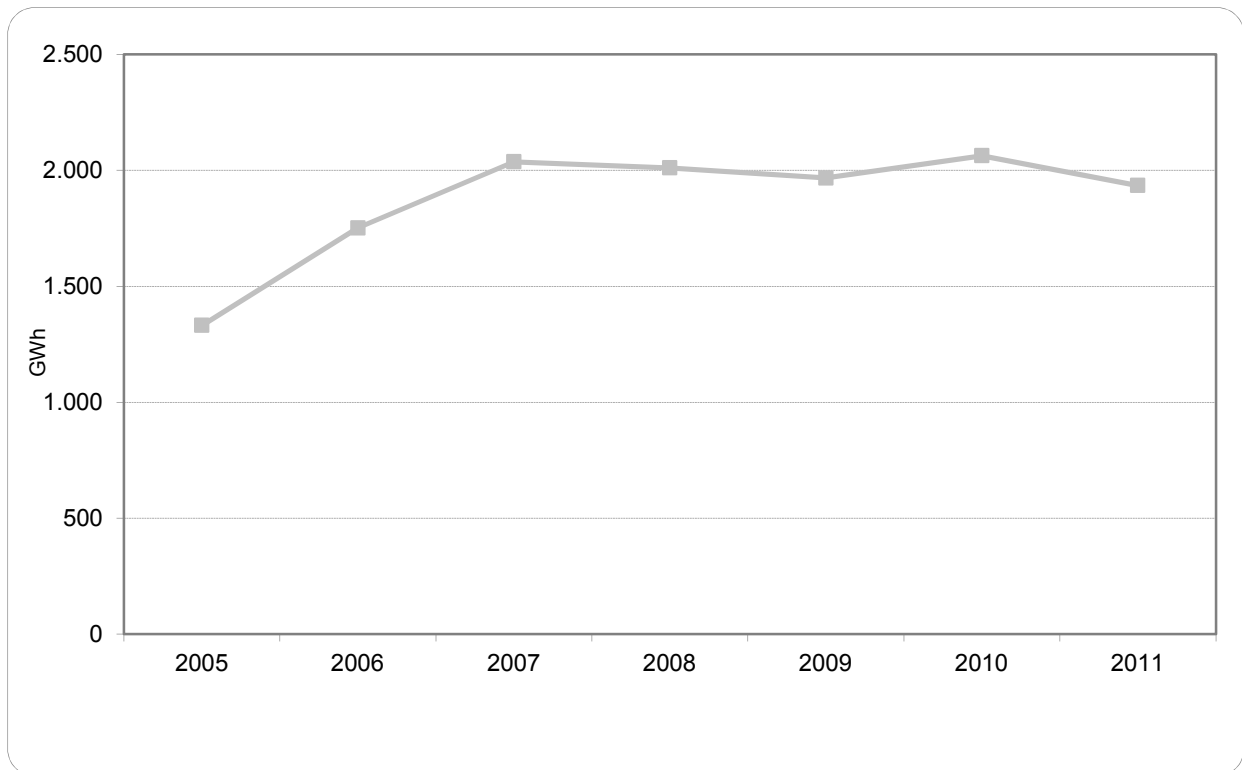
Abbildung 13: Kumulierte installierte PV-Leistung, 1992 bis 2012, in kW_{peak}



Quelle: Biermayr (2013:88); eigene Darstellung

Die Windkraft verzeichnete in den Jahren 2005 bis 2007 einen starken Zuwachs (vgl. Abbildung 14). Im Jahr 2005 wurden laut Statistik Austria (2012) ca. 1.330 GWh mittels Windkraft erzeugt. Im Jahr 2007 betrug der Beitrag zur Stromerzeugung aus Windkraft bereits mehr als 2.037 GWh. Nach einem vorläufigen Höhepunkt im Jahr 2010 (ca. 2.063 GWh) war die Stromproduktion aus Windkraft im Jahr 2011 leicht rückläufig (1.934 GWh). Kleine Schwankungen der Jahreserzeugung erklären sich u.a. auch über das jahreszeitliche Winddargebot.

Abbildung 14: Entwicklung der Stromerzeugung aus Windkraft in Österreich, 2005-2011

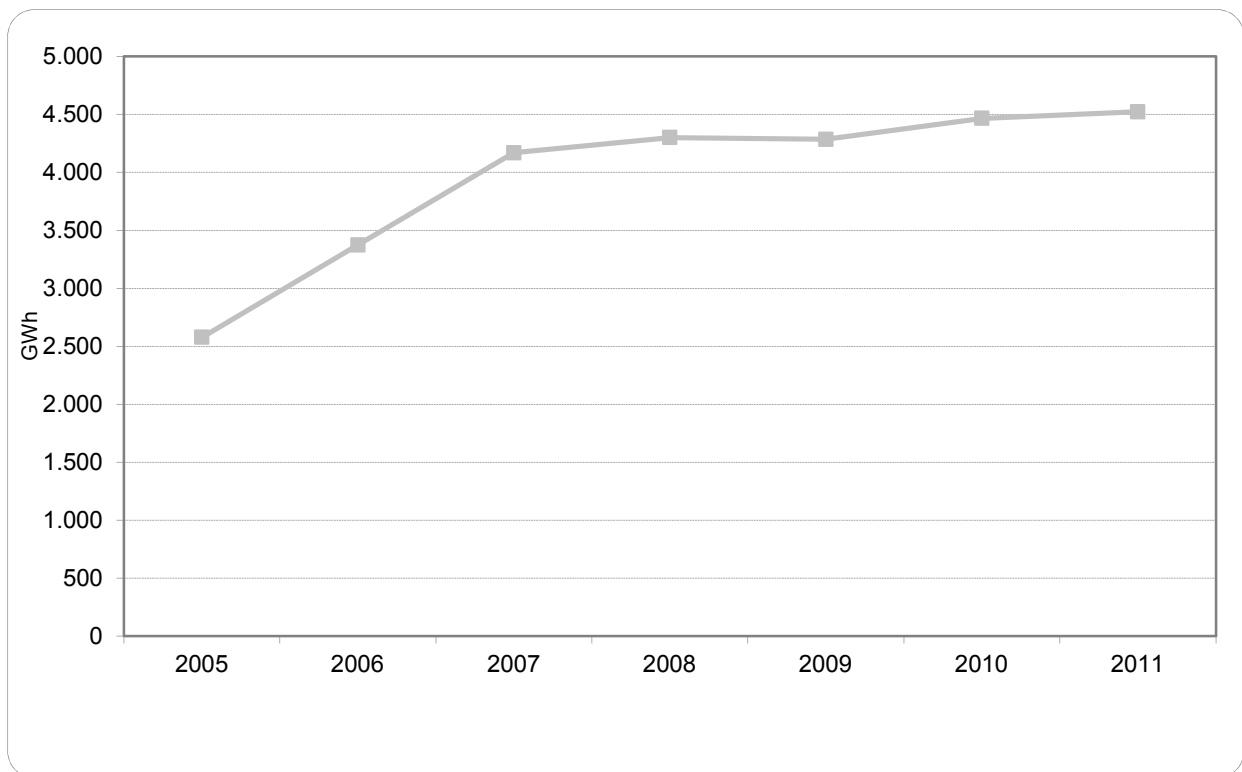


Quelle: Statistik Austria (2012); eigene Darstellung

Die Stromerzeugung aus Biogenen¹⁴ verzeichnete im Zeitraum 2005-2007 ebenfalls einen starken Anstieg (vgl. Abbildung 15). Insgesamt konnte die Stromerzeugung mittels Biogenen von 2005-2011 um 76 % (von 2.576 GWh auf 4.522 GWh) gesteigert werden. Bis 2020 sollen weitere 1.300 GWh mittels Biomasse erzeugt werden (vgl. Ökostromgesetz, 2012:4).

¹⁴ Unter den Biogenen fallen lt. Energiebilanz Statistik Austria: Hausmüll-Bioanteil, Brennholz, Holzpellets, Holzabfall, Ablauge, Deponiegas, Klärgas, Biogas, Flüssige Biogene, sonstige feste Biogene.

Abbildung 15: Entwicklung der Stromerzeugung aus Biogenen in Österreich, 2005-2011



Quelle: Statistik Austria (2012); eigene Darstellung

Ausbauziele erneuerbarer Energien bis 2020

Im Current Policy Szenario wird die Umsetzung der Ausbauziele gemäß dem Ökostromgesetz 2012 vorausgesetzt. Entsprechend dem Ökostromgesetz 2012 sollen die erneuerbaren Energien (im Zeitraum 2010-2020) wie folgt ausgebaut werden (vgl. Ökostromgesetz 2012:4):

- Wasserkraft: 1.000 MW (ca. 4 TWh)
- Windkraft: 2.000 MW (ca. 4 TWh)
- Biomasse und Biogas: 200 MW (ca. 1,3 TWh)
- Photovoltaik: 1.200 MW (ca. 1,2 TWh)

Ausbauziele erneuerbarer Energien bis 2030

Bis zum Jahr 2020 ist im Current Policy Szenario der Ausbau der erneuerbaren Energien bezugnehmend auf das Ökostromgesetz 2012 fixiert. Im Zeitraum 2020 bis 2030 wurde von einem weiteren (moderaten) Ausbau der einzelnen Energien, auf Basis diverser Abschätzungen aus der Literatur ausgegangen (vgl. Tabelle 2). Die Stromerzeugung aus Photovoltaik steigt im Current Policy Szenario im Zeitraum 2021-2030 nochmals um 3.000 GWh an. Bliem et al. (2011) gehen in der Studie Energy [R]evolution 2050 von einer Stromproduktion aus PV-Anlagen von 8.400 GWh aus. Ab dem Jahr 2021 wird im Current Policy Szenario der Ausbau der Windkraft nur noch eingeschränkt stattfinden. Hantsch

und Moidl (2007:16) schätzen für die Windkraft ein realisierbares Regelarbeitsvermögen von 7.300 GWh bis zum Jahr 2020. Insgesamt werden im Szenario Current Policy zwischen 2020 und 2030 weitere 500 GWh mittels Windkraft erzeugt. Die Gesamtstromproduktion liegt mit mehr als 6.560 GWh im Jahr 2030 damit deutlich unter dem von Hantsch und Moidl (2007) abgeschätzten Potential (für 2020); die Schätzungen für den weiteren Ausbau folgen im Current Policy Szenario damit sehr konservativen Annahmen, dies gilt ebenso für den Ausbau der Wasserkraft. Bis zum Jahr 2020 erfolgt der Ausbau der Wasserkraft entsprechend dem Ökostromgesetz 2012, zwischen den Jahren 2021 und 2030 erfolgt nur mehr ein geringer Zubau: bis 2030 steigt die Stromproduktion der Wasserkraft nochmals um 800 GWh an. Bevorzugt werden Revitalisierungsmaßnahmen an bereits bestehenden Anlagen umgesetzt, um die Effizienz der vorhandenen Kraftwerke zu steigern und mögliche Konflikte mit dem Naturschutz zu vermeiden. In einer Publikation des Lebensministeriums (2009:18f) wird bis 2020 im Szenario „ambitioniert realistisch“¹⁵ von einem zusätzlichen Potential an Wasserkraft von 4.000 GWh ausgegangen (dieser Wert entspricht dem Ausbauziel des Ökostromgesetzes 2012), im Szenario „außergewöhnlich forciert“¹⁶ von 7.000 GWh. Der Ausbau der Stromerzeugung aus Biogenen folgt im Current Policy Szenario bis zum Jahr 2020 den Zielen des Ökostromgesetzes 2012. Nach dem Jahr 2020 wird von keinem bedeutenden Zubau im Bereich der Verstromung ausgegangen. Aufgrund der Flächenkonkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelindustrie sowie der stofflichen Verwertung (Papierindustrie etc.) bzw. dem Einsatz der Brennstoffe in der Wärmeerzeugung bzw. der Beimengung zum konventionellen Treibstoff wird das zusätzliche Potential für die Verstromung von Biomasse als gering eingeschätzt.

Tabelle 2: Ausbauziele der erneuerbaren Energien und Beitrag zur Stromerzeugung 2030, Current Policy Szenario

	Ausbauziele Current Policy Szenario		Beitrag zur Stromproduktion 2030
	2010-2020	2020-2030	
PV	+ 1.200 GWh	+ 3.000 GWh	4.289 GWh
Windkraft	+ 4.000 GWh	+ 500 GWh	6.564 GWh
Wasserkraft	+ 4.000 GWh	+ 800 GWh	43.206 GWh
Biogene	+ 1.300 GWh	+ 200 GWh	6.054 GWh

Quelle: eigene Berechnungen¹⁷

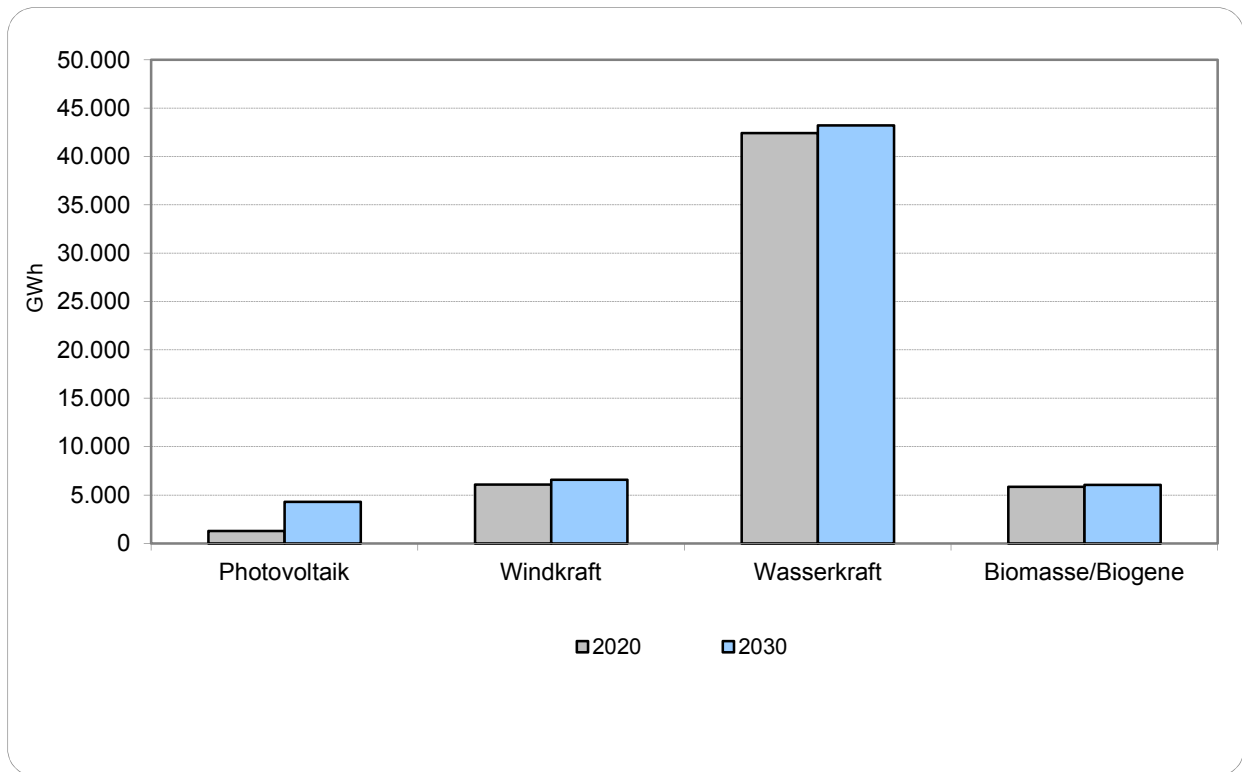
Abbildung 16 fasst die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien im Current Policy Szenario der Jahre 2020 und 2030 zusammen.

¹⁵ Im Szenario „ambitioniert-realistisch“ werden günstige Rahmenbedingungen für die Wasserkraft angenommen, der Ausbau kann schrittweise erfolgen und auch das Interesse von Wasserkraftbetreibern ist gegeben.

¹⁶ In diesem Szenario werden optimale Rahmenbedingungen (hoher Strompreis, weitreichende finanzielle Anreize für Wasserkraftbetreiber wie bspw. Förderungen oder Steuererleichterungen und eine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung) vorausgesetzt.

¹⁷ Die Ausbauziele von 2010-2020 orientieren sich am Ökostromgesetz 2012. Für den Zeitraum 2021-2030 wurden konservative Werte angesetzt und mit einschlägigen Studien aus der Literatur abgestimmt (vgl. Bliem et al., 2011; Hantsch und Moidl, 2007; Lebensministerium, 2009).

Abbildung 16: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Current Policy Szenario 2020 und 2030



Quelle: eigene Darstellung

Ausbau Elektromobilität

Der Ausbau der Elektromobilität orientiert sich in den ECONGRID-Szenarien im Wesentlichen an dem Szenario des Umweltbundesamtes (vgl. Umweltbundesamt, 2010). In den Umweltbundesamtszenarien wird unterstellt, dass alle beteiligten Akteure das Ziel der Einführung einer flächendeckenden Elektromobilität verfolgen. Bis zum Jahr 2020 soll sich der Bestand an Elektrofahrzeugen (rein elektrisch betriebene Pkw sowie Plug-in Hybridfahrzeuge (PHEV)) – unter optimistischen Randbedingungen – auf ca. 210.000 Fahrzeuge erhöhen (dies entspräche im Jahr 2020 knapp 4 % der österreichischen Gesamtflotte). Tabelle 3 gibt Auskunft über den Bestand an E-Fahrzeugen bis zum Jahr 2050 (vgl. Umweltbundesamt, 2010:5 bzw. 27f).

Tabelle 3: Entwicklung der Elektromobilität, Szenario Umweltbundesamt

Jahr	Gesamtfahrzeugbestand	Bevölkerung	Motorisierungsgrad	jährlicher Fzg. Gesamtausfall	Neuzulassungen Gesamt	Neuzulassungen E-FZG	Anteil E-FZG an Neuzulassungen	jährlicher E-FZG Ausfall	Bestand E-FZG	Anteil Bestand
2010	4.656.931	8.373.119	55,6%	232.847	300.000	465	0,2%	29	436	0%
2011	4.731.558	8.411.918	56,2%	236.578	311.205	1.147	0,4%	72	1.510	0,0%
2012	4.806.186	8.450.114	56,9%	240.309	314.937	1.909	0,6%	120	3.300	0,1%
2013	4.880.814	8.487.707	57,5%	244.041	318.669	2.846	0,9%	171	5.975	0,1%
2014	4.955.442	8.524.696	58,1%	247.772	322.400	3.803	1,2%	307	9.470	0,2%
2015	5.030.070	8.561.083	58,8%	251.504	326.132	14.857	4,6%	489	23.838	0,5%
2016	5.094.563	8.596.866	59,3%	254.728	319.221	18.902	5,9%	1.216	41.524	0,8%
2017	5.159.056	8.632.046	59,8%	257.953	322.446	34.258	10,6%	2.137	73.645	1,4%
2018	5.223.549	8.666.623	60,3%	261.177	325.670	41.540	12,8%	3.789	111.395	2,1%
2019	5.288.042	8.700.597	60,8%	264.402	328.895	49.872	15,2%	5.759	155.508	2,9%
2020	5.352.535	8.733.967	61,3%	267.627	332.120	60.159	18,1%	8.063	207.604	3,9%
2025	5.624.726	8.891.772	63,3%	281.236	335.674	166.216	49,5%	29.276	699.342	12,4%
2030	5.905.962	9.034.498	65,4%	295.298	351.545	273.000	77,7%	72.978	1.596.689	27,0%
2035	6.178.924	9.162.144	67,4%	308.946	363.334	335.956	92,5%	127.407	2.640.341	42,7%
2040	6.447.606	9.274.710	69,5%	322.380	375.657	366.414	97,5%	180.354	3.622.893	56,2%
2045	6.710.171	9.372.197	71,6%	335.509	387.487	380.623	98,2%	226.075	4.458.429	66,4%
2050	6.965.679	9.454.605	73,7%	348.284	398.776	393.373	98,6%	264.023	5.152.848	74,0%

Quelle: Umweltbundesamt (2010:33); eigene Darstellung

Im Current Policy Szenario wird ebenso wie im Szenario Renewable⁺ (vgl. Abschnitt 3.2.2) davon ausgegangen, dass die Szenarienwerte des Umweltbundesamtes (2010) nur zur Hälfte erreicht werden können. Die Elektrifizierung des Verkehrs gewinnt damit nur vergleichsweise langsam an Bedeutung. Insgesamt sind im Jahr 2020 im Current Policy Szenario 103.802 Elektrofahrzeuge (PHEV und reine Elektrofahrzeuge) vorhanden, ca. 40 % davon können als Speicher genutzt werden. Im Jahr 2030 wird mit einer Anzahl von 798.345 Elektrofahrzeugen (PHEV und reine Elektrofahrzeuge) gerechnet, knapp 240.000 davon können als Speicher eingesetzt werden.

Lastverschiebepotential

In den Szenarien Current Policy und Renewable⁺ wird – über alle Sektoren – ein Lastverschiebepotential von 100 MW (200 MW) bis zum Jahr 2020 (2030) angenommen. Internationale und nationale Studien weisen, insbesondere aufgrund des Einsatzes von Smart Metern in Kombination mit variablen Tarifen, (vgl. Abschnitt 6) auf ein Lastverschiebepotential bei Haushaltskunden hin. Die angegebenen Bandbreiten der Lastverschiebung konzentrieren sich dabei meist auf Feldversuche mit Haushaltskunden. Hinterberger und Polak (2011) hingegen beziffern das Lastverschiebepotential der österreichischen Industrie und des Gewerbes mit 300 MW (250 MW Industrie, 50 MW Gewerbe).¹⁸ Schmutzner et al. (2011) untersuchten Leistungseinsparpotentiale im Haushaltsbereich und schlussfolgerten, dass die zu erwartenden 1-h-Demand Side Management Einsparpotentiale im Haushaltsbereich nur gering sind. Theoretischen DSM-Einsparpotentiale von ca. 370 MW stehen praktisch realisierbare DSM-Potentiale von 50 MW bei Waschmaschinen, 10 MW bei Gefriergeräten, 10 MW bei modifizierten Kühlschränken und 20 MW bei Geschirrspülern gegenüber. Um die angegebenen Potentiale realisieren zu können, sind insbesondere wirkungsvolle sowie nachhaltige Anreizsysteme (dynamische Tarife, smart-grid-fähige Endgeräte, angepasste Mess- und Auswertesysteme, Visualisierungseinheiten etc.) von Nöten.

¹⁸ Wirtschaftliches Potential, Aufsummierung aller Potentiale ohne Berücksichtigung der Betriebsstunden.

Entwicklung des Stromverbrauchs

Die E-Control erwartet für das Jahr 2020 einen energetischen Endverbrauch (Strom) von 70.189 GWh (vgl. E-Control, 2012a:5). Im Current Policy Szenario wird zur Festlegung des Stromverbrauchs im Jahr 2020 die Prognose der E-Control herangezogen und um den Stromverbrauch der elektrisch betriebenen Fahrzeuge (rein elektrisch betriebene Fahrzeuge und PHEV) angepasst. Insgesamt liegt damit der Stromverbrauch (energetischer Endverbrauch) im Jahr 2020 bei 70.404 GWh. Ab dem Jahr 2020 wird bis zum Jahr 2025 ein jährlicher Anstieg des Stromverbrauchs von 0,7 % p.a. angenommen, im Zeitraum 2025-2030 reduziert sich der jährliche Stromverbrauchsanstieg auf 0,5 % p.a (vgl. Fechner, H. et al., 2007:39). Unter Berücksichtigung der Elektromobilität liegt der Stromverbrauch im Current Policy Szenario im Jahr 2030 bei 76.039 GWh. Da hinsichtlich der Nachfrageseite (Stromverbrauch, Elektromobilität) keine Unterscheidung zwischen den Szenarien Current Policy und Renewable⁺ getroffen wurde, entspricht der Stromverbrauch des Renewable⁺ Szenarios jenem des Current Policy Szenarios.

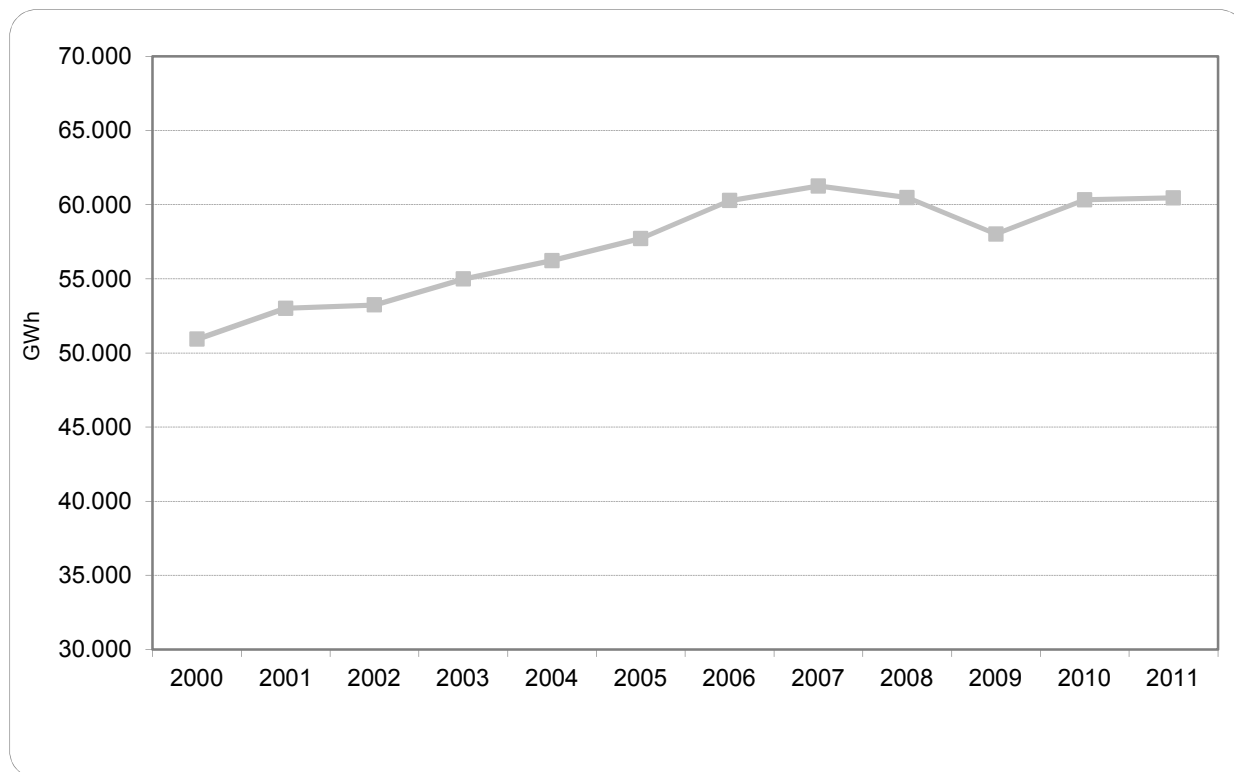
Tabelle 4: Stromverbrauch im Current Policy bzw. Renewable⁺ Szenario (energetischer Endverbrauch), 2020 und 2030

Szenarien	Stromverbrauch	
	2020	2030
Current Policy Renewable ⁺	70.404 GWh	76.039 GWh

Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 17 zeigt die Entwicklung des Stromverbrauchs (energetischer Endverbrauch) im Zeitraum 2000-2011. Der Stromverbrauch ist dabei im vorangegangenen Jahrzehnt stetig angestiegen, mit Ausnahme eines Absinkens im Jahr 2009, bedingt durch die im Jahr 2008 einsetzende Wirtschafts- und Finanzkrise.

Abbildung 17: Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich, energetischer Endverbrauch 2000-2011



Quelle: Statistik Austria (2012); eigene Darstellung

Abbildung 18 fasst die im Current Policy Szenario festgelegten exogenen Parameter für die Jahre 2020 und 2030 zusammen. Es folgt eine Unterscheidung zwischen der Angebotsseite (Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) und der Nachfrageseite (Elektromobilität, Demand Response).

Abbildung 18: Zusammenfassung der exogenen Parameter Szenario Current Policy, 2020 und 2030

Szenario Current Policy		2020	2030
Angebotsseite	<u>Erneuerbare Energieträger</u>		
	PV	1.289 GWh	4.289 GWh
	Windkraft	6.064 GWh	6.564 GWh
	Wasserkraft	42.406 GWh	43.206 GWh
	Biomasse/Biogene	5.854 GWh	6.054 GWh
Nachfrageseite	<u>Elektromobilität</u>		
	Reine Elektrofahrzeuge (Anzahl)	25.951	292.194
	PHEV (Anzahl)	77.852	506.151
		103.803	798.345
	Davon V2G (Speicher) (Anzahl)	41.521	239.503
	<u>Demand Response</u>	100 MW	200 MW

Quelle: eigene Darstellung

3.2.2 Renewable⁺

Während im Current Policy Szenario die Ausbauziele der erneuerbaren Energien den gesetzlichen Vorgaben (vgl. Ökostromgesetz 2012) bzw. konservativen Annahmen folgen (vgl. Abschnitt 3.2.1) wird im Szenario Renewable⁺ dem Ausbau erneuerbarer Energien oberste Priorität eingeräumt. Die Annahmen der Nachfrageseite (Elektromobilität, Demand Response¹⁹) hingegen bleiben im Vergleich zum Current Policy Szenario unverändert.

Ausbauziele erneuerbarer Energien bis 2020

Im Szenario Renewable⁺ erfolgt der Zubau der erneuerbaren Energien deutlich über den Zielsetzungen des Ökostromgesetzes 2012 hinaus. Die beiden Szenarien Renewable⁺ sowie *Flexdemand* (vgl. Abschnitt 3.2.3) stellen im Hinblick auf die Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz die ambitioniertesten Szenarien dar. Bis zum Jahr 2020 steigt die Produktion von Strom aus PV-Anlagen, verglichen mit dem Szenario Current Policy nochmals um 1.000 GWh an, insgesamt beträgt die Stromproduktion aus PV Anlagen im Jahr 2020 damit 2.289 GWh. Im Vergleich dazu lag die Stromerzeugung aus PV Anlagen im Jahr 2011 bei 174 GWh (vgl. Statistik Austria, 2012). Entsprechend dem Ökostromgesetz 2012 soll die Windkraft bis zum Jahr 2020 um 2.000 MW (4.000 GWh) ausgebaut werden, im Szenario Renewable⁺ wird ein Anstieg von 5.000 GWh unterstellt (vgl. Tabelle 5). Die Ausbaupotentiale der Wasserkraft, sind insbesondere aufgrund der vorherrschenden Konfliktsituation, ebenso wie jene der biogenen Brennstoffe, als begrenzt anzusehen. Insgesamt steigt im Szenario Renewable⁺ die Stromproduktion aus Wasserkraft bis zum Jahr 2020 um 4.400 GWh an (damit wird das Ausbaupotential des Szenarios „ambitioniert realistisch“ um 400 GWh übertroffen, vgl. Lebensministerium, 2009:19). Die Stromerzeugung aus den Biogenen nimmt im Szenario Renewable⁺ mit zusätzlichen 2.000 GWh bis zum Jahr 2020 deutlich zu, für den Zeitraum 2021-2030 werden die Ausbaupotentiale, insbesondere aufgrund der Flächenkonkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelindustrie, der stofflichen Verwertung (Papierindustrie) bzw. dem Einsatz der Brennstoffe in der Wärmeerzeugung bzw. der Beimengung zu konventionellen Treibstoffen als gering angesehen.

Ausbauziele erneuerbarer Energien bis 2030

In den Szenarien Renewable⁺ und *Flexdemand* verzeichnet die Stromproduktion mittels der Photovoltaiktechnologie eine starke Ausweitung. Während bereits im Zeitraum 2010-2020 von einer zusätzlichen Stromproduktion von 2.200 GWh ausgegangen wird, steigt die Stromproduktion zwischen 2021 und 2030 nochmals deutlich an (+6.600 GWh). In den Szenarien Renewable⁺ und *Flexdemand* kann damit die Stromproduktion aus Photovoltaik Anlagen, verglichen mit dem Wert von 2010, knapp verundertfacht werden (vgl. Statistik Austria, 2012; eigene Berechnungen). Die Stromproduktion aus Photovoltaik-Anlagen überholt damit auch die Stromproduktion mittels Windkraftanlagen (8.864 GWh, 2030; vgl. Tabelle 5 sowie Abbildung 19). Die Stromerzeugung aus Wasserkraft stellt im Jahr 2030 noch immer die bedeutendste (regenerative) Stromerzeugungsquelle dar, der Ausbau wird in den Szenarien Rene-

¹⁹ Lastverschiebung

wable⁺ und Flexdemand aufgrund zahlreicher Konfliktpotentiale als begrenzt (+5.600 GWh) angenommen und liegt unter den zusätzlich realisierbaren Potentialen der Wasserkraft im Szenario des Lebensministeriums „außergewöhnlich forciert“ (+7.000 GWh) (vgl. Lebensministerium, 2009:19).

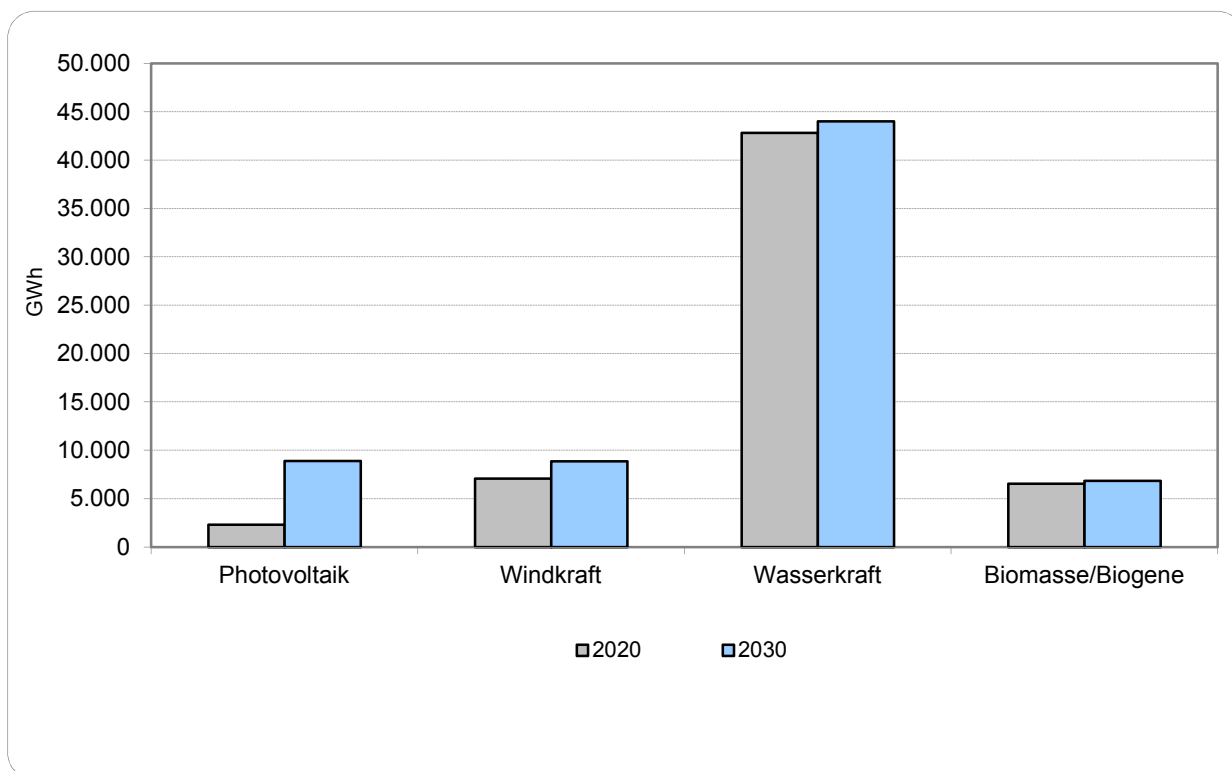
Tabelle 5: Ausbauziele erneuerbarer Energien und Beitrag zur Stromerzeugung 2030, Renewable⁺ bzw. Flexdemand Szenario

	Ausbauziele Renewable ⁺ (Flexdemand) Szenario		Beitrag zur Stromproduktion 2030
	2010-2020	2020-2030	
PV	+ 2.200 GWh	+ 6.600 GWh	8.889 GWh
Windkraft	+ 5.000 GWh	+ 1.800 GWh	8.864 GWh
Wasserkraft	+ 4.400 GWh	+ 1.200 GWh	44.006 GWh
Biogene	+ 2.000 GWh	+ 300 GWh	6.854 GWh

Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 19 fasst die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien im Szenario Renewable⁺ für die Jahre 2020 und 2030 nochmals zusammen. Da hinsichtlich der Angebotsseite (erneuerbare Energien) keine Unterscheidung zwischen den Szenarien Renewable⁺ und Flexdemand getroffen wurde, unterscheiden sich die beiden Szenarien in Bezug auf die (angebotsseitige) Stromerzeugung nicht.

Abbildung 19: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Renewable⁺ bzw. Flexdemand Szenario 2020 und 2030



Quelle: eigene Berechnungen

Ausbau Elektromobilität – Demand Response – Entwicklung des Stromverbrauchs

Als wesentliche Treiber für Smart Grids bzw. Parameter mit einer künftig unsicheren Entwicklung wurden einerseits die Zunahme der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und andererseits Änderungen auf der Nachfrageseite (Elektrifizierung des Verkehrs, Demand Response Potential²⁰) identifiziert (vgl. Frontier Economics, 2012:5). Während das Current Policy Szenario sich bezüglich des Ausbaus erneuerbarer Energien an verbindlichen Rechtsvorschriften orientiert, werden im Szenario Renewable⁺ die Ausbauziele des Ökostromgesetzes deutlich übertroffen. Die Rahmenbedingungen der Nachfrageseite (Ausbau der Elektromobilität, Lastverschiebepotential, Entwicklung des Stromverbrauchs) unterscheiden sich hingegen nicht vom Current Policy Szenario (vgl. Abschnitt 3.2.1).

Abbildung 20 fasst nochmals die im Renewable⁺ Szenario festgelegten Parameter für die Jahre 2020 und 2030 zusammen. Während es im Szenario Renewable⁺ zu keiner Änderung der Parameter auf der Nachfrageseite kommt (vgl. Abbildung 18), werden im Bereich der Angebotsseite die erneuerbaren Energien und hier wiederum insbesondere die Stromproduktion aus Photovoltaik und Windkraft in einem erheblichem Umfang ausgebaut.

Abbildung 20: Zusammenfassung der exogenen Parameter Szenario Renewable⁺, 2020 und 2030

Szenario Renewable ⁺		2020	2030
Angebotsseite	<u>Erneuerbare Energieträger</u>		
	PV	2.289 GWh	8.889 GWh
	Windkraft	7.064 GWh	8.864 GWh
	Wasserkraft	42.806 GWh	44.006 GWh
	Biomasse/Biogene	6.554 GWh	6.854 GWh
Nachfrageseite	<u>Elektromobilität</u>		
	Reine Elektrofahrzeuge (Anzahl)	25.951	292.194
	PHEV (Anzahl)	77.852	506.151
		103.803	798.345
	Davon V2G (Speicher) (Anzahl)	41.521	239.503
	<u>Demand Response</u>	100 MW	200 MW

Quelle: eigene Darstellung

²⁰ Lastverschiebepotential

3.2.3 Flexdemand

Im Szenario *Flexdemand* wird der ambitionierte Weg des Ausbaus der erneuerbaren Energien entsprechend dem Szenario *Renewable*⁺ eingeschlagen (vgl. Abschnitt 3.2.2). Kern des Szenarios stellt die zusätzliche Flexibilisierung der Nachfrageseite dar. Im Szenario *Flexdemand* erfolgt ein ambitionierter Ausbau der Elektromobilität, zusätzlich wird ein hohes Lastverschiebepotential angenommen. Das Szenario *Flexdemand* vereint damit eine hohe Integration dezentraler Energien mit einer hohen Flexibilität der Nachfrage (vgl. Abbildung 21).

Ausbau Elektromobilität

Die Zunahme der Elektromobilität in den E-CONGRID-Szenarien orientiert sich im Wesentlichen an dem Szenario des Umweltbundesamtes (vgl. Umweltbundesamt, 2010 sowie Abschnitt 3.2.1 Tabelle 3). Im Szenario *Flexdemand* wird die Annahme getroffen, dass die Zielsetzungen im Szenario des Umweltbundesamtes erreicht werden. Damit wird der Bestand an Elektrofahrzeugen (rein elektrisch betriebene Pkw sowie Plug-in Hybridfahrzeuge (PHEV)) bis zum Jahr 2020 auf knapp 208.000 Fahrzeuge erhöht. Im Jahr 2030 wird von einem Bestand von 584.388 reinen Elektrofahrzeugen sowie 1.012.301 PHEV ausgegangen, womit sich die Szenarienwerte mit den Prognosen des Umweltbundesamtes decken (vgl. Umweltbundesamt, 2010:39).

Lastverschiebepotential

Zentraler Fokus des Szenarios *Flexdemand* liegt auf der Flexibilisierung der Nachfrageseite. Insgesamt wird ein Lastverschiebepotential von 400 MW (500 MW) bis zum Jahr 2020 (2030) angenommen. Entsprechend der aktuell vorhandenen Studien und Analysen zum Lastverschiebepotential der Haushalte, Industrie- und Gewerbebetriebe (vgl. Hinterberger und Polak, 2011; Schmutzner et al., 2011) erscheinen die gesetzten Annahmen aus heutiger Perspektive ambitioniert. Da sich der Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2030 erstreckt, wird im Szenario *Flexdemand* eine Änderung der Marktmodelle bzw. der (flächendeckende) Einsatz von smart-grid-fähigen Haushaltsgeräten vorausgesetzt. Ziel des Szenarios *Flexdemand* ist es aufzuzeigen, welche Möglichkeiten (Nutzeffekte) durch eine (zeitgleich) verstärkte Flexibilisierung der Nachfrage bei einem hohen volatilen Stromangebot entstehen.

Entwicklung des Stromverbrauchs

Die E-Control erwartet für das Jahr 2020 einen energetischen Endverbrauch (Strom) von 70.189 GWh (vgl. E-Control, 2012:5). Im Szenario *Flexdemand* wird zur Festlegung des Stromverbrauchs im Jahr 2020 die Prognose der E-Control herangezogen und um den Stromverbrauch der elektrischen betriebenen Fahrzeuge (rein elektrisch betriebene Fahrzeuge und PHEV) angepasst. Insgesamt liegt damit der Stromverbrauch (energetischer Endverbrauch) im Jahr 2020 bei 70.619 GWh. Ab dem Jahr 2020 wird analog zu den Szenarien *Current Policy* und *Renewable*⁺ bis zum Jahr 2025 ein jährlicher Anstieg des Stromverbrauchs von 0,7 % p.a. angenommen, im Zeitraum 2025-2030 reduziert sich der jährliche Stromverbrauchsanstieg auf 0,5 % p.a (vgl. Fechner, H. et al., 2007:39). Unter Berücksichtigung der Elektromobilität liegt der Stromverbrauch im Szenario *Flexdemand* im Jahr 2030 bei 77.561 GWh.

Tabelle 6: Stromverbrauch im Flexdemand Szenario (energetischer Endverbrauch), 2020 und 2030

Szenario	Stromverbrauch	
	2020	2030
Flexdemand	70.619 GWh	77.561 GWh

Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 21 fasst nochmals die im Flexdemand Szenario festgelegten Parameter für die Jahre 2020 und 2030 zusammen. Während es im Szenario Flexdemand, verglichen mit dem Szenario Renewable⁺ zu keiner Änderung der Parameter auf der Angebotsseite kommt (vgl. Abbildung 20), gewinnen insbesondere die Elektrifizierung des Verkehrs sowie Demand Response Maßnahmen verstärkt an Bedeutung.

Abbildung 21: Zusammenfassung der exogenen Parameter Szenario Flexdemand, 2020 und 2030

Szenario Flexdemand		2020	2030
Angebotsseite	<u>Erneuerbare Energieträger</u>		
	PV	2.289 GWh	8.889 GWh
	Windkraft	7.064 GWh	8.864 GWh
	Wasserkraft	42.806 GWh	44.006 GWh
	Biomasse/Biogene	6.554 GWh	6.854 GWh
Nachfrageseite	<u>Elektromobilität</u>		
	Reine Elektrofahrzeuge (Anzahl)	51.901	584.388
	PHEV (Anzahl)	155.703	1.012.301
		207.604	1.596.689
	Davon V2G (Speicher) (Anzahl)	83.042	479.006
	<u>Demand Response</u>	400 MW	500 MW

Quelle: eigene Darstellung

Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

4 Technologiebeschreibung

Die im Folgenden beschriebenen Technologien (technische Produkte, Prozesse, Methoden) sind für die Funktionalitäten, Kosten und Nutzen im Rahmen der durchgeführten Betrachtungen von Bedeutung. Ausgehend von den Szenarien und unter Berücksichtigung von Migrationspfaden werden die unterschiedlichen eingesetzten Technologien beschrieben.

1. Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)

Unter Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) werden im vorliegenden Bericht die Betriebsmittel und Technologien zur Durchführung des Datenverkehrs zwischen den eingebundenen elektrischen Anlagen und der Leitstelle verstanden. Neben der Informationserfassung spielt auch die Steuerung bzw. Regelung der Erzeugungsanlagen sowie Umspannstationen eine wichtige Rolle. Durch den Ausbau der Verteilernetze wird zunehmend eine Automatisierung und Fernsteuerung dieser Netze über IKT-Infrastrukturen notwendig. Die IKT dient zur Steuerung und Regelung intelligenter Energiesysteme (Smart Grids) insbesondere der Erzeugung und des Verbrauchs unter Berücksichtigung der netztechnischen Kenngrößen bzw. Merkmale des Netzes.

Anmerkungen:

Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) bilden einen wesentlichen Schwerpunkt von Smart Grids. Erst durch die Schaffung einer IKT-Infrastruktur können Informationen aus dem Netz, den Übergabestellen, Erzeugern, Speichern und Kunden an ein koordiniertes Datenmanagementsystem übergeben und weiter verarbeitet werden (vgl. Abschnitt 2.1). Dieses Managementsystem ermöglicht in weiterer Folge u.a. einen zuverlässigen Betrieb der Netze.

Bei der Anwendung der IKT gilt es aus der Systembetrachtung heraus mehrere involvierte Komponenten bzw. Anwendungen zu nennen. Diese umfassen beispielhaft:

- Netzregelung (Spannungsregelung) und Netzsteuerung (Lastflusssteuerung)
- Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchs- bzw. Lastmanagement
- Messsysteme

2. Umspannwerke (Hochspannung/Mittelspannung)

Definitionen gemäß ÖNORM M 7102:2011 (vgl. ÖNORM M 7102, 2011:22):

- *„Umspannwerk: Umspannanlage mit einer Oberspannung von mindestens 60 kV (Nennspannung)“*
- *Umspannanlage: Elektrotechnische Anlage zur Übertragung von elektrischer Energie zwischen elektrischen Netzen unterschiedlicher Spannungsebene*
- *Umspannstation: Umspannanlage mit einer Oberspannung von weniger als 60 kV (Nennspannung)“*

Definition gemäß Systematische Netzplanung (Nagel, 2008:129):

„Umspannstationen sind Bindeglieder zwischen dem Mittelspannungs- und dem Hochspannungs-Verteilernetz und verfügen über Transformatoren sowie Schalteinrichtungen. In ihnen werden wesentlich höhere Energiemengen umgesetzt als in den Verteilungsstationen. In den Umspannstationen ist der Einsatz einer Fernsteuerung notwendig, deren Einflussbereich je nach Bauweise unterschiedlich ist.“

Anmerkungen:

Umspannwerke dienen zum Umwandeln zwischen zwei unterschiedlichen Spannungsebenen. Durch den verstärkten Zubau an erneuerbaren Energien und dem damit verbundenen Leitungsausbau wird neben dem Zubau von Transformatoren auch der Zubau von Umspannwerken erforderlich.

3. Schaltanlagen (im Mittelspannungsnetz)

Definition gemäß ÖNORM M 7102:2011 (vgl. ÖNORM M 7102, 2011:21):

„Schaltanlage: elektrotechnische Anlage zur wahlweisen Verbindung oder Trennung von Leitungen“

Eine Schaltanlage ermöglicht das Umschalten zwischen den einzelnen Mittelspannungsabzweigen. Durch das Vorhandensein von Schaltanlagen wird das unterbrechungsfreie Umschalten zwischen zwei Teilnetze im Falle einer zur hohen Last im Teilnetz und der Weitertransport auf anderen Mittelspannungsabzweigen durchführbar.

Anmerkung:

Es wird zwischen Einfach-, Doppel- und Dreifachsammelschienen unterschieden. Bei Einfachsammschienen sind die Abzweige einer Sammelschiene fix zugeordnet, bei Doppel- oder Dreifachsammelschienen erfolgt die Umschaltung zwischen zwei bzw. drei Abzweigen.

4. Netzausbau (Mittelspannung: Leitungsverstärkung & -ausbau)

Netzausbau bedeutet eine Verstärkung bestehender Anlagen sowie die Neuerrichtung notwendiger Anlagen. Betroffen sind Leitungen, die der Fortleitung elektrischer Energie dienen und elektrische Anlagen miteinander verbinden. Die Gesamtheit von Leitungen und Anlagen zur Übertragung und zur Verteilung elektrischer Energie wird als Netz bezeichnet (vgl. Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft, Teil 4 Begriffsbestimmungen der Elektrizitätsübertragung und -verteilung, 4. Ausgabe 1979:10) und dient der öffentlichen Elektrizitätsversorgung, die von Unternehmen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung betrieben werden (vgl. Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft, Teil 1 Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 6. Ausgabe 1990:14). Es wird darauf hingewiesen, dass im Rahmen dieser Betrachtungen im Verteilernetz nicht zwischen Freileitungen und Erdkabelleitungen aus technischer Sicht unterschieden wird.

Anmerkungen:

Die Notwendigkeit und der Umfang des Netzausbaus hängt von der Anzahl bzw. Leistung der neu angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen und hier von der räumlichen Verteilung der Anlagen im Netz ab. Im Falle einer gleichmäßigen Verteilung der Erzeugungsanlagen und unter Berücksichtigung der Erzeugungscharakteristik kann es zu (geringfügigen) Entlastungen des Netzes kommen, die somit den bedarfsgerechten Netzausbau verzögern kann. Wenn aufgrund der Netzkapazitäten bzw. der Spannungsgrenzwerte der Anschluss einer Erzeugungsanlage am vorgesehenen Anschlusspunkt nicht möglich ist, wird im Regelfall eine Netzverstärkung durchgeführt oder ein Verknüpfungspunkt mit einer höheren Kurzschlussleistung gesucht bzw. die anschließbare Leistung begrenzt (vgl. TOR, Teil D4, 2008:17). Es kann aufgrund der Lastflusssituation im Netzabschnitt beim Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen auch ein Ausbau bzw. eine Verstärkung des vorgelagerten Netzes (z.B. Transformatoren, Abgänge, Leitungen) notwendig sein. Es gilt zu beachten, dass aufgrund des räumlich sehr differenzierten Potentials von erneuerbaren Energien aber auch aufgrund der technischen Spezifikationen und der angewendeten Netzkonzepte die Nutzung von dezentralen Erzeugungsanlagen individuell berücksichtigt werden muss.

5. Netzausbau (Niederspannung: Leitungsverstärkung & -ausbau)

Für den Netzausbau auf der Niederspannung gelten sinngemäß dieselben Beschreibungen wie für Mittelspannung – siehe Punkt 4.

6. Netzschutz (Mittel- und Niederspannung)

Netzschutzeinrichtungen haben die Aufgabe, fehlerhafte und unzulässige Betriebszustände eindeutig sowie rasch zu erkennen und die betroffenen Betriebsmittel schnell, sicher und selektiv vom Netz zu trennen. Eine Ausweitung des Fehlers und der Fehlerfolgen auf nicht von Fehlern betroffene Betriebsmittel und dem Netzbetrieb sollen weitgehend vermieden werden.

Die Auswahl und der Einsatz von Schutzeinrichtungen richtet sich nach der Art und der Betriebsweise (Strahlennetz, Ringnetz usw.). Es wird zwischen folgenden Schutzeinrichtungen unterschieden (vgl. Netzsystemtechnik, 2005):

- Überstromschutz
- Distanzschutz
- Erdschlusschutz
- Differentialschutz
- Überlastschutz
- Automatische Wiedereinschaltung (AWE)

Anmerkungen:

Durch den bidirektionalen Stromfluss im Fehlerfall (Einspeisung zentraler Kraftwerke großer Leistungsklasse in hohen Spannungsebenen und Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen geringer Leistungsklasse in mittleren und niedrigen Spannungsebenen) müssen bestehende Schutz- und Sicherheitskonzepte an die neuen Erfordernisse, wie z.B. Richtungsumkehr, angepasst werden. Durch den Einsatz automatisierter Schutzsysteme ist neben der Fernüberwachung ebenfalls die Fernsteuerung der Leistungsschalter möglich. Durch die Fernüberwachung verringert sich die Zeit zur Lokalisierung und Trennung von Fehlern (Erd- und Kurzschlüssen) im Verteilernetz, welche neben der Zuverlässigkeit auch den Betrieb und die Betriebssicherheit positiv beeinflusst.

Eine Inselnetzbildung ist im Sinne der TOR, Teil A (vgl. TOR, Teil A, 2011: 14), nicht anzustreben, eine ausdrückliche Zielsetzung der TOR ist es, einen weitgehend störungsfreien Verbundbetrieb, also die Interoperabilität von Erzeugungsanlagen, Übertragungs- und Verteilernetzen sowie von Anlagen von Netzbenutzern unter Wettbewerbsbedingungen weiterhin sicherzustellen. Aufgrund des steigenden Anteils von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Netzen wird der prognostizierte und tatsächliche Lastfluss erheblich beeinflusst, was wiederum zu betrieblichen und netztechnischen Herausforderungen, wie z.B. Spannungsproblemen, führen kann.

7. Leittechnik für das Verteilernetz

„Die Leittechnik im Bereich der elektrischen Energieversorgung hat die Aufgabe, jederzeit die wirtschaftlich notwendige und technisch mögliche Sicherstellung von Qualität und Quantität der elektrischen Energieaufbringung durch die Erzeugungs- und Verteilanlagen zu ermöglichen.“ (vgl. Verband der Elektrizitätswerke Österreich, 1982:4.11/3)

Anmerkungen:

Die Leittechnik im Allgemeinen dient der Automatisierung von Netzstationen zur Netzüberwachung, dem Steuern sowie Bündeln von Informationen zur Unterstützung der Netz- und Betriebsführung sowie Engpassfrüherkennung und -behebung mit dem Schwerpunkt der Erweiterung der Leittechnik auf das Niederspannungsnetz. Durch dauerhafte Messung und Überwachung relevanter elektrischer Größen (Netz, Anlagen) im Verteilernetz erhält man detaillierte Kenntnis über die Betriebs- und Netzführung. Die Leittechnik dient ebenfalls der Überwachung der Spannungsqualität sowie dem Setzen von ggf. erforderlichen Maßnahmen.

8. Ortsnetzstationsausbau & Transformatorverstärkung

Ortsnetzstationen

Ortsnetzstationen verbinden Netze verschiedener Spannungen miteinander. Im Konkreten wird in der Ortsnetzstation die Mittel- auf die Niederspannung zur Versorgung der Kunden abgespannt. Ebenfalls Bestandteil der Ortsnetzstation sind u.a. die Niederspannungsabgänge und Schutzelemente (vgl. Nagel, 2008).

Transformatoren

Transformatoren verbinden Netze mit unterschiedlichen Spannungsebenen und gewährleisten damit den Energiefluss über die verschiedenen Spannungsebenen von den Erzeugungsanlagen (Energiequellen) hin zum Kunden (Energiesenken). Der erforderliche Ausbau inkludiert die laufende Erneuerung bzw. Verstärkung der Ortsnetzstationen. Es werden somit zum einen neue Ortsnetzstationen errichtet werden oder zum anderen bei bestehenden Ortsnetzstationen über einen neuen bzw. stärkeren Transformator die erforderlichen Ausbauten erzielt.

Anmerkungen:

Durch den verstärkten Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen kann aufgrund der Lastflusssituation im betroffenen Niederspannungs-Abschnitt auch ein Ausbau bzw. eine Verstärkung des vorgelagerten Netzes (z.B. Transformatoren, Abgänge, Leitungen, Zubau von Ortsnetzstationen) notwendig sein. Die jeweils individuellen Situationen, welche sich insbesondere aufgrund des differenzierten Potenzials der Nutzung dezentraler Erzeugungsanlagen aber auch aufgrund der technischen Spezifikationen und der Netzkonzepte ergeben, gilt es ebenfalls zu berücksichtigen – siehe z.B. Leitungsausbau. Ebenso können Ausbauten, Leitungsverstärkungen sowie Transformatorverstärkungen durch Verbrauchssteigerungen wie z.B. leistungsstarke Ladestationen (Schnellladestationen) oder dem Einsatz von Energiespeicher erforderlich werden (siehe Punkte 11 und 13).

9. Regelbare Ortsnetztransformatoren

Regelbare Ortsnetztransformatoren sind Transformatoren, die mit einer Regeleinrichtung versehen sind und somit die Spannung im Netzabschnitt auf einen sich in der Norm²¹ bzw. in den Randwerten befindlichen Wert halten und auf tageszeitliche Last- bzw. Erzeugungsschwankungen reagieren können (siehe auch zugehörige technische Regeln für den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen²²).

Anmerkungen:

Durch den vermehrten Einsatz von dezentralen Erzeugungsanlagen und den ggf. mit einhergehenden Lastschwankungen kann es zu Verletzungen der Betriebs- bzw. Spannungsgrenzen in den Verteilernetzen kommen. Eine zugehörige Lösungsmöglichkeit bietet der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators, welcher durch Messung der Ausgangsspannung selbsttätig oder auf Befehl des Lastverteilers versucht, die vorgeschriebenen Spannungsgrenzen einzuhalten. Der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren kann orts- und situationsabhängig zu einem verringerten Leitungsausbau führen.

²¹ ÖVE EN 50160, Ausgabe: 2011 03 01, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen

²² E-CONTROL, Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen

10. Transformatorstationen für die Elektromobilität

Für Ladestationen, die eine Schnellladung von Auto-Akkumulatoren ermöglichen, sind aufgrund der hohen Ladeströme zusätzliche Transformatorstationen und ggf. Netzverstärkungen im Verteilernetz erforderlich.

Anmerkungen:

Es wird angenommen, dass Ladestationen für eine Schnellladung von E-Fahrzeugen (E-Autos, E-Fahrräder etc.) über bestehende Transformatorstationen direkt versorgt werden, wobei angenommen wird, dass die bestehende Netzinfrastruktur die Ladeleistung bereitstellen kann.

11. Schnellladestationen im Niederspannungsnetz für die Elektromobilität

Schnellladestationen (Lade- und Speichersysteme) im Niederspannungsnetz für die Elektromobilität bestehen aus einer Anspeisung aus dem Verteilernetz, Schutzelementen, Schalter, Steckdosen, ggf. Zählerleinrichtung etc., um die Ladung von E-Fahrzeugen zu ermöglichen.

Beispiele hierzu sind z.B. Ladestationen auf Basis von z.B. 400 oder 230 V bei öffentlichen Parkplätzen oder sogenannte Wallboxes bei Kundenanlagen (z.B. in Wohnhäusern).

Anmerkungen:

Um die notwendige Anzahl von E-Fahrzeugen mit mobilen Stromspeichern im Verteilernetz unterzubringen, bedarf es neben den E-Fahrzeugen auch einer intelligenten Ladetechnik wobei neben der Lademöglichkeit im Bereich der Wohnhäuser auch eine geeignete Ladeinfrastruktur im öffentlichen Bereich geschaffen werden muss. Ladezeitpunkte und -geschwindigkeiten werden in den *smarten Migrationspfaden* durch die großflächige Ausstattung der Verteilernetze mit IKT an die jeweiligen Erfordernisse des Verteilernetzes angepasst. Somit kann z.B. bei Rückgang der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Ladung der Akkumulatoren unterbrochen und zu einem späteren, günstigeren Zeitpunkt wieder gestartet werden.

Der gespeicherte Strom kann ebenfalls wieder aus dem Akkumulator entnommen und dem Verteilernetz zur Verfügung gestellt werden, um eventuell auftretende Engpässe zu beheben. Leistungsstarke Akkumulatoren von Elektrofahrzeugen können als zusätzlicher Pufferspeicher verwendet werden.

12. Dezentrale Erzeugungsanlage (DEA)

Definition gemäß §7 Abs 1 Z7 EIWOG (vgl. Gesamte Rechtsvorschrift für Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010, Fassung vom 23.01.2013,7):

„dezentrale Erzeugungsanlage“ eine Erzeugungsanlage, die an ein öffentliches Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetz (Bezugspunkt Übergabestelle) angeschlossen ist und somit Verbrauchernähe aufweist oder eine Erzeugungsanlage, die der Eigenversorgung dient;

Anmerkungen:

Im Zusammenhang mit der angeführten Definition zu dezentralen Erzeugungsanlagen wird nicht nach der Energiequelle unterschieden. So sind explizit alle Primärenergiequellen zur Stromerzeugung gemäß §7 Abs 1 Z16 EIWOG (vgl. Gesamte Rechtsvorschrift für Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010, Fassung vom 23.01.2013,16) umfasst: „erneuerbare Energiequelle“ eine erneuerbare, nichtfossile Energiequelle (Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas).

13. Speicher inkl. Laderegler, dezentral

Speicher inkl. Laderegler bestehen z.B. aus einem Akkumulator zur Speicherung überschüssiger oder preiswerter elektrischer Energie und einem Laderegler, der zur Ladung geeignet ist und den Ladezustand, das Spannungsniveau am Anschlusspunkt, die Temperatur usw. berücksichtigt.

Anmerkungen:

Um eine Steigerung der Eigenversorgung in Verbindung mit dezentraler Erzeugung zu erreichen, ist der Einsatz von Speichern (bewährte bzw. erprobte Technologien wie Blei-Säure-Akkumulatoren, Nickel-Cadmium-Akkumulatoren) vorgesehen. Hiermit besteht die Möglichkeit den dezentral durch erneuerbare Energie erzeugten elektrischen Strom zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt zu nutzen (z.B. Nutzung von Strom aus Photovoltaik in den Nachtstunden). Der zum Zeitpunkt der Erzeugung im Haushalt nicht benötigte Strom (z.B. PV zu Mittag) wird in einen Speicher geladen und kann somit zur Unterstützung der Deckung des Eigenbedarfs an Schlechtwettertagen oder in den Nachtstunden herangezogen werden. Durch den Einsatz dezentraler Speicher in Kombination mit PV inkl. des Einsatzes von IKT können beispielhaft Haushalte einen Großteil des Eigenbedarfs decken. Somit kann es punktuell zu einer Entlastung der Niederspannungsnetze und zu einem verzögerten Ausbau der Verteilernetze kommen. Ebenfalls zur Kategorie der Speicher zählen die in Elektrofahrzeugen verfügbaren mobilen Akkumulatoren.

14. Smart Meter

Gemäß der 138. Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO (2012)) lautet die Definition eines Smart Meters wie folgt:

„Ein Smart Meter stellt ein „intelligentes Messgerät“ dar, welches einer technischen Einrichtung entspricht, die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah misst, und die über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt.“

Anmerkung:

Smart Meter müssen im Rahmen der technischen Machbarkeit bis Ende 2019 mit einer Durchdringung von 95% installiert werden, (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO) (vgl. Bundes-

recht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung, Fassung vom 23.05.2013).

Die Kosten der österreichweiten Einführung von Smart Meter für die durchgeführten Analysen im vorliegenden Projekt wurden der Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering (vgl. PricewaterhouseCoopers Österreich, 2010) entnommen.

15. Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber (Ersatz Rundsteuerung)

Eine Verbrauchssteuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber über Fernwirktechnik (Ersatz Rundsteuerung) kann mittels Schaltvorrichtungen, z.B. über Lastschaltgeräte und Leistungsschütze, erreicht werden. Hierdurch können Lasten oder einzelne Anlagen beim Kunden aus der Ferne durch den Netzbetreiber ein- und ausgeschaltet werden.

Anmerkungen:

Elektrizitätsunternehmen (ELU) sind bestrebt, den Absatz elektrischer Energie zur gleichmäßigen Auslastung der Kraftwerke über einen Tag konstant zu halten. Dass bedeutet, dass es durch den Verbrauch elektrischer Energie z.B. über die Mittagszeit zu Verbrauchs- und Lastspitzen kommt. Durch das gezielte Zuschalten von Verbrauchern über die Rundsteuerung bzw. über Lastschaltgeräte in Kombination mit Smart Meter (z.B. Warmwasserboiler) werden diese Lasten in Zeiten eines geringeren Energiebedarfs geschoben und damit Lastspitzen minimiert.

Durch die Installation der Smart Meter wird es zusätzlich zu den bestehenden Systemen ermöglicht bzw. erleichtert, Lasten gezielt zu- und abzuschalten (z.B. unter Berücksichtigung dynamischer Tarife). Diese Schaltgeräte sollen langfristig gesehen die Rundsteuerung zur Fernsteuerung von Verbrauchern durch das Energieversorgungsunternehmen ersetzen.

16. Last-, Demand Side- und Einspeisemanagement beim Kunden

Last-, Demand Side- und Einspeisemanagement beim Kunden umfasst alle verbrauchs- bzw. lastseitigen Maßnahmen, um Energieerzeugung, -speicherung, -verteilung und -verbrauch im Gleichgewicht zu halten bzw. mögliche Lastspitzen sowie Spannungs- und Lastflusssituationen auszugleichen.

Anmerkungen:

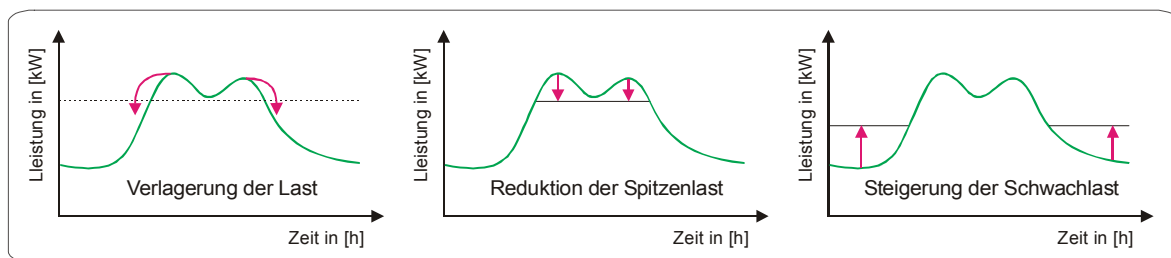
Bezüglich der flexiblen, zeitlichen Verlagerung von Lasten existiert eine Vielzahl von unterschiedlichen internationalen Bezeichnungen, wie Demand Response, Load Management und Demand Side Management etc. Ziel ist es, das volle Potenzial verbraucherseitiger Maßnahmen auszuschöpfen, um so den Bedarf an elektrischer Energie zu steuern.

Eine Möglichkeit zur Veränderung des Bedarfs an elektrischer Energie bzw. der Reduktion der Last ist neben dem effizienten Einsatz von elektrischer Energie den Bedarf zeitlich so gut wie möglich zu steuern bzw. zu verlagern. Ein Lastmanagementsystem kann unterschiedliche Ausprägungen aufweisen, es

kann z.B. zur Verlagerung der Last dienen, eine allenfalls notwendige Reduktion der Spitzenlast und Steigerung der Schwachlast ermöglichen, um den Verbrauch erneuerbarer Energien zu fördern.

Bei der Verlagerung der Last (Load Shifting) wird die Last (Verbrauch) von „kritischen“ Zeitbereichen in „weniger kritische“ Zeitbereiche verschoben. Über eine längere Zeitperiode bleibt aber die Summe des Energieverbrauchs insgesamt gleich. Zum Beispiel erfolgt die Reduktion der Spitzenlast (Peak Clipping) zu einem bestimmten Zeitpunkt und wird entweder nicht nachgeholt (strategische Konversation) oder muss zu einem späteren Zeitpunkt wieder eingebracht werden (Valley Filling). Die Steigerung der Schwachlast (Valley Filling) verfolgt den Ansatz, dass die zusätzliche Last (Verbrauch), die sonst zu Spitzenlastzeiten anfallen würde, in Zeitbereiche der Schwachlast verlagert wird. Die Reduktion der Spitzenlast, in Kombination mit der Steigerung der Schwachlast, ist eine mögliche Strategie für die Verlagerung der Last. Die am häufigsten angewandten Strategien sind zur Zeit die Verlagerung der Last und die Reduktion der Spitzenlast, im Falle der Nutzung erneuerbarer Energien kann auch eine Verschiebung der Lasten in Zeiten hoher Produktionsmöglichkeiten sinnvoll sein.

Abbildung 22: Strategien des Lastmanagements



Quelle: eigene Darstellung

17. Smart Home Technologien

Smart Home Technologien (z.B. Smart Home Komponenten, Smart Technologies, Smart Appliances) verfügen über eine lokale oder zentrale Steuerung oder Regelung und können z.B. auch mit dem Smart Meter kommunizieren. Lasten bzw. Betriebsmitteln können Freigabesignale empfangen und somit auch auf dynamische Tarife reagieren. Die unterschiedlichsten Anwendungen solcher Technologien sind im Bereich der Kunden bereits umfassend möglich und am Markt verfügbar.

Anmerkungen:

Durch den Einsatz smarter, hocheffizienter Haushaltsgeräte in Kombination mit Last- und Demand-Side-Management Fähigkeit werden z.B. energetische Prozesse (vor allem Wärmeprozesse) im Haushalt an einen geplanten Lastgang angepasst und optimiert. Durch die eingebundene IKT wird eine Koordination zwischen Energieerzeugung und -verbrauch ermöglicht. Ein Überschuss an erneuerbaren Energien z.B. an einem sonnigen Sommertag geht mit einem günstigen Stromtarif einher. Befindet sich zu diesem Zeitpunkt beispielsweise eine Waschmaschine in Warteposition (Bereitschaft zum Start gegeben) und bekommt die Freigabe vom Netzbetreiber basierend auf dem Erzeugungseinsatz, einem günstigeren Stromtarif oder Netzanforderungen, kann diese z.B. unter bestmöglicher Nutzung des Vorhandenseins („Überschusses“) erneuerbarer Energien den Waschprozess starten.

4.1 Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020

Für die im Folgenden durchgeführten Analysen, insbesondere zur Berücksichtigung der Technologien, Nutzen und Annahmen zur Erreichung der angenommenen Zielsetzungen in den ECONGRID Szenarien, wurden zwei Betrachtungszeiträume gewählt. Es wurde hier bewusst zwischen dem Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020 sowie dem Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030 unterschieden. Allgemein wird vorausgeschickt, dass zwischen konventionellen und smarten Migrationspfaden unterschieden wird, die wichtigsten Merkmale sowie Unterscheidungen zwischen den einzelnen Migrationspfaden sind in den nachfolgenden Abschnitten dargestellt.

Wichtigstes Unterscheidungsmerkmal im Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020 ist die Forcierung und der großflächige Einsatz der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) des *smarten* gegenüber dem *konventionellen Migrationspfad*. Im *smarten Migrationspfad* wird davon ausgegangen, dass IKT-Maßnahmen im Verteilernetz zur Netzsteuerung, Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsmanagement bzw. Lastmanagement etc. implementiert werden. Der konventionelle Netzausbau berücksichtigt keinen überregionalen sondern nur einen situationsbedingten und somit regionalen Ausbau der IKT. So wird zur Erreichung der Ziele bis zum Jahr 2020 der klassische, erprobte Weg des Verteilernetzausbau und Verteilernetzzubau über Komponenten nach dem aktuellen Stand der Technik bzw. eingesetzten Technologien (ohne Kommunikationsmöglichkeit) beschritten.

Die ambitionierten Ausbauziele erneuerbarer Energien (u.a. gemäß Ökostromgesetz 2012) stellen die Verteilernetze über die Integration der dezentralen Erzeugungsanlagen sowie die Betriebsführung vor neue Herausforderungen, die es zu bewältigen gilt. In der zukünftigen Verteilernetzplanung müssen neben der sich ändernden Versorgungsstruktur auch eine sich ändernde Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur beim Kunden berücksichtigt werden.

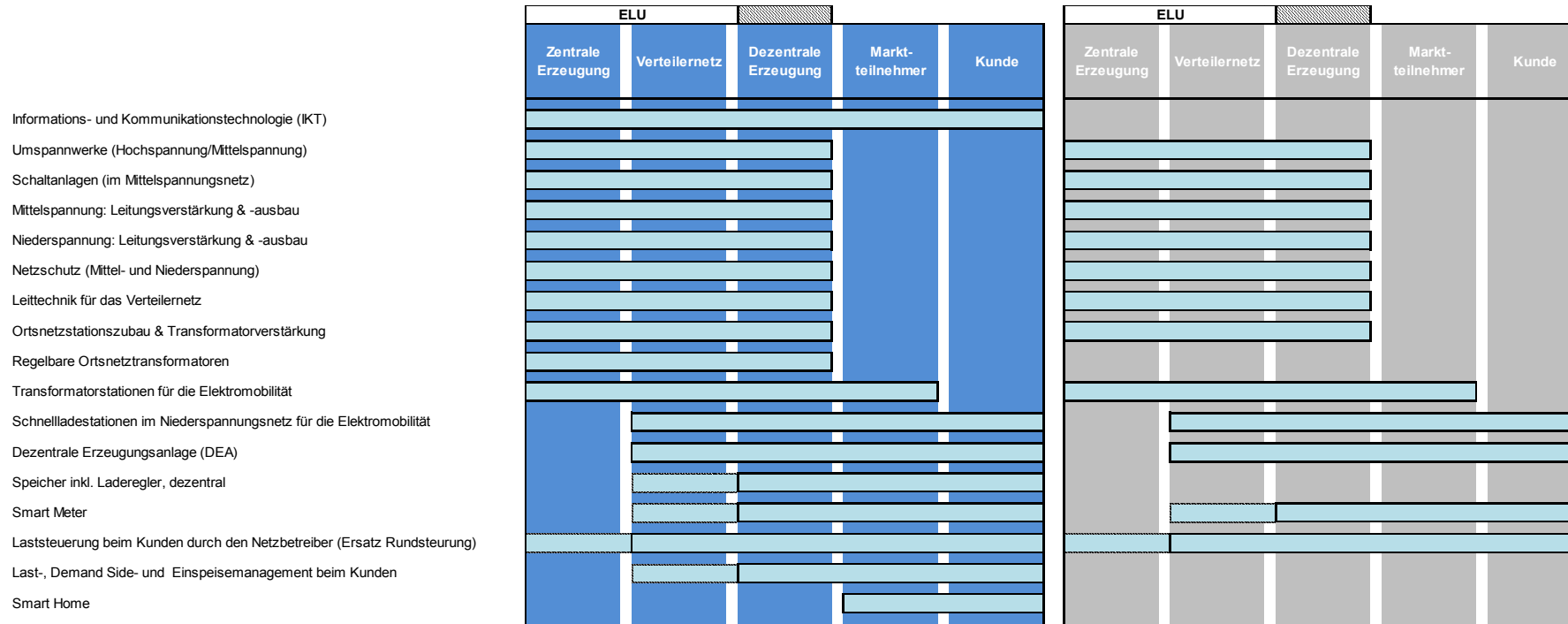
Zur Erreichung der Zielvorgaben (laut den Gesetzen) werden im Rahmen dieser Untersuchungen nachfolgend die technischen Erfordernisse im Verteilernetz sowie des Endverbrauchers bzw. des Marktteilnehmers als *konventioneller* bzw. *smarter Migrationspfad* dargestellt. Zusätzlich werden die zu erwartenden, eingesetzten bzw. notwendigen Technologien inkl. der zugehörigen Kosten erhoben, welche in die weiteren gesamtwirtschaftlichen Betrachtungen einfließen.

Zu berücksichtigen ist, dass sich die hier getroffenen Annahmen bei den *konventionellen Migrationspfaden* in Bezug auf zukünftige Entwicklung der Leistung und Energie erneuerbarer Energien sowie der erwarteten Zahl der Elektrofahrzeuge nicht von den *smarten Migrationspfaden* unterscheiden (die Zielvorgaben – u.a. Ökostromgesetz 2012 – sind ident).

In der Abbildung 23 sind die Wechselwirkungen zwischen Erzeugung und Netzbetrieb (Elektrizitätsunternehmen, ELU), Kunden bzw. Marktteilnehmern und den wesentlichen Technologien im Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020 dargestellt²³.

²³ Hinweis: Allgemein wird angemerkt, dass in den Darstellungen die Migrationspfade durchgängig farbig unterschieden werden: Konventionelle Migrationspfade werden grau und smarte Migrationspfade werden blau dargestellt.

Abbildung 23: Smarte sowie konventionelle Migrationspfade 2014 bis 2020 - Technologien und betroffene Agenden



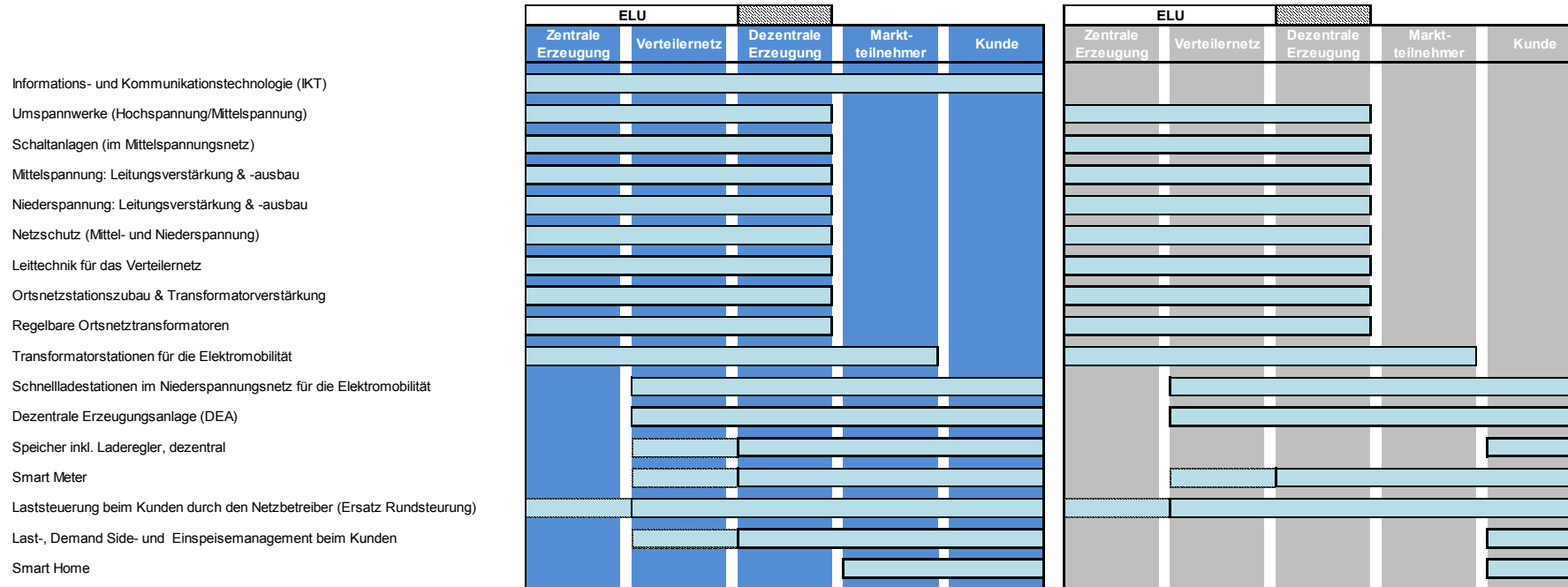
Quelle: eigene Darstellung; Anm.: blau: smarte Migrationspfade, grau: konventionelle Migrationspfade

4.2 Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030

Im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030 wird der großflächige Einsatz der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) in den *smarten Migrationspfaden* berücksichtigt. Der *konventionelle Migrationspfad berücksichtigt* ab dem Jahr 2021 die zu erwartende Entwicklung. Dies bedeutet, dass technologische Entwicklungen, welche bereits heute verfügbar und erprobt sind, wie z.B. Energiespeicher (Akkumulatoren) oder Smart Home Technologien bei den Kunden, regelbare Ortsnetztransformatoren (jedoch ohne großflächige, überregionale bzw. zentrale IKT-Einbindung) etc. berücksichtigt werden. Die unterschiedliche Marktdurchdringung wird hier über unterschiedliche Prozentsätze berücksichtigt. In den *konventionellen Migrationspfaden* 2021 bis 2030 wird davon ausgegangen, dass bei Wohnhäusern mit einem E-Fahrzeug die Wahrscheinlichkeit hoch ist, dass in diesem Wohnhaus ebenfalls eine PV-Anlage und – nach Möglichkeit – auch ein Speicher (z.B. Akkumulator) installiert ist. Dieser Aspekt ist unabhängig davon, ob ein Smart Grid existiert oder nicht und ist u.a. von der Preisentwicklung, von Förderungen, vom persönlichen Interesse, dem ökologischen Bewusstsein, den zusätzlichen Informationen etc. getrieben.

In Abbildung 24 sind die Wechselwirkungen zwischen Erzeugung (Elektrizitätsunternehmen, ELU), Kunden bzw. Marktteilnehmern und den wesentlichen Technologien im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030 dargestellt.

Abbildung 24: Smarte sowie konventionelle Migrationspfade 2021 bis 2030 - Technologien und betroffene Agenden



Quelle: eigene Darstellung; Anm.: blau: smarte Migrationspfade, grau: konventionelle Migrationspfade

4.3 Technologien in den ECONGRID Szenarien

Abbildung 25 ff. zeigt die eingesetzten Technologien in den ECONGRID Szenarien unter Berücksichtigung der definierten Migrationspfade.

Abbildung 25: Implementierung der IKT über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf den Bestand 2012

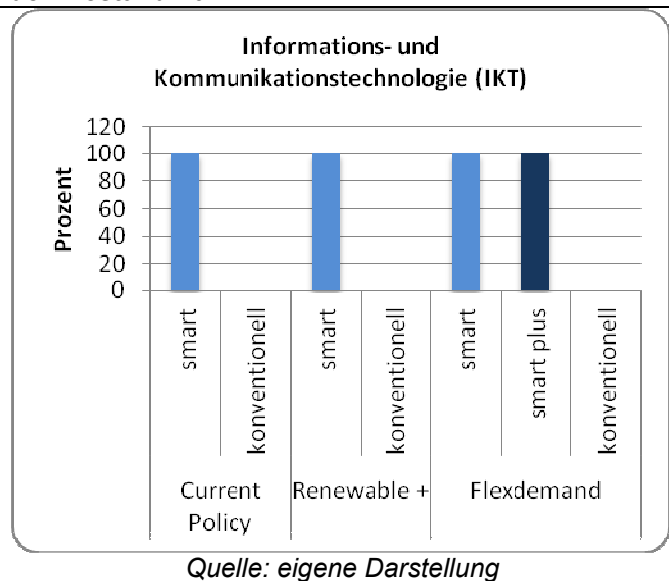


Abbildung 26: Implementierung der IKT über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf den Bestand 2020

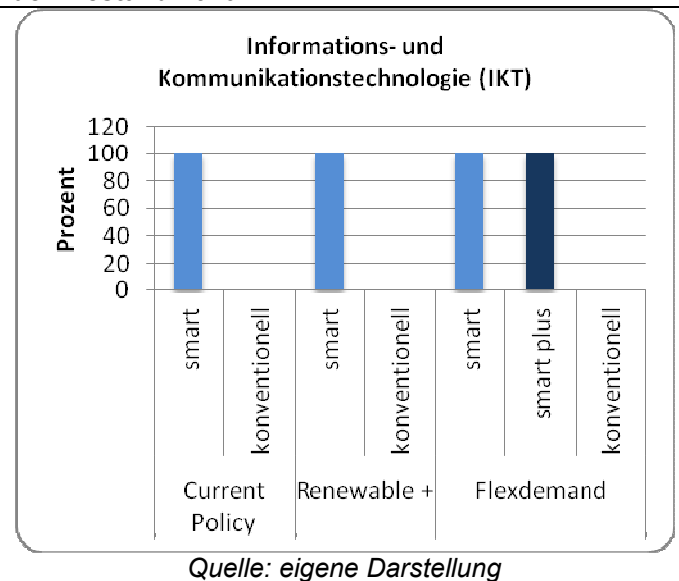


Abbildung 27: Gesamter Zu- und Ausbau von Umspannwerken über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf den Bestand 2012

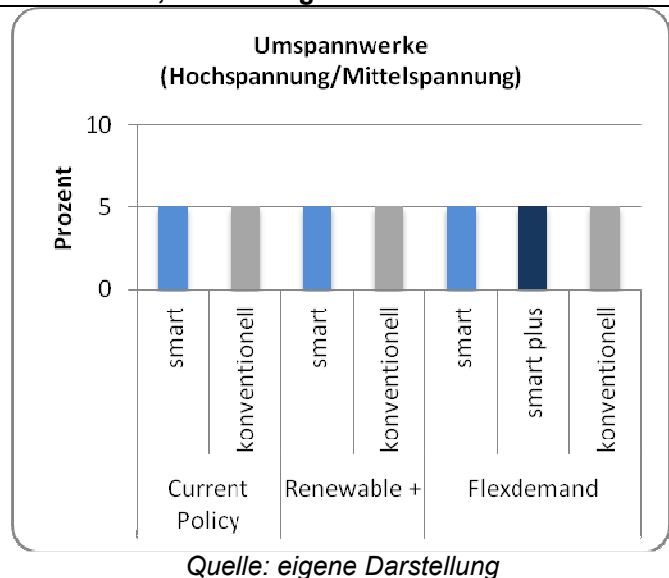


Abbildung 28: Gesamter Zu- und Ausbau von Umspannwerken über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf den Bestand 2020

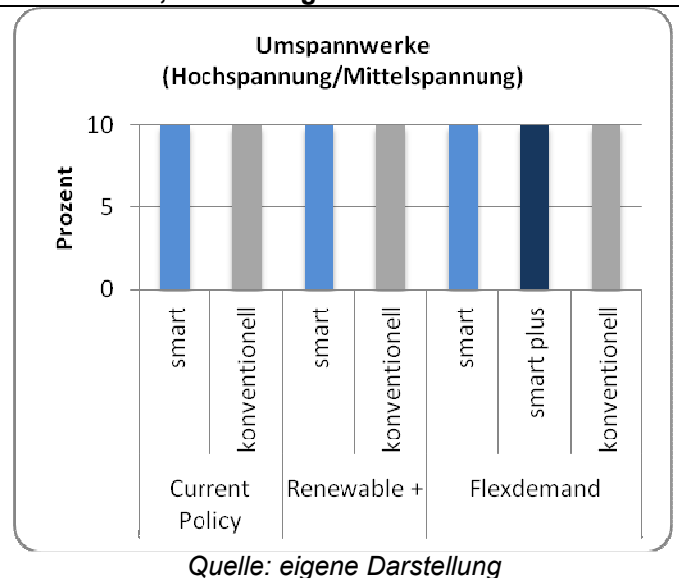


Abbildung 29: Gesamter Zu- und Ausbau von Schaltanlagen über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf den Bestand 2012

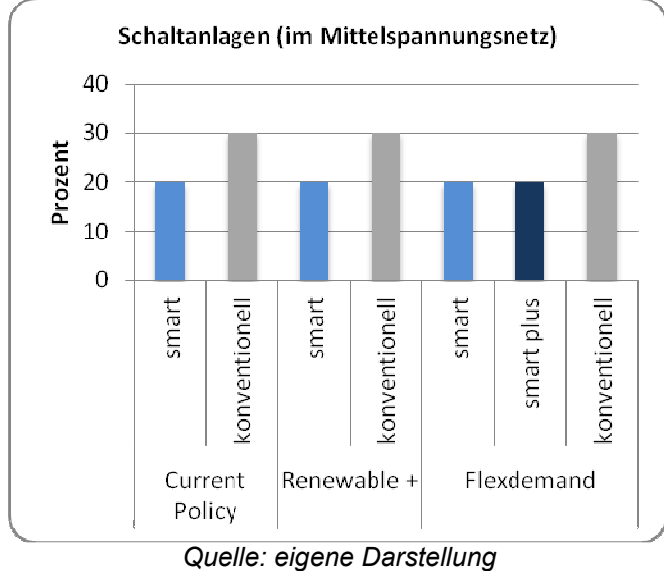


Abbildung 30: Gesamter Zu- und Ausbau von Schaltanlagen über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf den Bestand 2020

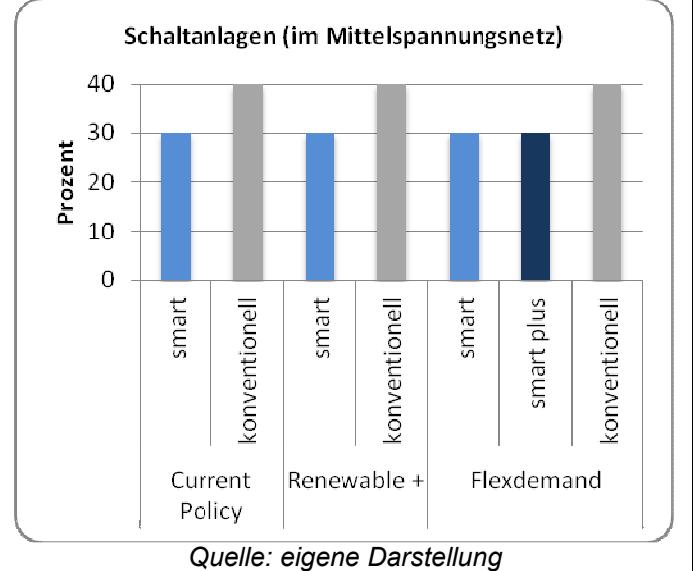


Abbildung 31: Jährliche Verstärkung und Ausbau von Mittelspannungsleitungen über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf den Bestand 2012, eigene Darstellung

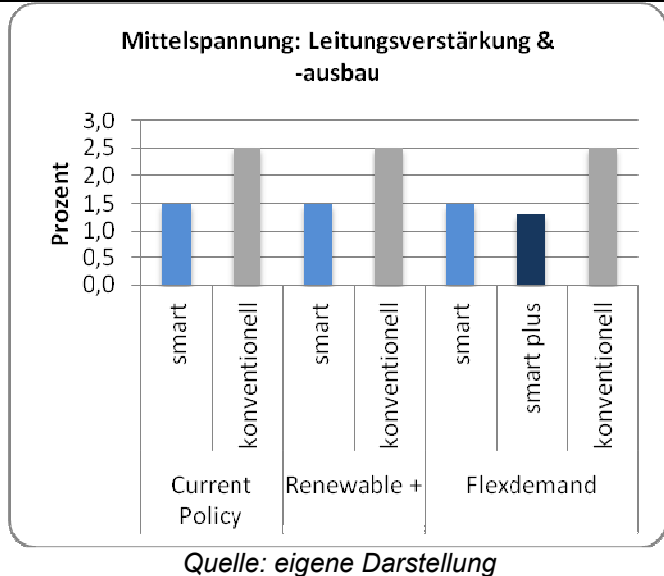


Abbildung 32: Jährliche Verstärkung und Ausbau von Mittelspannungsleitungen über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf den Bestand 2020, eigene Darstellung

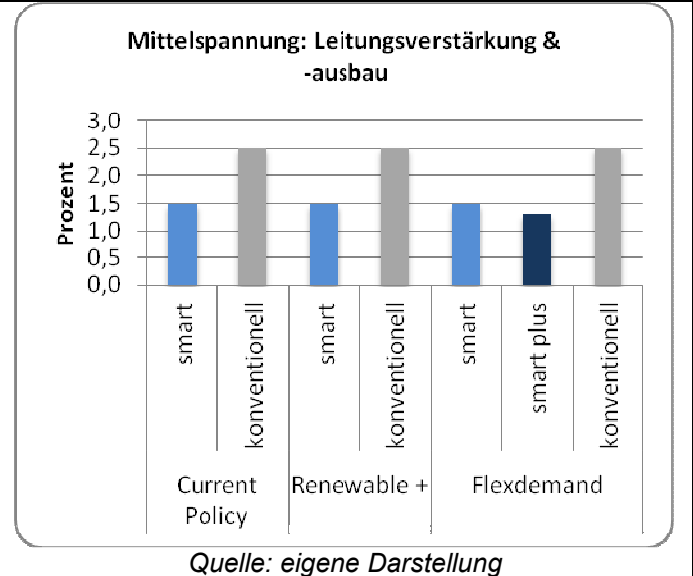


Abbildung 33: Jährliche Verstärkung und Ausbau von Niederspannungsleitungen über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf den Bestand 2012

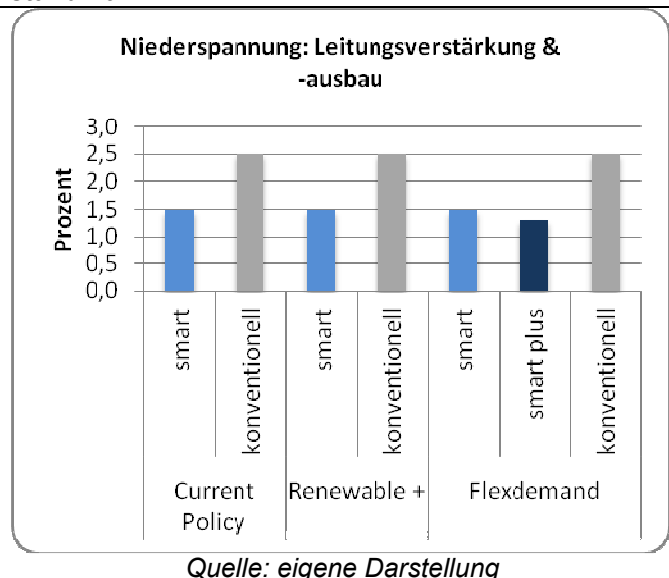


Abbildung 34: Jährliche Verstärkung und Ausbau von Niederspannungsleitungen über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf den Bestand 2020

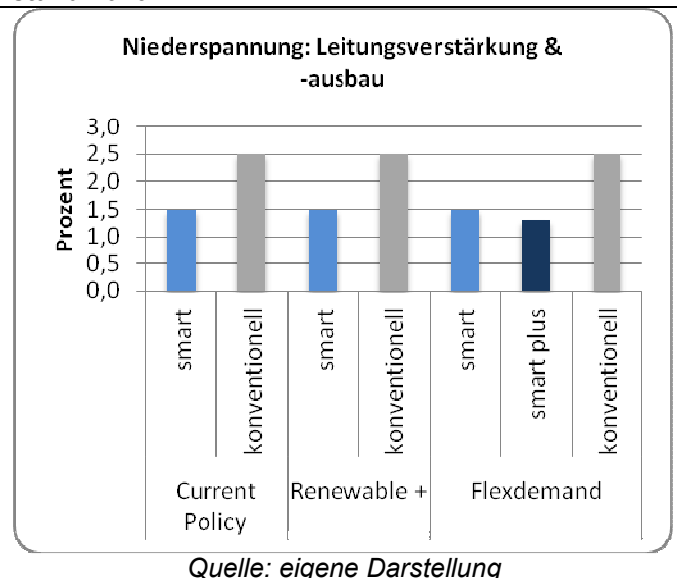


Abbildung 35: Gesamter Zu- und Ausbau des Netzschutzes über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf den Bestand 2012

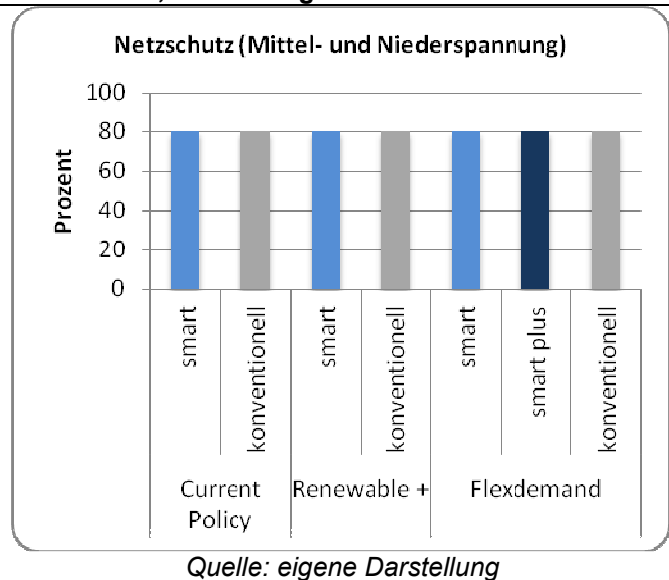


Abbildung 36: Gesamter Zu- und Ausbau des Netzschutzes über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf den Bestand 2020

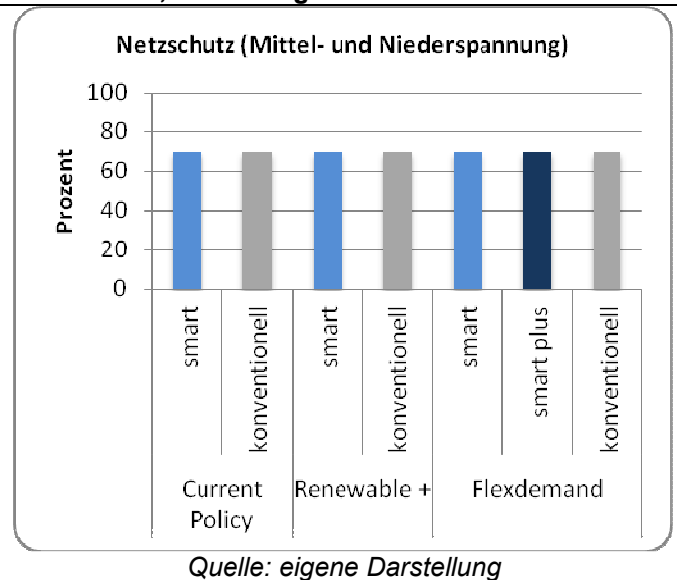


Abbildung 37: Gesamte Einbindung der Ortsnetzstationen in die Leittechnik über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf die Anzahl der Ortsnetzstationen 2012 mit jährlicher Fortschreibung

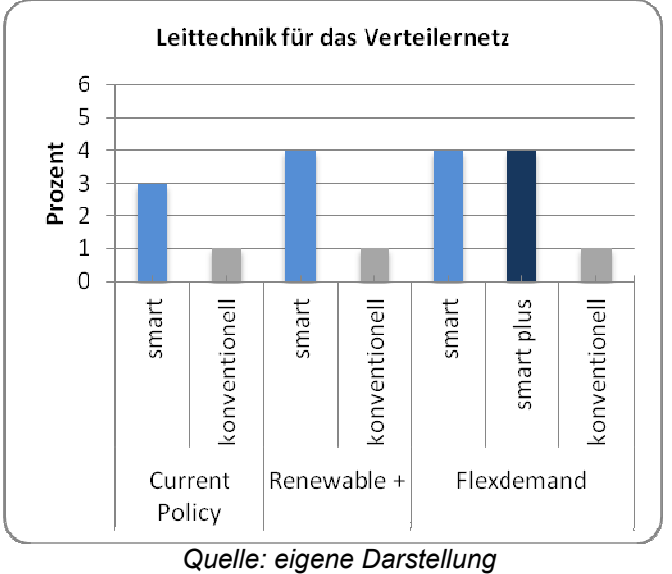


Abbildung 38: Gesamte Einbindung der Ortsnetzstationen in die Leittechnik über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf die Anzahl der Ortsnetzstationen 2020 mit jährlicher Fortschreibung

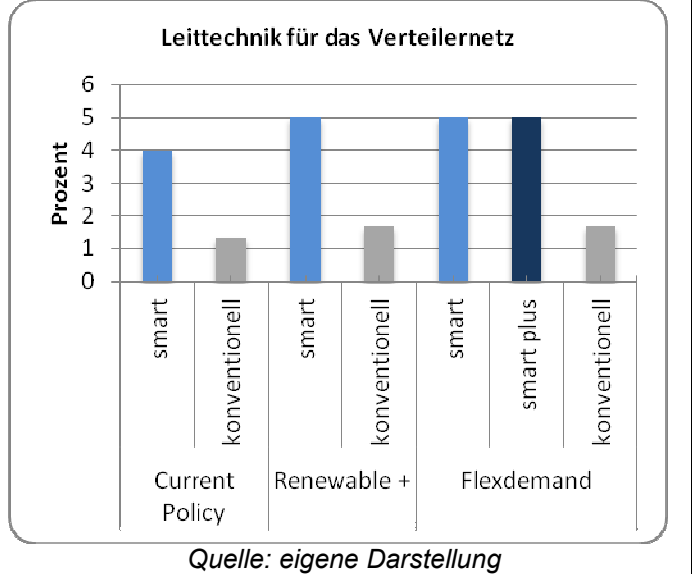


Abbildung 39: Gesamter Zu- und Ausbau von Ortsnetzstationen & Transformatorverstärkung über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf die Anzahl der Ortsnetzstationen 2012 mit jährlicher Fortschreibung

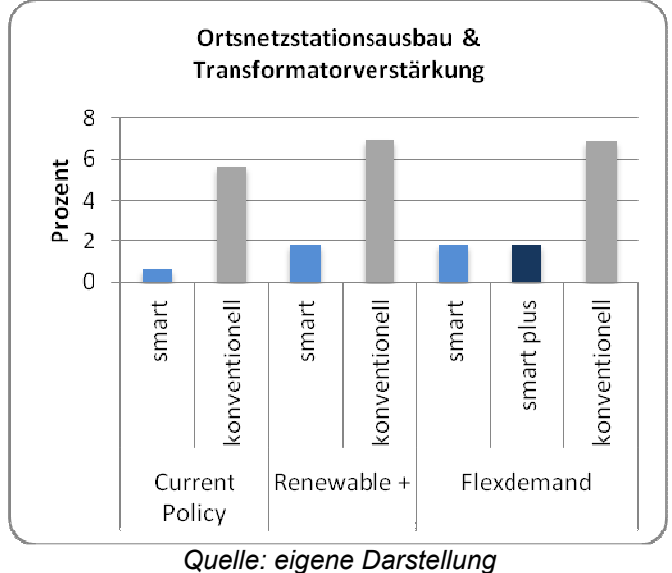


Abbildung 40: Gesamter Zu- und Ausbau von Ortsnetzstationen & Transformatorverstärkung über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf die Anzahl der Ortsnetzstationen 2020 mit jährlicher Fortschreibung

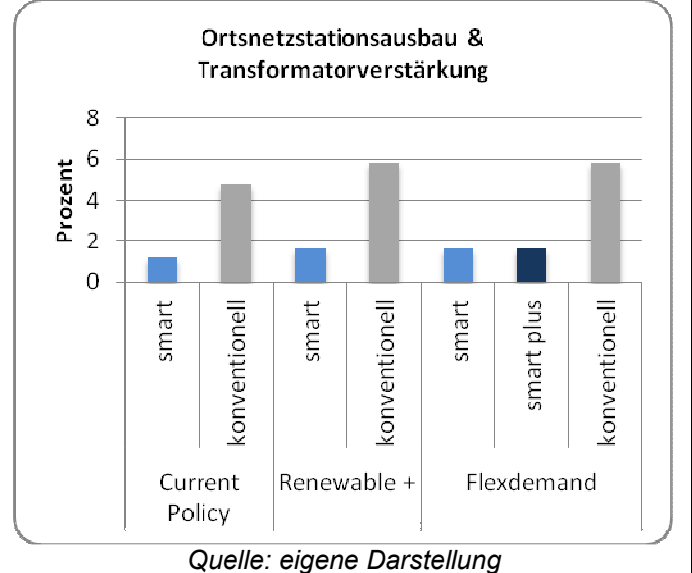


Abbildung 41: Gesamter Ausbau von regelbaren Ortsnetztransformatoren über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf die Anzahl der Ortsnetzstationen 2012 mit jährlicher Fortschreibung

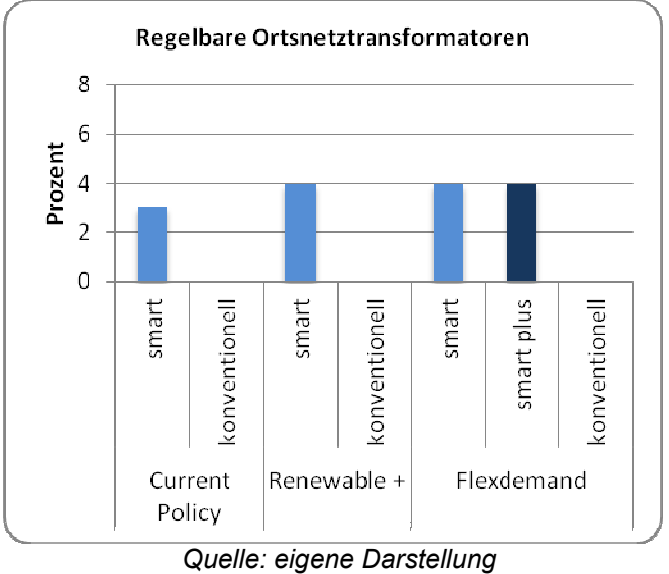


Abbildung 42: Gesamter Ausbau von regelbaren Ortsnetztransformatoren über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf die Anzahl der Ortsnetzstationen 2020 mit jährlicher Fortschreibung

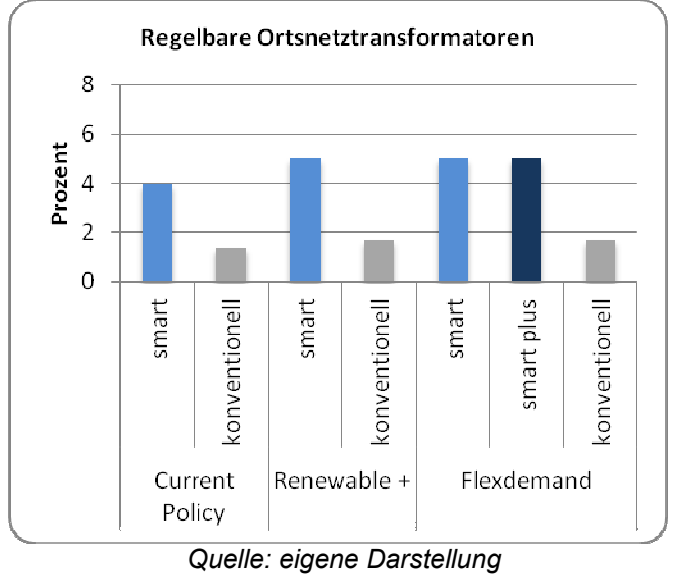


Abbildung 43: Gesamter Ausbau und Verstärkung von Transformatorstationen für die Elektromobilität über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf die Anzahl der Ortsnetzstationen 2012 mit jährlicher Fortschreibung

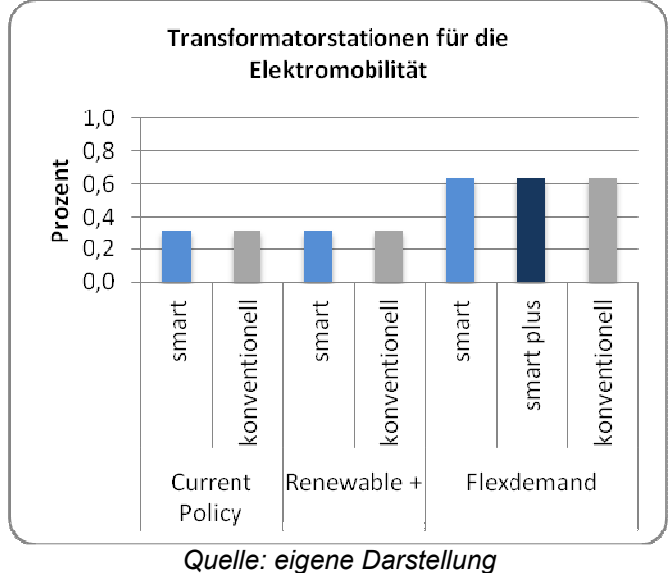


Abbildung 44: Gesamter Ausbau und Verstärkung von Transformatorstationen für die Elektromobilität über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf die Anzahl der Ortsnetzstationen 2020 mit jährlicher Fortschreibung

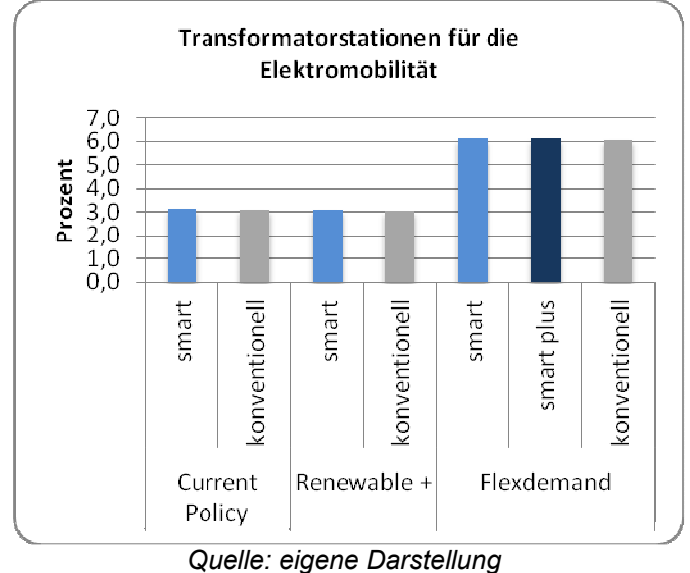
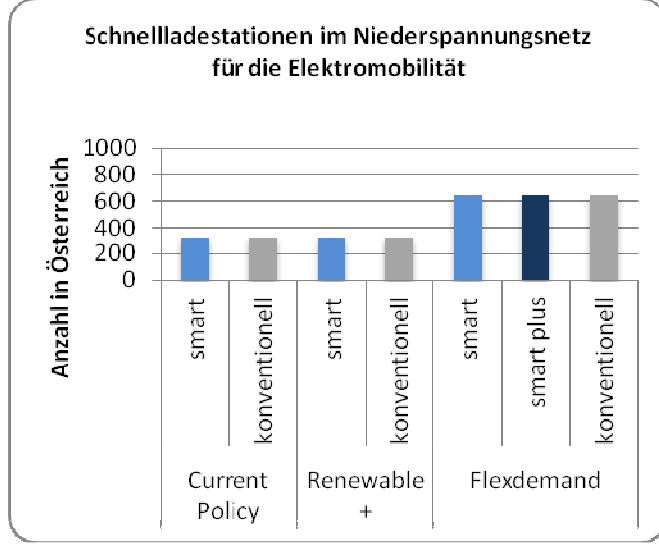
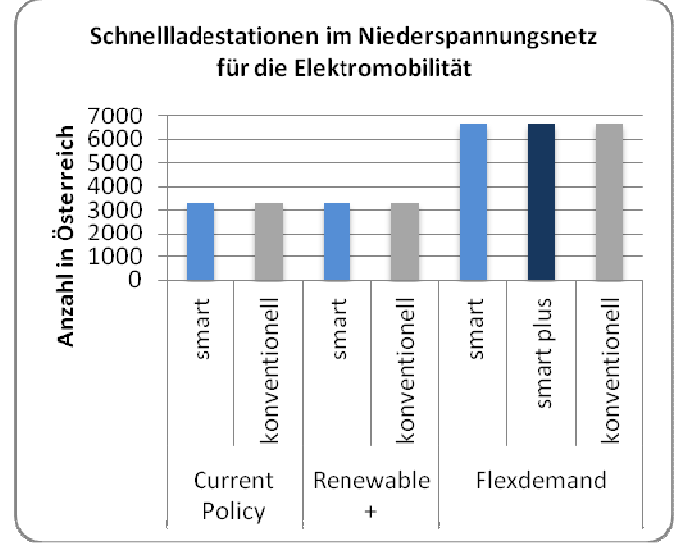


Abbildung 45: Gesamte Anzahl von Schnellladestationen im Niederspannungsnetz über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020



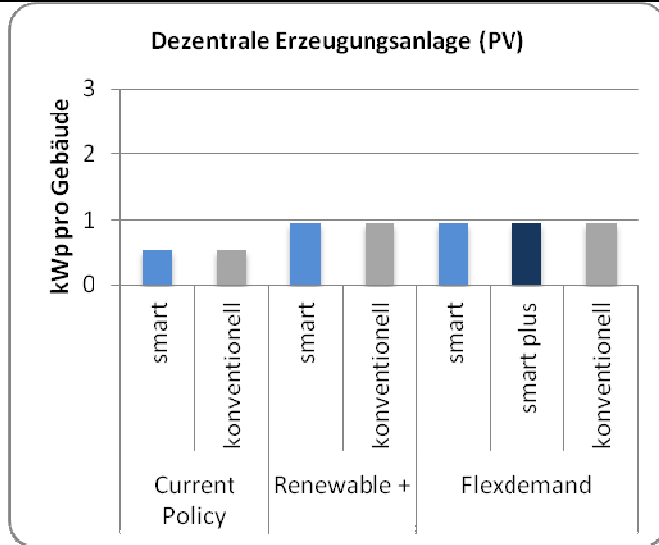
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 46: Gesamte Anzahl von Schnellladestationen im Niederspannungsnetz über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030



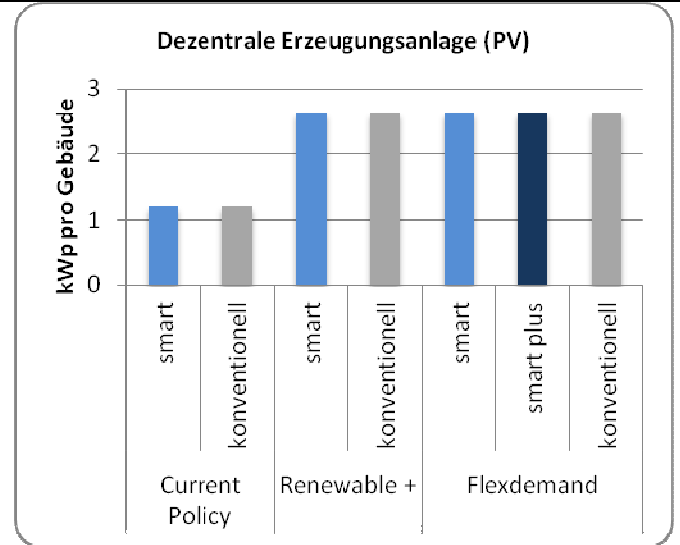
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 47: Gesamter Zu- und Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen (PV) über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, kWp pro Gebäude (2020)



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 48: Gesamter Zu- und Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen (PV) über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, kWp pro Gebäude (2030)



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 49: Gesamter Zu- und Ausbau von dezentralen Speichern inkl. Laderegler über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, kWh pro Gebäude (2020)

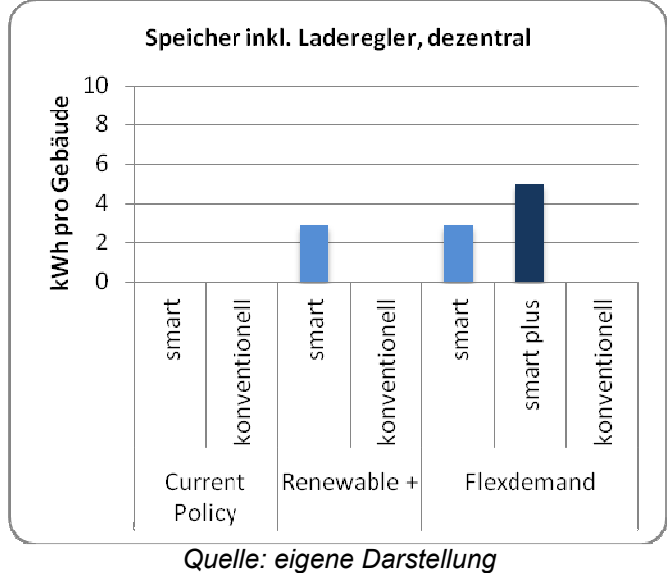


Abbildung 50: Gesamter Zu- und Ausbau von dezentralen Speichern inkl. Laderegler über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, kWh pro Gebäude (2030)

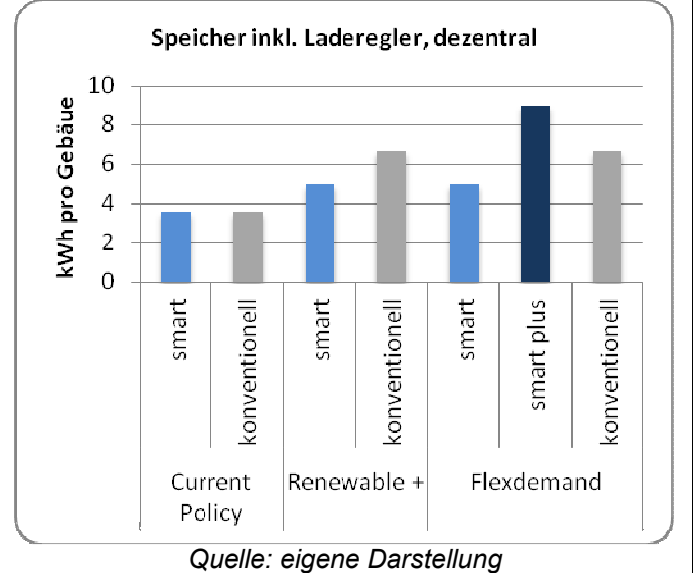


Abbildung 51: Gesamter Zu- und Ausbau von Smart Meter über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte in Österreich (2020)

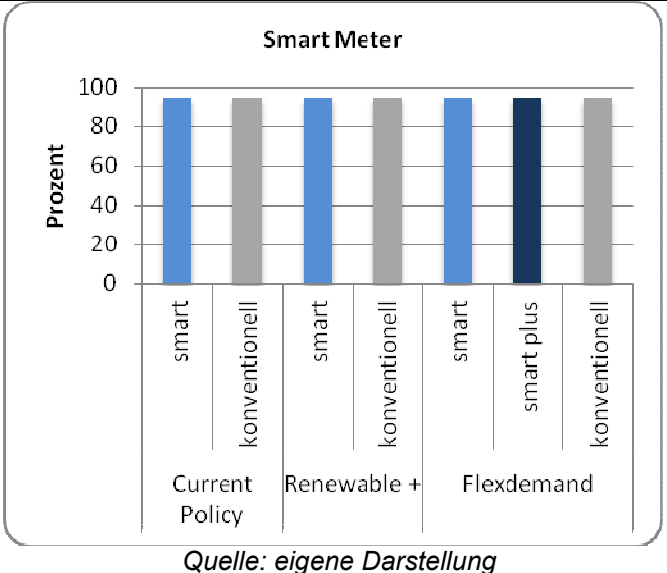


Abbildung 52: Weiterer Zählpunktzuwachs von Smart Meter über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte in Österreich (2030)

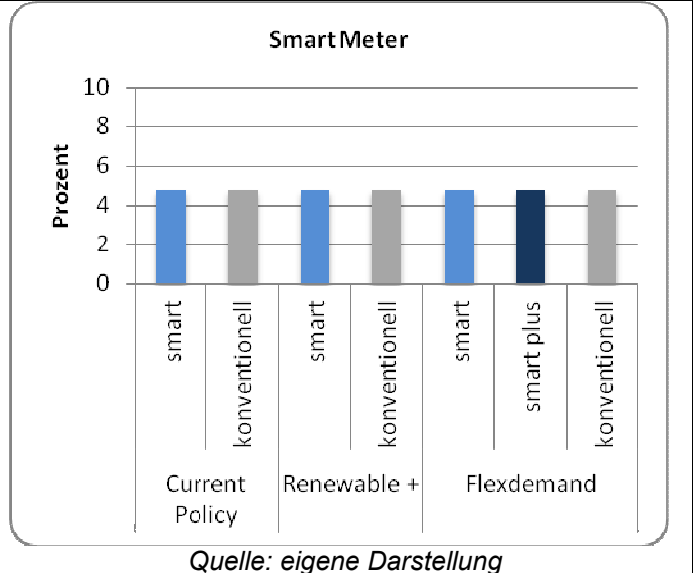


Abbildung 53: Gesamter Zu- und Ausbau der Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte in Österreich (2020)

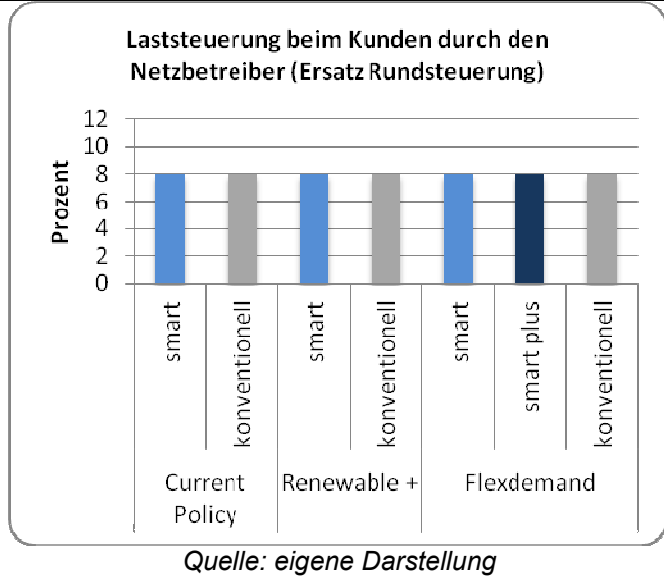


Abbildung 54: Gesamter Zu- und Ausbau der Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte in Österreich (2030)

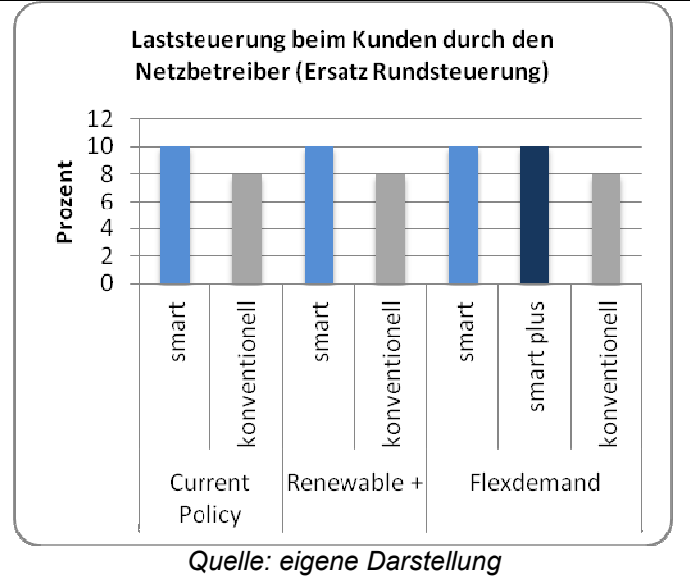


Abbildung 55: Gesamter Zu- und Ausbau von Last-, Demand Side- und Einspeisemanagement beim Kunden über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte in Österreich (2020)

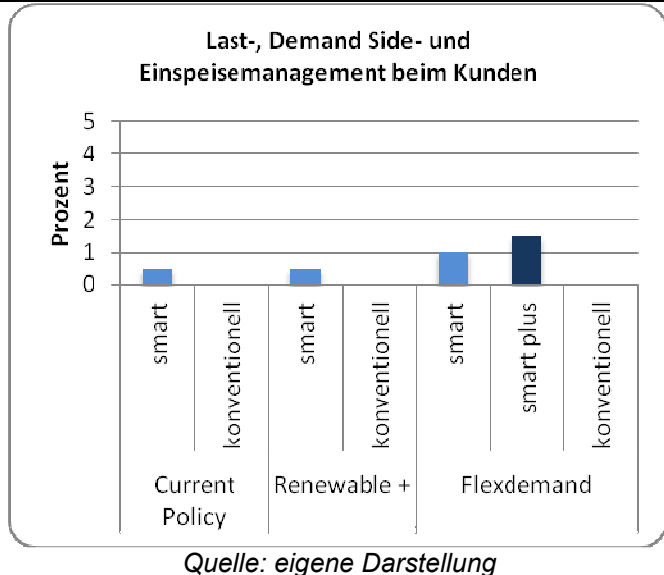


Abbildung 56: Gesamter Zu- und Ausbau von Last-, Demand Side- und Einspeisemanagement beim Kunden über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte in Österreich (2030)

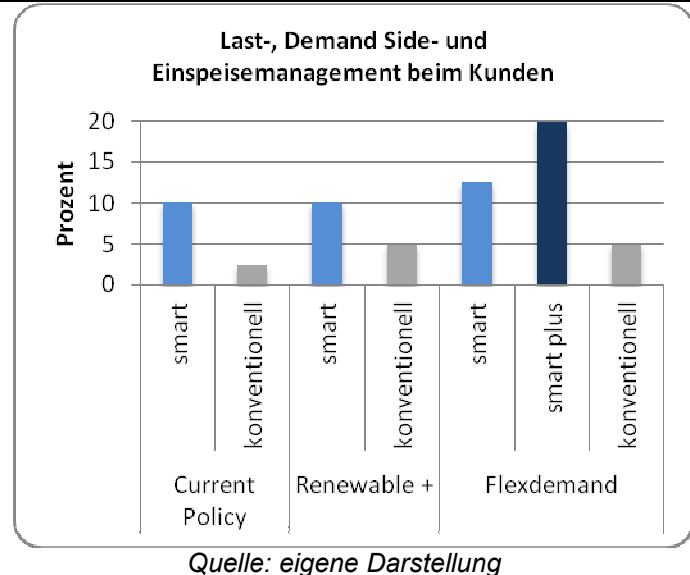
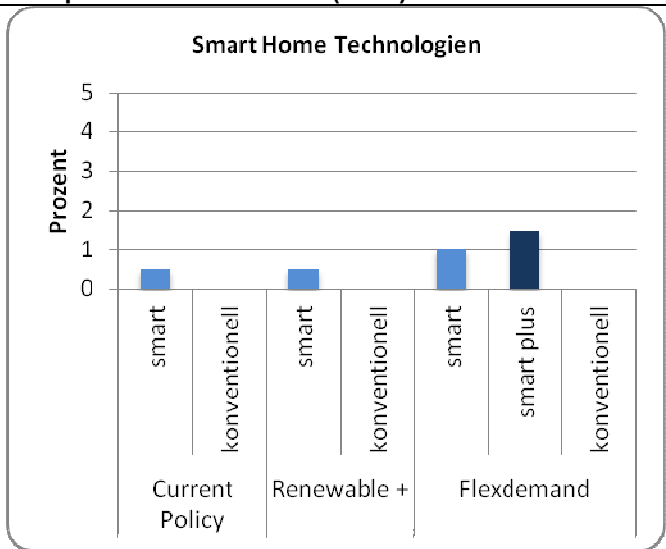
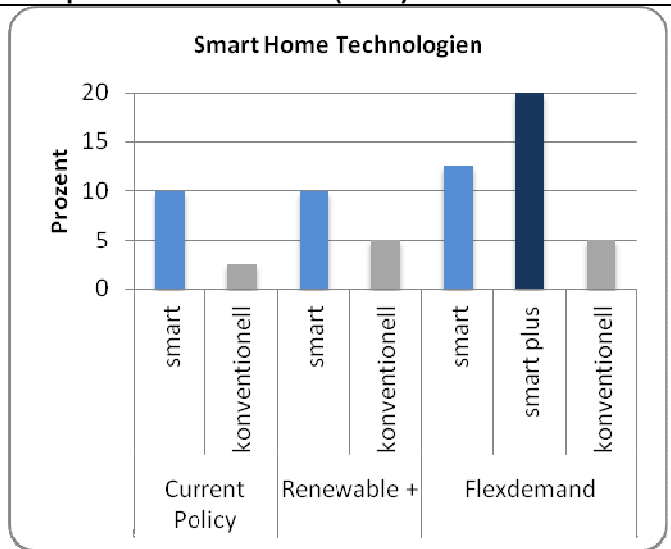


Abbildung 57: Gesamter Zu- und Ausbau von Smart Home Technologien über den Betrachtungszeitraum 2014 – 2020, % in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte in Österreich (2020)



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 58: Gesamter Zu- und Ausbau von Smart Home Technologien über den Betrachtungszeitraum 2021 – 2030, % in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte in Österreich (2030)



Quelle: eigene Darstellung

4.3.1 Current Policy Szenario – Unterschied zwischen konventionellem und smartem Migrationspfad, Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020

Bezugnehmend auf die in Abschnitt 3.2.1 gewählten Rahmenbedingungen des Szenarios Current Policy sind im folgenden Abschnitt die Unterscheidungen der Technologien zwischen dem jeweiligen *konventionellen* und *smartem Migrationspfad* dargestellt.

1. Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)

Konventioneller Migrationspfad

Der *konventionelle Migrationspfad* basiert auf den bisherigen netztechnischen Komponenten und Anlagen, welche dem aktuellen Stand der Technik entsprechen und beinhaltet lediglich eine situationsbedingte und somit partielle (regional auf einzelne Transformatorstationen bezogenen) Implementierung (Ausbau) von IKT - siehe Abbildung 25. Aktuelle Netzinformationen stehen nur in einem geringen Ausmaß zur Verfügung, dezentrale Erzeugungsanlagen werden unter Berücksichtigung geltender Regelwerke an das Netz angeschlossen und betrieben. Ein aktueller Informationsfluss zu einer zentralen Stelle (z.B. Netzbetreiber) auf Basis von zeitnahen bzw. aktuellen Netz-, Erzeugungs- und Verbrauchsinformationen liegt nicht vor; es besteht keine direkte Eingriffsmöglichkeit auf diese genannten Bereiche.

Smarter Migrationspfad

Der *smarte Migrationspfad* beinhaltet eine großflächige Implementierung (Ausbau) von IKT (ca. 100 % der Kunden (unter Berücksichtigung der installierten Smart Meter), Verbraucher und Erzeuger), d.h. Informationen aus dem Netz, den Übergabestellen, Erzeugern, Speichern und Kunden können an ein koordiniertes Datenmanagementsystem übergeben und weiter verarbeitet werden - siehe Abbildung 25. Zum einen verfügt der Netzbetreiber über detailliertere Informationen aus dem Verteilernetz und zum anderen wird ein koordinierter Einsatz - unter Beachtung der Vorgänge im Netz - dezentraler Erzeugungsanlagen, Speicher, Smart Home Technologien und dynamischer Lasten bzw. Tarife möglich (siehe auch Definition Smart Grids, Abschnitt 2.1).

2. Umspannwerke (Hochspannung/Mittelspannung)

Der *konventionelle* und der *smarte Migrationspfad* unterscheiden sich nicht voneinander, und es wird ein Zu- und Ausbau von Umspannwerken in Summe von 5 % in Bezug auf den Bestand der Umspannwerke 2012 im Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020 angenommen – (vgl. Abbildung 27).

3. Schaltanlagen (im Mittelspannungsnetz)

Konventioneller Migrationspfad

Da im *konventionellen Migrationspfad* im Gegensatz zum *smarten Migrationspfad* keine regelbaren Ortsnetztransformatoren – eingebunden in die Leittechnik – zum Einsatz kommen, ist ein stärkerer Zu- und Ausbau von Schaltanlagen im Mittelspannungsnetz notwendig.

Somit ergibt sich im *konventionellen Migrationspfad* ein gesamter Zu- und Ausbau von 30 % der Schaltanlagen im Mittelspannungsnetz in Bezug auf den Bestand der Schaltanlagen 2012, um den prognostizierten Stromverbrauchssteigerungen und dem verstärkten Zubau dezentraler Erzeugungseinheiten Rechnung zu tragen (vgl. Abbildung 29).

Smarter Migrationspfad

Im *smarten Migrationspfad* wird ein gesamter Zu- und Ausbau von 20% der Schaltanlagen im Mittelspannungsnetz in Bezug auf den Bestand der Schaltanlagen 2012 zur Umschaltung zwischen den Teilnetzen (z.B. offen betriebene Ringnetze) und zur Verteilung der zusätzlich installierten Leistung durch erneuerbare Energien unter Beachtung der Versorgungszuverlässigkeit im Verteilernetz bis 2020 erforderlich (vgl. Abbildung 29). Es wird angenommen, dass im *smarten Migrationspfad* der Beginn des Ausbaus des Verteilernetzes und somit der Ausbau von Schaltanlagen zeitlich nach hinten verschoben werden kann.

4. Mittelspannung: Leitungsverstärkung und -ausbau

Konventioneller Migrationspfad

Im *konventionellen Migrationspfad* wird eine jährliche Verstärkung und Ausbau inkl. Erneuerung (Ersatzinvestition) von Mittelspannungsanlagen bzw. -leitungen in einer Höhe von 2,5 % (2,5 % entsprechen 1/40 der Leitungslängen) berücksichtigt (vgl. Abbildung 31).

Smarter Migrationspfad

Die jährliche Verstärkung und der Ausbau inkl. Erneuerung (Ersatzinvestitionen) bei Mittelspannungsanlagen bzw. -leitungen beträgt im *smarten Migrationspfad* 1,5 % (1,5% entsprechen 1/67 der Leitungslängen) in Bezug auf den Bestand 2012 (vgl. Abbildung 31). Im Szenario Current Policy werden zudem keine dezentralen Speicher (Speicher in Kombination mit PV) eingesetzt. Der gegenüber dem *konventionellen Migrationspfad* reduzierte Erneuerungsbedarf erklärt sich dadurch, dass hier durch den Einsatz smarter Technologien der Netzausbau bzw. der Erneuerungsbedarf reduziert oder zeitlich verschoben werden kann. Zu beachten ist in diesem Fall, dass diese Verschiebung nur einmal wirksam ist.

5. Niederspannung: Leitungsverstärkung und -ausbau

Konventioneller Migrationspfad

Im *konventionellen Migrationspfad* wird eine jährliche Verstärkung und Ausbau inkl. Erneuerung (Ersatzinvestition) von Niederspannungsanlagen bzw. -leitungen in einer Höhe von 2,5 % (2,5 % entsprechen 1/40 der Leitungslängen) berücksichtigt (vgl. Abbildung 33).

Smarter Migrationspfad

Die jährliche Verstärkung und der Ausbau inkl. Erneuerung (Ersatzinvestitionen) bei Niederspannungsanlagen bzw. -leitungen beträgt im *smarten Migrationspfad* 1,5 % (1,5 % entsprechen 1/67 der Leitungslängen) in Bezug auf den Bestand 2012 (vgl. Abbildung 33). Im Szenario Current Policy werden zudem keine dezentralen Speicher (Speicher in Kombination mit PV) eingesetzt. Der gegenüber dem *konventionellen Migrationspfad* reduzierte Erneuerungsbedarf erklärt sich dadurch, dass hier durch den Einsatz smarterer Technologien der Netzausbau bzw. der Erneuerungsbedarf reduziert oder zeitlich verschoben werden kann. Zu beachten ist in diesem Fall, dass diese Verschiebung nur einmal wirksam ist.

6. Netzschutz (Mittel- und Niederspannung)

Aufgrund des identen Zubaus von erneuerbaren Energien (gemäß Ökostromgesetz aber auch anderer Maßnahmen, wie z.B. Förderprogramme und der ggf. damit verbundenen höheren Anzahl an Erzeugungsanlagen in der Niederspannung) wird im *konventionellen* und *smarten Migrationspfad* des Szenarios Current Policy keine Unterscheidung hinsichtlich des Zu- und Ausbaus (notwendige Adaptierung) des Netzschutzes getroffen. Der Zu- und Ausbau des Netzschutzes wird mit 80 %, bezogen auf den Bestand 2012, bis zum Jahr 2020 angenommen (vgl. Abbildung 35).

7. Leittechnik für das Verteilernetz

Konventioneller Migrationspfad

Der *konventionelle Migrationspfad* sieht eine gesamte Einbindung von 1 % der im Jahr 2012 vorhandenen Ortsnetzstationen (Transformatoren klassischer Bauart) in die Leittechnik bis zum Jahr 2020 vor (vgl. Abbildung 37). Dieser Prozentsatz ist im Vergleich zur bisherigen Einbindung leicht erhöht (Zuwachs an Transformatoren bedingt durch den Zubau von Erzeugungsanlagen sowie einem erhöhtem Bedarf an Transformatoren für die Schnellladung von Elektrofahrzeugen). Begründet ist dieser Unterschied u.a. darin, dass im *smarten Migrationspfad* durch den großflächigen Einsatz von IKT eine höhere Anzahl von Ortsnetzstationen (insbesondere jene mit Regeltransformatoren) in die Leittechnik eingebunden wird.

Smarter Migrationspfad

Der *smarte Migrationspfad* berücksichtigt im Szenario Current Policy eine gesamte Einbindung von 3 % der im Jahr 2012 vorhandenen Ortsnetzstationen (Transformatoren klassischer Bauart und regelbare Transformatoren) in die Leittechnik bis zum Jahr 2020 (vgl. Abbildung 37).

8. Ortsnetzstationszubau & Transformatorverstärkung

Konventioneller Migrationspfad

Der *konventionelle Migrationspfad* sieht einen gesamten Zu- und Ausbau inkl. Erneuerung der Ortsnetzstationen sowie eine Transformatorverstärkung von 5,6 % in Bezug auf den Bestand der Ortsnetzstationen 2012 vor und umfasst ebenfalls die laufende Erneuerung (Ersatzinvestition) bis 2020 (vgl. Abbildung 39).

Smarter Migrationspfad

Der *smarte Migrationspfad* sieht einen gesamten Zu- und Ausbau inkl. Erneuerung der Ortsnetzstationen sowie eine Transformatorverstärkung von 0,6 % in Bezug auf den Bestand der Ortsnetzstationen 2012 vor und umfasst ebenfalls die laufende Erneuerung (Ersatzinvestition) bis 2020 (vgl. Abbildung 39). Durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren im *smarten Migrationspfad* können einerseits Transformatoren klassischer Technologie eingespart und andererseits der Leitungsausbau verringert bzw. zeitlich verschoben werden.

9. Regelbare Ortsnetztransformatoren

Konventioneller Migrationspfad

Der *konventionelle Migrationspfad* beinhaltet einen aufgrund klassischer Ausbaumethoden schwerpunktmäßigen Einsatz und Ausbau von klassischen Ortsnetztransformatoren und keinen Ausbau von regelbaren Ortsnetztransformatoren (vgl. Abbildung 41).

Smarter Migrationspfad

Durch den großflächigen Ausbau der IKT im *smarten Migrationspfad* wird die Einbindung und der gesamte Ausbau der regelbaren Ortsnetztransformatoren um 3 % in Bezug auf den Bestand der Transformatoren 2012 inkl. Einbindung in die Leittechnik berücksichtigt (vgl. Abbildung 41).

Durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren im *smarten Migrationspfad* können einerseits Ortsnetzstationen und Transformatoren (klassische Technologie) anzahlmäßig eingespart und andererseits der Leitungsausbau verringert werden.

10. Transformatorstationen für Elektromobilität

Durch die zu erwartende Erhöhung der Anzahl der Elektrofahrzeuge im Jahr 2020, die über eine Schnellademöglichkeit verfügen, ergibt sich ein gesamter Ausbau und eine Verstärkung von Transformatorstationen für die Elektromobilität von 0,3 % in Bezug auf die Anzahl der Ortsnetzstationen im Jahr 2012 (jedes 10. Elektrofahrzeug ist schnellladefähig) (vgl. Abbildung 43).

Es ergibt sich hinsichtlich des Zubaus von Transformatoren für die Elektromobilität keine Unterscheidung zwischen dem *konventionellen* und *smarten Migrationspfad*.

11. Schnellladestationen im Niederspannungsnetz für die Elektromobilität

Es wird bezugnehmend auf die hier unterstellten Annahmen davon ausgegangen, dass ein Zubau von 324 Schnellladestationen im Niederspannungsnetz für die Elektromobilität in Österreich notwendig ist (vgl. Abbildung 45).

Hinsichtlich der Anzahl von Schnellladestationen im Niederspannungsnetz für die Elektromobilität ergibt sich keine Unterscheidung zwischen dem *konventionellen* und *smarten Migrationspfad*.

12. Dezentrale Erzeugungsanlage (DEA)

Aufgrund des identen Zu- und Ausbaus (u.a. gemäß Ökostromgesetz) von erneuerbaren Energien im *konventionellen* und *smarten Migrationspfad* des Szenarios Current Policy unterscheiden sich die Annahmen der beiden Migrationspfade nicht voneinander – siehe Szenarienbeschreibung.

Neben dem Einsatz bzw. den Betrieb von Photovoltaik-Anlagen werden auch dezentrale, z.B. gasbetriebene KWK-Anlagen auf Gebäudeebene berücksichtigt, die neben der Wärmeauskopplung auch einen Beitrag zur Deckung des Eigenbedarfs an elektrischem Strom auf Haushaltsebene liefern können. Werden die Zielvorgaben der PV-Leistung für Österreich auf eine Leistung pro geeignete Dachfläche umgerechnet, ergeben sich Einspeisewerte in der Höhe von 0,53 kWp pro Gebäude (Mittelwert) (vgl. Abbildung 47). Es wird ebenfalls angenommen, dass 0,25 % aller Gebäude in Österreich (prognostizierter Stand 2020) mit einer z.B. gasbetriebenen KWK-Anlage mit einer elektrischen Einspeiseleistung von 19 kW ausgestattet sind.

13. Speicher inkl. Laderegler, dezentral

Konventioneller Migrationspfad

Der *konventionelle Migrationspfad* sieht keinen Einsatz von dezentral angeordneten Speichern bis 2020 vor (vgl. Abbildung 47).

Smarter Migrationspfad

Im Szenario Current Policy wird aufgrund der geringen PV-Leistung pro Gebäude kein Speicher (Akkumulator) in den *smarten Migrationspfaden* bis 2020 angenommen, da der Einsatz bei dieser Art von PV-Anlagen (kW-Peak) unwirtschaftlich ist (vgl. Abbildung 47).

14. Smart Meter

Gemäß Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO (vgl. Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO (2012)) ist in Österreich eine flächendeckende Ausstattung (95 %) bis zum Jahre 2020 gesetzlich vorgeschrieben. Daher wird sowohl im *konventionellen* wie auch im *smarten Migrationspfad* ein gesamter Zu- und Ausbau von Smart Meter (95 % aller Zählpunkte) berücksichtigt.

15. Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber (Ersatz Rundsteuerung)

Durch die Modernisierung der klassischen Rundsteuerung wird die Verbrauchssteuerung der Fernwirktechnik künftig über Lastschaltgeräte in Kombination mit Smart Meter erfolgen. Im *konventionellen* wie auch im *smarten Migrationspfad* wird angenommen, dass 8 % der prognostizierten Zählpunkte in Österreich (2020) mit einer Verbrauchssteuerung über Fernwirktechnik ausgestattet sind (vgl. Abbildung 53).

16. Last-, Demand Side- und Einspeisemanagement beim Kunden

Konventioneller Migrationspfad

Da im *konventionellen Migrationspfad* keine IKT im Bereich von Gebäuden zum Einsatz kommt, wird der Einsatz von Last-, Demand Side- und Einspeisemanagement beim Kunden nicht berücksichtigt (vgl. Abbildung 55).

Smarter Migrationspfad

Durch den Einsatz von IKT-Maßnahmen sowie von Last-, Demand Side und Einspeisemanagement beim Kunden erfolgt in 0,5 % der Zählpunkte, in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte 2020, eine Anpassung der Lastsituation an die jeweilige Erzeugungssituation. Hierdurch können z.B. die elektrischen Verbraucher im Haushalt zu einer Reduzierung der Leistungsspitzen sowie einer verteilten Lastsituation über den Tag beitragen oder die Erzeugung an den Verbrauch angepasst werden - siehe Abbildung 55.

17. Smart Home Technologien

Konventioneller Migrationspfad

Da im *konventionellen Migrationspfad* keine IKT im Bereich von Gebäuden eingesetzt wird, wird kein Einsatz von z.B. steuerbaren Lasten sowie neuer, dynamischer Tarife berücksichtigt (vgl. Abbildung 57).

Smarter Migrationspfad

Da für den Zu- und Ausbau von Smart Home Technologien IKT notwendig ist, ist der Einsatz nur im *smarten Migrationspfad* vorgesehen. Die Annahme von 0,5 % der prognostizierten Zählpunkte (2020) ist einerseits durch die zukünftige Möglichkeit steuerbarer Lasten sowie neuer, dynamischer Tarife gegeben, wobei diese Annahme u.a. auch stark mit medialer Wirksamkeit und persönlichem Interesse eines jeden Einzelnen, usw. verbunden ist (vgl. Abbildung 57).

4.3.2 Renewable+ Szenario - Unterschied zwischen konventionellem und smartem Migrationspfad, Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020

Das Szenario Renewable⁺ berücksichtigt, verglichen mit dem Current Policy Szenario, ambitioniertere Ausbauvorgaben für die dezentrale Einspeisung erneuerbarer Energien (vgl. Abschnitt 3.2.2). Im Folgenden werden nur mehr jene Komponenten beschrieben, welche sich im Vergleich zum Current Policy Szenario hinsichtlich des Ausmaßes der Implementierung unterscheiden.

1. Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)

Konventioneller und smarter Migrationspfad

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 1, Current Policy Szenario.

2. Umspannwerke (Hochspannung/Mittelspannung)

Siehe Beschreibung Abschnitt 4.3.1, Punkt 2, Current Policy Szenario.

3. Schaltanlagen (im Mittelspannungsnetz)

Konventioneller und smarter Migrationspfad

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 3, Current Policy Szenario.

4. Mittelspannung: Leitungsverstärkung und -ausbau

Konventioneller und smarter Migrationspfad

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 4, Current Policy Szenario.

5. Niederspannung: Leitungsverstärkung und -ausbau

Konventioneller und smarter Migrationspfad

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 5, Current Policy Szenario.

6. Netzschutz (Mittel-und Niederspannung)

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 6, Current Policy Szenario.

7. Leittechnik für das Verteilernetz

Konventioneller Migrationspfad

Siehe Beschreibung Abschnitt 4.3.1, Punkt 7, Current Policy Szenario.

Smarter Migrationspfad

Der *smarte Migrationspfad* berücksichtigt im Szenario Renewable⁺ eine gesamte Einbindung von 4 % der im Jahr 2012 vorhandenen Ortsnetzstationen (Transformatoren klassischer Bauart und regelbare Transformatoren) in die Leittechnik bis zum Jahr 2020 (vgl. Abbildung 37). Damit ergibt sich eine Erhöhung um 1 % gegenüber dem Current Policy Szenario. Die Erhöhung kann durch ambitioniertere Ausbauprojekte für dezentrale Erzeugung begründet werden.

8. Ortsnetzstationszubau & Transformatorverstärkung

Konventioneller Migrationspfad

Der *konventionelle Migrationspfad* sieht einen gesamten Zu- und Ausbau inkl. Erneuerung sowie eine Transformatorverstärkung von 6,9 % in Bezug auf den Bestand der Ortsnetzstationen 2012 vor und umfasst ebenfalls die laufende Erneuerung (Ersatzinvestition) bis 2020 (vgl. Abbildung 39). Die Erhöhung gegenüber dem Current Policy Szenario kann durch ambitioniertere Ausbauprojekte für dezentrale Erzeugung begründet werden.

Smarter Migrationspfad

Der *smarte Migrationspfad* sieht einen gesamten Zu- und Ausbau sowie eine Transformatorverstärkung von 1,8 % in Bezug auf den Bestand der Ortsnetzstationen 2012 vor und umfasst ebenfalls die laufende Erneuerung (Ersatzinvestition) bis 2020 (vgl. Abbildung 39). Durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren im *smarten Migrationspfad* können einerseits Transformatoren (klassische Technologie) eingespart und andererseits der Leitungsausbau verringert bzw. zeitlich verschoben werden. Die Erhöhung gegenüber dem Current Policy Szenario kann durch ambitioniertere Ausbauprojekte für dezentrale Erzeugung begründet werden.

9. Regelbare Ortsnetztransformatoren

Konventioneller Migrationspfad

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 9, Current Policy Szenario.

Smarter Migrationspfad

Durch den großflächigen Ausbau der IKT im *smarten Migrationspfad* wird die Einbindung und der gesamte Ausbau der regelbaren Ortsnetztransformatoren um 4 % in Bezug auf den Bestand der Transformatoren 2012 inkl. Einbindung in die Leittechnik berücksichtigt (vgl. Abbildung 41). Damit ergibt sich eine Erhöhung um 1,0 % gegenüber dem Current Policy Szenario, diese kann durch ambitioniertere Ausbauprojekte für dezentrale Erzeugung begründet werden. Durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren im *smarten Migrationspfad* können einerseits Ortsnetzstationen und Transformatoren (klassische Technologie) anzahlmäßig eingespart und andererseits der Leitungsausbau verringert werden

10. Transformatorstationen für Elektromobilität

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 10, Current Policy Szenario.

11. Schnellladestationen im Niederspannungsnetz für die Elektromobilität

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 11, Current Policy Szenario.

12. Dezentrale Erzeugungsanlage (DEA)

Aufgrund des identen Zu- und Ausbaus (u.a. gemäß Ökostromgesetz) von erneuerbaren Energien im *konventionellen* und *smarten Migrationspfad* des Szenarios Renewable⁺ unterscheiden sich die Annahmen der beiden Migrationspfade nicht voneinander.

Neben dem Einsatz bzw. den Betrieb von Photovoltaik-Anlagen werden auch dezentrale, z.B. gasbetriebene KWK-Anlagen auf Gebäudeebene berücksichtigt, die neben der Wärmeauskopplung auch einen Beitrag zur Deckung des Eigenbedarfs an elektrischem Strom auf Haushaltsebene liefern können. Werden die Zielvorgaben der PV-Leistung für Österreich auf eine Leistung pro geeignete Dachfläche umge-

rechnet, ergeben sich Einspeisewerte in der Höhe von 0,96 kWp pro Gebäude (Mittelwert) – siehe Abbildung 47. Es wird ebenfalls angenommen, dass 0,30 % aller Gebäude in Österreich (prognostizierter Stand 2020) mit einer z.B. gasbetriebenen KWK-Anlage mit einer elektrischen Einspeiseleistung von 19 kW ausgestattet sind.

13. Speicher inkl. Laderegler, dezentral

Konventioneller Migrationspfad

Siehe Beschreibung Abschnitt 4.3.1, Punkt 13, Current Policy Szenario.

Smarter Migrationspfad

Im Szenario Renewable⁺ wird aufgrund einer erhöhten PV-Leistung von 0,96 kWp pro Gebäude (Mittelwert) gegenüber dem Szenario Current Policy ein ebenfalls vergrößerter Speicher in der Größe von 2,89 kWh in ausgewählten Gebäuden im *smarten Migrationspfad* im Betrachtungszeitraum 2014 - 2020 vorgesehen (vgl. Abbildung 49).

14. Smart Meter

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 14, Current Policy Szenario.

15. Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber (Ersatz Rundsteuerung)

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 15, Current Policy Szenario.

16. Last-, Demand Side- und Einspeisemanagement beim Kunde

Konventioneller und smarter Migrationspfad

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 16, Current Policy Szenario.

17. Smart Home Technologien

Konventioneller und smarter Migrationspfad

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 17, Current Policy Szenario.

4.3.3 Flexdemand Szenario - Unterschied zwischen konventionellem und smarten Migrationspfaden, Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020

Im Szenario *Flexdemand* wird der ambitionierte Weg des Ausbaus der erneuerbaren Energien entsprechend dem Szenario Renewable⁺ eingeschlagen (vgl. Abschnitt 3.2.2). Kern des Szenarios stellt die Flexibilisierung der Nachfrageseite dar (vgl. Abschnitt 3.2.3).

Im Folgenden werden nur jene Komponenten beschrieben, welche sich im Vergleich zum Current Policy Szenario bzw. im Vergleich zum Renewable⁺ Szenario hinsichtlich des Ausmaßes der Implementierung unterscheiden.

1. Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)

Konventioneller und smarter Migrationspfad

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 1, Current Policy Szenario.

Smart plus Migrationspfad

Der *smart plus Migrationspfad* unterscheidet sich hinsichtlich der Implementierung der IKT nicht vom *smarten Migrationspfad* – siehe Abbildung 25.

2. Umspannwerke (Hochspannung/Mittelspannung)

Siehe Beschreibung Abschnitt 4.3.1, Punkt 2, Current Policy Szenario.

3. Schaltanlagen (im Mittelspannungsnetz)

Konventioneller und smarter Migrationspfad

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 3, Current Policy Szenario.

Smart plus Migrationspfad

Der *smart plus Migrationspfad* unterscheidet sich hinsichtlich des gesamten Zu- und Ausbaus von Schaltanlagen (im Mittelspannungsnetz) nicht vom *smarten Migrationspfad* (vgl. Abbildung 29).

4. Mittelspannung: Leitungsverstärkung und -ausbau

Konventioneller und smarter Migrationspfad

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 4, Current Policy Szenario.

Smart plus Migrationspfad

Die jährliche Verstärkung und der Ausbau inkl. Erneuerung (Ersatzinvestitionen) bei Mittelspannungsanlagen bzw. -leitungen beträgt im *smart plus Migrationspfad* 1,3 % (1,3 % entsprechen 1/75 der Leitungslängen) in Bezug auf den Bestand 2012 (vgl. Abbildung 31). Der in Bezug auf den *smarten Migrationspfad* um 0,2 % verringerte Prozentsatz ergibt sich durch ein erhöhtes Lastverschiebepotential gegenüber dem *smarten Migrationspfad*. Dieses Lastverschiebepotential begründet sich u.a. durch eine höhere Durchdringung mit dezentralen Speichern und einer erhöhten Ausstattung der Kunden mit Smart Home Komponenten in Kombination mit Smart Meter und Lastschaltgeräten. Dadurch ergibt sich regional eine

Entlastung der Mittelspannungsnetze und die jährliche Verstärkung und der Ausbau inkl. Erneuerung kann auf 1,3 % verringert werden.

5. Niederspannung: Leitungsverstärkung und -ausbau

Konventioneller und smarter Migrationspfad

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 5, Current Policy Szenario.

Smart plus Migrationspfad

Die jährliche Verstärkung und der Ausbau inkl. Erneuerung (Ersatzinvestitionen) bei Niederspannungsanlagen bzw. -leitungen beträgt im *smart plus Migrationspfad* 1,3 % (1,3 % entsprechen 1/75 der Leitungslängen) in Bezug auf den Bestand 2012 (vgl. Abbildung 33). Der in Bezug auf den *smarten Migrationspfad* um 0,2 % verringerte Prozentsatz ergibt sich durch ein erhöhtes Lastverschiebepotential gegenüber dem *smarten Migrationspfad*. Dieses Lastverschiebepotential begründet sich u.a. durch einer höhere Durchdringung mit dezentralen Speichern und einer erhöhten Ausstattung der Kunden mit Smart Home Komponenten in Kombination mit Smart Meter und Lastschaltgeräten. Dadurch ergibt sich regional eine Entlastung der Niederspannungsnetze und die jährliche Verstärkung und der Ausbau inkl. Erneuerung können auf 1,3 % verringert werden.

6. Netzschutz (Mittel-und Niederspannung)

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 6, Current Policy Szenario.

7. Leittechnik für das Verteilernetz

Konventioneller und smarter Migrationspfad

Siehe Abschnitt 4.3.2, Punkt 7, Renewable⁺ Szenario.

Smart plus Migrationspfad

Der *smart plus Migrationspfad* unterscheidet sich hinsichtlich der gesamten Einbindung der Ortsnetzstationen) in die Leittechnik nicht vom *smarten Migrationspfad* (vgl. Abbildung 37).

8. Ortsnetzstationszubau & Transformatorverstärkung

Konventioneller und smarter Migrationspfad

Siehe Abschnitt 4.3.2, Punkt 8, Renewable⁺ Szenario.

Smart plus Migrationspfad

Der *smart plus Migrationspfad* unterscheidet sich hinsichtlich des gesamten Zu- und Ausbau der Ortsnetzstationen sowie der Transformatorverstärkung nicht vom *smarten Migrationspfad* (vgl. Abbildung 39).

9. Regelbare Ortsnetztransformatoren

Konventioneller und smarter Migrationspfad

Siehe Abschnitt 4.3.2, Punkt 9, Renewable⁺ Szenario.

Smart plus Migrationspfad

Der *smart plus Migrationspfad* unterscheidet sich hinsichtlich der Einbindung und des gesamten Ausbaus regelbarer Ortsnetztransformatoren nicht vom *smarten Migrationspfad* (vgl. Abbildung 41).

10. Transformatorstationen für Elektromobilität

Das Szenario *Flexdemand* beinhaltet eine Erhöhung der Elektromobilität von 2 % auf ca. 4 % der österreichischen Gesamtflotte (Stand 2012) bis 2020 gegenüber dem Szenario Renewable⁺. Im Vergleich zum Szenario Renewable⁺ wird eine Erhöhung um ca. 50 % hinsichtlich des Zubaus von Transformatoren für die Elektromobilität angenommen. Jedoch ergibt sich hinsichtlich des Zubaus von Transformatoren für die Elektromobilität keine Unterscheidung zwischen dem *konventionellen*, *smarten* und *smart plus Migrationspfad* (vgl. Abbildung 43).

11. Schnellladestationen im Niederspannungsnetz für die Elektromobilität

Im Szenario *Flexdemand* wird berücksichtigt, dass 4 % der österreichischen Gesamtflotte (Stand 2012) bis 2020 aus Elektrofahrzeugen besteht. Hier ergibt sich hinsichtlich der Anzahl von Schnellladestationen im Niederspannungsnetz ca. eine Verdopplung gegenüber dem Szenario Renewable⁺ aufgrund der erhöhten Anzahl von Elektrofahrzeugen. Es wird im Rahmen der hier durchgeführten Annahmen davon ausgegangen, dass der notwendige Zubau von Schnellladestationen im Niederspannungsnetz in einer Größenordnung von 649 Stück in Österreich liegt. Jedoch ergibt sich hinsichtlich der Anzahl von Schnellladestationen im Niederspannungsnetz keine Unterscheidung zwischen den Migrationspfaden (vgl. Abbildung 45).

12. Dezentrale Erzeugungsanlage (DEA)

Siehe Abschnitt 4.3.2, Punkt 12, Renewable⁺ Szenario.

Hinsichtlich der dezentralen Erzeugung unterscheiden sich der *konventionelle*, *smarte* und *smart plus Migrationspfad* nicht voneinander – siehe Abbildung 47.

13. Speicher inkl. Laderegler, dezentral

Konventioneller und smarter Migrationspfad

Siehe Abschnitt 4.3.2, Punkt 13, Renewable⁺ Szenario.

Smart plus Migrationspfad

Durch die Zielsetzung im *smart plus Migrationspfad* die Eigennutzung der PV-Anlage beim Kunden sowie das Lastverschiebepotential zu maximieren, kommen hier gegenüber dem *smarten Migrationspfad* größere Speicher inkl. Laderegler, dezentral zum Einsatz. Die Speicher-Größe für ausgewählte Gebäude wird von 2,89 kWh auf 5 kWh erhöht (vgl. Abbildung 50).

14. Smart Meter

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 14, Current Policy Szenario.

15. Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber (Ersatz Rundsteuerung)

Siehe Abschnitt 4.3.1, Punkt 15, Szenario Current Policy

16. Last-, Demand Side- und Einspeisemanagement beim Kunde

Konventioneller Migrationspfad

Siehe Abschnitt 4.3.2, Punkt 16, Renewable⁺ Szenario.

Smarter Migrationspfad

Durch den Einsatz von IKT-Maßnahmen sowie von Last-, Demand Side und Einspeisemanagement beim Kunden erfolgt in 1,0 % der Zählpunkte, in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte (2020), eine Anpassung der Lastsituation an die jeweilige Erzeugungssituation. Es ergibt sich somit eine Erhöhung um 0,5 % gegenüber dem Szenario Renewable⁺. Hierdurch können z.B. die elektrischen Verbraucher im Haushalt zu einer Reduzierung der Leistungsspitzen sowie einer Verteilung der Last über den Tag beitragen oder die Erzeugung an den Verbrauch angepasst werden (vgl. Abbildung 55).

Smart plus Migrationspfad

Durch die Zielsetzung des *smart plus Migrationspfads* die Eigennutzung der PV-Anlage beim Kunden zu maximieren wird ein Einsatz von Last-, Demand-Side- und Einspeisemanagement Maßnahmen in der Höhe von 1,5 % der Zählpunkte, in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte (2020), angenommen (vgl. Abbildung 55).

17. Smart Home Technologien

Konventioneller Migrationspfad

Siehe Abschnitt 4.3.2, Punkt 17, Renewable⁺ Szenario.

Smarter Migrationspfad

Im Szenario *Flexdemand* wird der Einsatz von Smart Home Komponenten in der Höhe von 1,0 % der prognostizierten Zählpunkte (2020) unterstellt. Die Steigerung der Zählpunkte von 0,5 % auf 1,0 % der Zählpunkte, in Bezug auf die prognostizierten Zählpunkte (2020), gegenüber dem Szenario *Renewable⁺* ist durch die Zielsetzung des Demand Side Management Potentials gegeben (vgl. Abschnitt 3.2.3) – siehe Abbildung 57.

Smart plus Migrationspfad

Durch den im *Migrationspfad smart plus* festgelegten ambitionierten Ausbau smarter Technologien (vgl. Abschnitt 3.2) wird ein Einsatz von Smart Home Komponenten in der Höhe von 1,5 % der prognostizierten Zählpunkte (2020) berücksichtigt (vgl. Abbildung 57). Damit ergibt sich gegenüber dem *smarten Migrationspfad* eine Steigerung um 0,5 %.

4.3.4 Unterscheidung der Technologien im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030 gegenüber dem Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020

Bezugnehmend auf die in den Abschnitten 3.2.1 bis 3.2.3 festgelegten Rahmenbedingungen werden im folgenden Abschnitt die Unterscheidungen der Technologien für den Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030 gegenüber dem Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020 dargestellt.

Die dargestellten Prozentsätze in der Abbildung 26, Abbildung 28, Abbildung 30 ff (Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030) ergeben sich einerseits durch erzeugungsgetriebene Erfordernisse und damit verbundene, notwendige Maßnahmen im Verteilernetz. Andererseits wird davon ausgegangen, dass im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030 durch das Voranschreiten der Technologien und der medialen Wirksamkeit Last-, Demand-Side- und Einspeisemanagement beim Kunden sowie Smart-Home-Technologien verstärkt in den Haushalten Einzug finden werden. Somit ergeben sich insbesondere in den smarten Migrationspfaden für Last-, Demand Side- und Einspeisemanagement beim Kunden sowie Smart Home Technologien höhere Prozentsätze. Beispielhaft liegt hier eine Steigerung um max. 19,5 % zwischen dem Current Policy Szenario, Migrationspfad *smart* (Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020) gegenüber dem *Flexdemand* Szenario, Migrationspfad *smart plus* (Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030) vor (vgl. Abbildung 57 bzw. Abbildung 58).

Die Erhöhung der Anzahl an Elektrofahrzeugen gemäß Abschnitt 3.2.3 wird durch die Anzahl von Transformatorstationen für Elektromobilität (Abbildung 44) sowie durch Schnellladestationen im Niederspannungsnetz für die Elektromobilität (Abbildung 46) berücksichtigt. Ebenfalls ist zu beachten, dass der konventionelle Ausbau im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030 den üblichen Aus- bzw. Entwicklungspfad berücksichtigt. Dies bedeutet, dass technologische Entwicklungen berücksichtigt werden, welche bereits heute verfügbar, und zum jetzigen Zeitpunkt den smarten Technologien zuzuordnen sind. D.h. diese Technologien wie z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren (jedoch ohne zentrale, großflächige IKT-Einbindung), Akkumulatoren, Last-, Demand-Side- und Einspeisemanagement, Smart Home Technolo-

gien etc. werden im Gegensatz zum Zeitraum 2014 bis 2020 im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030 den *konventionellen Migrationspfaden* zugeordnet. Die geringere Marktdurchdringung wird im Betrachtungszeitraum 2012 bis 2030 gesondert, über unterschiedliche und variierende Prozentsätze, berücksichtigt (vgl. Abbildung 42, Abbildung 50, Abbildung 56 und Abbildung 58).

Im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030 wird neben der altersbedingten Erneuerung von Smart Metern der weitere Zuwachs an Zählpunkten und deren Ausstattung mit Smart Metern berücksichtigt (vgl. Abbildung 52). Die Anzahl der prognostizierten Zählpunkte (2020), welche über eine Laststeuerung durch den Netzbetreiber (Ersatz Rundsteuerung) beim Kunden verfügen, wird in den *smarten Migrationspfaden* gegenüber dem Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020 um 2 % erhöht, der *konventionelle Migrationspfad* bleibt unverändert auf 8 % der prognostizierten Zählpunkte (2030) in Österreich (vgl. Abbildung 54). Zusammenfassend wird angenommen, dass verteilernetzseitige Ausbaumaßnahmen durch den Zuwachs dezentraler Erzeugung sowie durch einen höheren Strombedarf erforderlich werden. Des Weiteren beeinflusst die Anzahl der Elektrofahrzeuge sowie deren gewünschte Schnellladung die Ausbaumaßnahmen im Verteilernetz (vgl. Abbildung 46). Kundenseitig wird ein Zuwachs an Last-, Demand Side- und Einspeisemanagement Maßnahmen sowie größere Speicher und Smart Home Komponenten angenommen (vgl. Abbildung 56, Abbildung 50 bzw. Abbildung 58).

Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

5 Kosten

In den folgenden Abschnitten werden die Investitions- und Differenzkosten der ECONGRID Szenarien unter Berücksichtigung der definierten Migrationspfade auf die prognostizierten Zählpunkte 2020 bzw. 2030 in Österreich dargestellt.

5.1 Investitionskosten 2014-2030

Die Investitionskosten wurden den Kategorien Verteilernetz, Smarte Technologien, Dezentrale Erzeugungsanlagen Speicher und E-Mobilität zugeordnet. Die Investitionskosten werden unter Berücksichtigung der zu erwartenden Preisentwicklung der Komponenten im Betrachtungszeitraum 2014 bis 2030 angegeben. Die in Abschnitt 4 beschriebenen Technologien werden den genannten Kategorien wie folgt zugeteilt – siehe auch Abbildung 59.

Die Kategorie **Verteilernetz** beinhaltet die folgenden Technologien:

- Umspannwerke (Hochspannung/Mittelspannung)
- Schaltanlagen (im Mittelspannungsnetz)
- Mittelspannung: Leitungsverstärkung und -ausbau
- Niederspannung: Leitungsverstärkung und -ausbau
- Netzschutz (Mittel- und Niederspannung)
- Leittechnik für das Verteilernetz
- Ortsnetzstationszubau & Transformatorverstärkung
- Regelbare Ortsnetztransformatoren
- Transformatorstationen für Elektromobilität

Die Kategorie **Smarte Technologien** beinhaltet die folgenden Technologien:

- Smart Meter
- Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber (Ersatz Rundsteuerung)
- Smart Home Technologien
- Last-, Demand Side- und Einspeisemanagement beim Kunden

Die Kategorie **Dezentrale Erzeugungsanlagen** beinhaltet folgende Technologien:

- Photovoltaik Anlagen inkl. Wechselrichter
- Sonstige dezentrale Erzeugungsanlagen (KWK-Anlagen auf Gebäudeebene)

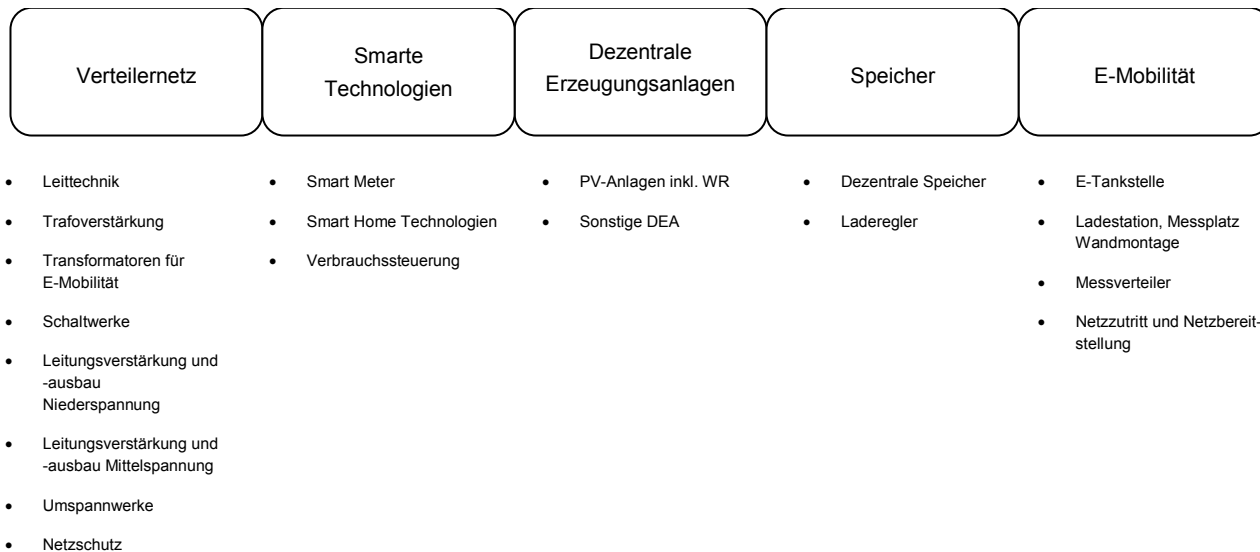
Die Kategorie **Speicher** beinhaltet die folgenden Technologien:

- Speicher, dezentral
- Laderegler

Die Kategorie **E-Mobilität** beinhaltet die folgenden Technologien:

- Schnellladestationen im Niederspannungsnetz für die Elektromobilität
- Ladestation, Messplatz, Wandmontage
- Messverteiler
- Netzzutritt und Netzbereitstellung

Abbildung 59: Kostenkategorien E-CONGRID-Szenarien



Quelle: eigene Darstellung

Im Abschnitt 5.1.1 (Current Policy Szenario) sowie im Abschnitt 5.1.2 (Renewable⁺ Szenario) werden jeweils die Investitionskosten für den *konventionellen Migrationspfad* im Vergleich zum *smarten Migrationspfad* dargestellt. In Abschnitt 5.1.3 (Flexdemand Szenario) werden die Investitionskosten des *konventionellen Migrationspfads* im Vergleich zum *smarten Migrationspfad* bzw. zum *smart plus Migrationspfad* aufgezeigt. Die Kostendarstellungen beziehen sich auf den gesamten Betrachtungszeitraum 2014-2030.

In den einzelnen Szenarien wurde, in Abhängigkeit des Betrachtungszeitraumes (vgl. Abschnitt 6.3.9), von einer hohen Durchdringung von dezentralen Speichern im Niederspannungsnetz ausgegangen. Für die Berechnung der Investitionskosten wurde in den E-CONGRID-Szenarien die Annahme unterstellt, dass ein großflächiger Einsatz von dezentralen Speichern nur dann erfolgt, wenn die Rentabilität der Speicher gegeben ist (d.h. die Anschaffungskosten der Speicher und Laderegler können im Laufe der Einsatzdauer über verminderte Strombezugskosten kompensiert werden). Die angenommenen Investitionskosten für Speicher und Laderegler liegen damit noch unter den derzeitigen Anschaffungskosten.²⁴

²⁴ Die Speicherkosten wurden zur Berechnung der Investitionskosten mit 101,4 €/kWh die Kosten der Laderegler mit 140 €/kWh festgelegt. Die Lebensdauer der Speicher (Laderegler) wurde einheitlich mit 6 (7) Jahren festgelegt. Im Zuge der Sensitivitätsanalyse (vgl. Abschnitt 7.3) wurden die Investitionskosten der Speicher und Laderegler an die aktuelle Preissituation angepasst.

5.1.1 Current Policy Szenario

Verteilernetz

Im Bereich des Verteilernetzes ergeben sich im *konventionellen Migrationspfad* Investitionskosten von ca. € 6,33 Mrd., im *smarten Migrationspfad* belaufen sich die Investitionskosten auf ca. € 4,18 Mrd. (vgl. Abbildung 60).

Der größte Kostenbestandteil im Bereich des Verteilernetzes ist die Verstärkung und der Ausbau der Niederspannungsnetze, gefolgt von der Verstärkung und dem Ausbau der Mittelspannungsnetze. Durch den Einsatz smarter Technologien und die dadurch detaillierteren Informationen über Erzeugung und Verbrauch sowie der besseren Planbarkeit des Netzbetriebs, kann die Netzverstärkung und der -ausbau im *smarten gegenüber dem konventionellen Migrationspfad* reduziert oder zeitlich verschoben werden. Ein weiterer Kostentreiber und mitverantwortlich für die höheren Investitionskosten des *konventionellen Migrationspfads* in der Kategorie Verteilernetz, ist der verstärkte Zu- und Ausbau von Ortsnetzstationen und Transformatoren (in klassischer Technologie) sowie eine höhere Anzahl von Schaltanlagen im Mittelspannungsnetz gegenüber dem *smarten Migrationspfad*.

Da im Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020 keine regelbaren Ortsnetztransformatoren zum Einsatz kommen und im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030 im *konventionellen gegenüber dem smarten Migrationspfad* eine geringere Anzahl von regelbaren Ortsnetztransformatoren eingesetzt wird, ist es notwendig mehr Transformatoren klassischer Bauart zuzubauen und es ergeben sich somit höhere Investitionskosten im *konventionellen Migrationspfad*, da die Anforderungen durch die verstärkte dezentrale Erzeugung aus erneuerbaren Energien gedeckt werden müssen. Im Gegensatz dazu sind, aufgrund der großflächigen Einbindung der Ortsnetzstationen in die Leittechnik, die Investitionskosten für den *smarten Migrationspfad* in dieser Kategorie höher. Aufgrund der identen Einspeisemengen aus erneuerbaren Energien und einer gleichbleibenden Stromverbrauchssteigerung sind ein einheitlicher Zubau von Umspannwerken und die Adaptierung des Netzschutzes in beiden Migrationspfaden erforderlich.

Smarte Technologien

Der Einsatz von smarten Technologien bedingt im *konventionellen Migrationspfad* Investitionskosten in der Höhe von ca. € 3,5 Mrd. Diese Investitionskosten sind im Vergleich zum *smarten Migrationspfad* geringer. Im *smarten Migrationspfad* ergeben sich Kosten von ca. € 3,7 Mrd. (vgl. Abbildung 60). Die höheren Investitionskosten *gegenüber dem konventionellen Migrationspfad* ergeben sich dadurch, dass im Betrachtungszeitraum 2014 – 2020 keine Smart Home Technologien zum Einsatz kommen und diese erst im Betrachtungszeitraum 2021 – 2030 in einer geringeren Ausprägung im *konventionellen gegenüber dem smarten Migrationspfad* eingesetzt werden (vgl. Abbildung 57 und Abbildung 58). Größter Kostentreiber im Bereich der smarten Technologien ist die gesetzlich vorgeschriebene Installation von Smart Metern, dieser Kostenpunkt ist in beiden Migrationspfaden jedoch ident. Neben der vorgeschriebenen Installation von Smart Metern in 95 % aller Zählpunkte im Betrachtungszeitraum 2014 – 2020 wird auch der weitere Zählpunktzuwachs im Betrachtungszeitraum 2021 -2030 berücksichtigt (vgl. Abbildung 51 und Abbildung 52).

Dezentrale Erzeugungsanlagen

In der Kategorie „Dezentrale Erzeugungsanlagen“ werden neben dezentralen Photovoltaik-Anlagen auch dezentrale KWK-Anlagen (auf Gebäudeebene) betrachtet. Aufgrund der identen Einspeisemengen durch Photovoltaik kommt es zwischen dem *konventionellen* und dem *smarten Migrationspfad* des Current Policy Szenarios zu keiner Differenz der Investitionskosten. Der *konventionelle* und *smarte* Migrationspfad unterscheidet sich im Szenario Current Policy geringfügig durch den Einsatz von gasbetriebenen KWK-Anlagen. Daher ergeben sich im *konventionellen Migrationspfad* mit ca. € 6,75 Mrd. geringfügig niedrigere Investitionskosten als im *smarten Migrationspfad*, diese belaufen sich auf ca. € 6,76 Mrd. (vgl. Abbildung 60).

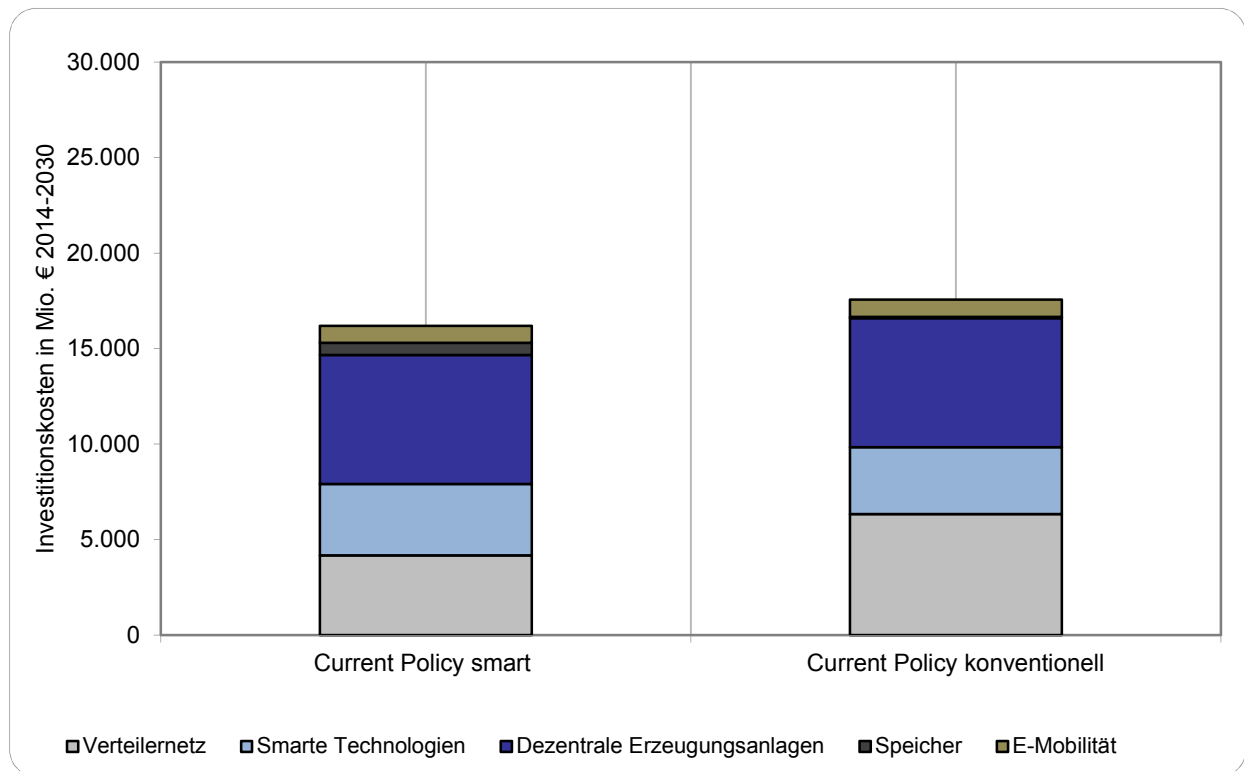
Speicher

Ein weiterer wichtiger Kostenbestandteil sind dezentral angeordnete Speicher inklusive Laderegler. Die Speicherkosten sind jedoch in erster Linie für den *smarten Migrationspfad* und den Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030 relevant. Die Integration dezentraler Speicher in den *konventionellen Migrationspfad* ist auf einen geringen Prozentsatz (vgl. Abbildung 49 und Abbildung 50) beschränkt und hat keinen maßgebenden Einfluss auf die Investitionskosten. Die Investitionskosten im *konventionellen Migrationspfad* belaufen sich auf ca. € 71 Mio., im *smarten Migrationspfad* betragen diese für das Current Policy Szenario ca. € 631 Mio. (vgl. Abbildung 60).

E-Mobilität

Aufgrund der festgelegten Ausbauziele und der Annahmen der Stückzahl an E-Fahrzeugen in Österreich sind in beiden Migrationspfaden gleich viele Transformatoren für Schnellladestationen im Niederspannungsnetz im öffentlichen Bereich erforderlich. Die Investitionskosten für den *konventionellen* und den *smarten Migrationspfad* des Current Policy Szenarios belaufen sich auf ca. € 900 Mio. (vgl. Abbildung 60).

Abbildung 60: Aufteilung der Investitionskosten nach Kategorien (Technologien) – Current Policy Szenario, smarter und konventioneller Migrationspfad



Quelle: eigene Darstellung

5.1.2 Renewable+ Szenario

Verteilernetz

Dem Verteilernetz werden im *konventionellen Migrationspfad* Investitionskosten von ca. € 6,46 Mrd. zugerechnet, im *smarten Migrationspfad* belaufen sich die Investitionskosten auf ca. € 4,39 Mrd. (vgl. Abbildung 61).

Der größte Kostenbestandteil ist auch hier die Verstärkung und der Ausbau der Niederspannungsnetze, gefolgt von der Verstärkung und dem Ausbau der Mittelspannungsnetze. Durch den Einsatz smarterer Technologien und die dadurch detaillierteren Informationen über Erzeugung und Verbrauch sowie der besseren Planbarkeit des Netzbetriebs, kann die Netzverstärkung und der -ausbau im *smarten Migrationspfad* gegenüber dem *konventionellen Migrationspfad* reduziert oder zeitlich verschoben werden. Ein weiterer Grund für die höheren Investitionskosten des *konventionellen Migrationspfads* im Bereich der Verteilernetze, ist der verstärkte Zu- und Ausbau von Ortsnetzstationen und Transformatoren (in klassischer Technologie) sowie eine höhere Anzahl von Schaltanlagen im Mittelspannungsnetz gegenüber dem *smarten Migrationspfad*. Da im Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020 im *konventionellen* gegenüber dem *smarten Migrationspfad* keine regelbaren Ortsnetztransformatoren zum Einsatz kommen und im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030 eine geringere Anzahl von regelbaren Ortsnetztransformatoren eingesetzt wird, werden mehr Transformatoren klassischer Bauart zugebaut und es ergeben sich höhere Investitionskosten in den *konventionellen Migrationspfaden*. Dieser Zubau ist erforderlich, um die größte-

re Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien ins Netz zu integrieren. Im Gegensatz dazu sind, aufgrund der großflächigen Einbindung der Ortsnetzstationen in die Leittechnik, die Investitionskosten für den *smarten Migrationspfad* in dieser Kategorie höher. Aufgrund der identen Einspeisemengen aus erneuerbaren Energien und einer gleichbleibenden Stromverbrauchssteigerung sind ein einheitlicher Zubau von Umspannwerken und die Adaptierung des Netzschutzes in beiden Migrationspfaden erforderlich.

Smarte Technologien

Der verstärkte Einsatz von smarten Technologien bedingt im *konventionellen Migrationspfad* Investitionskosten in der Höhe von ca. € 3,6 Mrd. Im *smarten Migrationspfad* ergeben sich Investitionskosten von ca. € 3,8 Mrd. (vgl. Abbildung 61). Die höheren Investitionskosten gegenüber dem *konventionellen Migrationspfad* ergeben sich dadurch, dass im Betrachtungszeitraum 2014 – 2020 keine Smart Home Technologien zum Einsatz kommen und diese erst im Betrachtungszeitraum 2021 – 2030 in einer geringeren Ausprägung im *konventionellen gegenüber dem smarten Migrationspfad* eingesetzt werden (vgl. Abbildung 57 und Abbildung 58). Größter Kostentreiber in der Kategorie „Smarte Technologien“ ist die gesetzlich vorgeschriebene Installation von Smart Metern, dieser Kostenpunkt ist in beiden Migrationspfaden jedoch ident. Neben der vorgeschriebenen Installation von Smart Metern in 95 % aller Zählpunkte im Betrachtungszeitraum 2014 – 2020 wird auch der weitere Zählpunktzuwachs im Betrachtungszeitraum 2021 -2030 berücksichtigt (vgl. Abbildung 51 und Abbildung 52).

Dezentrale Erzeugungsanlagen

Die Kosten für den Zubau von dezentralen Photovoltaik-Anlagen sowie dezentralen KWK-Anlagen (auf Gebäudeebene) finden in der Kategorie „Dezentrale Erzeugungsanlagen“ Berücksichtigung. Aufgrund der identen Einspeisemengen durch Photovoltaik kommt es zwischen dem *konventionellen* und dem *smarten Migrationspfad* des Renewable⁺ Szenarios zu keiner Differenz der Investitionskosten. Der *konventionelle* und *smarte* Migrationspfad unterscheidet sich im Szenario Renewable⁺ geringfügig durch den Einsatz von gasbetriebenen KWK-Anlagen. Daher ergeben sich in der Kategorie Dezentrale Erzeugungsanlagen im *konventionellen Migrationspfad* mit ca. € 13,67 Mrd. geringere Investitionskosten als im *smarten Migrationspfad*, diese belaufen sich auf ca. € 13,70 Mrd. (vgl. Abbildung 61).

Speicher

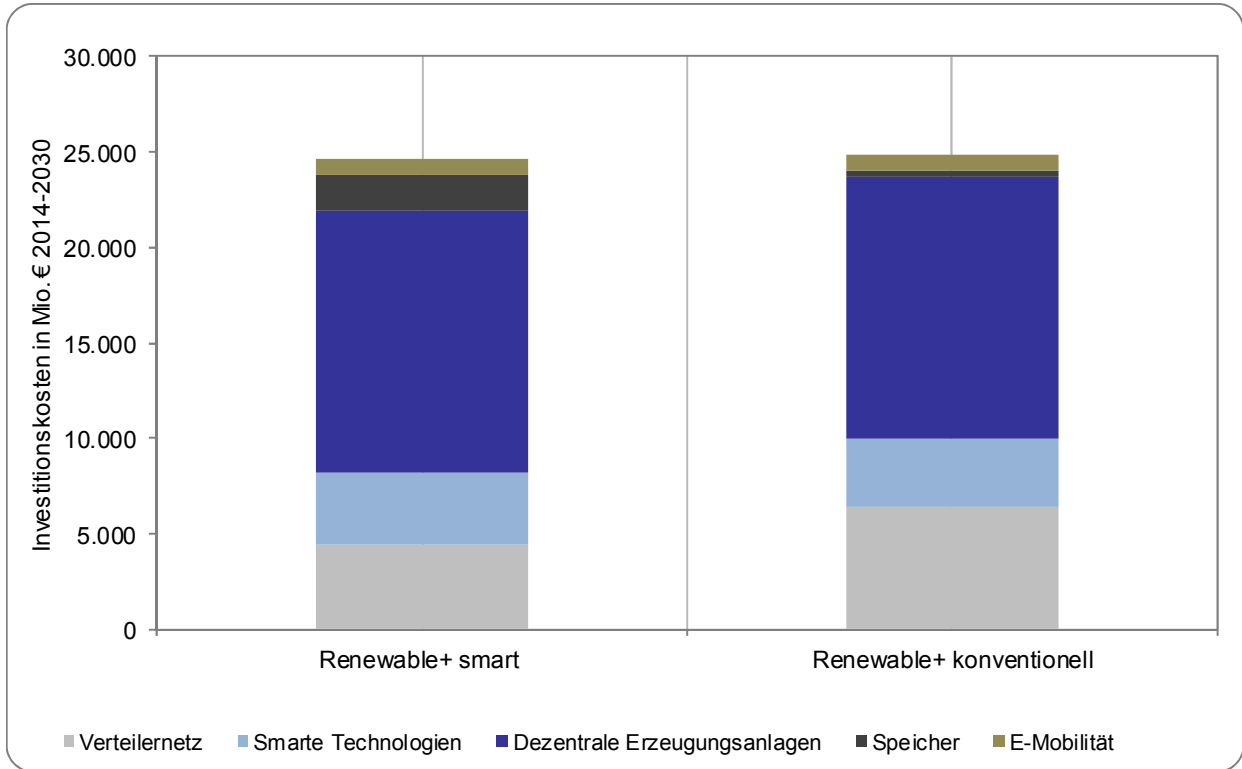
Ein weiterer Investitionsbereich sind dezentral angeordnete Speicher inklusive Laderegler, allerdings treten hier die wesentlichen Kosten beim *smarten Migrationspfad* in der Periode 2021 bis 2030 auf. Die Integration dezentraler Speicher im *konventionellen Migrationspfad* ist auf einen geringen Prozentsatz (siehe Abbildung 49 bzw. Abbildung 50) beschränkt und stellt keinen maßgebenden Treiber für die Investitionskosten dar. Die Investitionskosten im *konventionellen Migrationspfad* belaufen sich auf ca. € 266 Mio. im *smarten Migrationspfad* sind diese mit ca. € 1,9 Mrd. wesentlich höher (vgl. Abbildung 61).

E-Mobilität

Aufgrund der festgelegten Ausbauziele und der Annahmen der Stückzahl an E-Fahrzeugen in Österreich sind in beiden Migrationspfaden gleich viele Transformatoren für Schnellladestationen im Niederspannungsnetz im öffentlichen Bereich erforderlich.

Die Investitionskosten für den *konventionellen* und den *smarten Migrationspfad* des Renewable+ Szenarios belaufen sich auf ca. € 900 Mio. (vgl. Abbildung 61).

Abbildung 61: Aufteilung der Investitionskosten nach Kategorien (Technologien) – Renewable+ Szenario, smarter und konventioneller Migrationspfad



Quelle: eigene Darstellung

5.1.3 Flexdemand Szenario

Verteilernetz

Für den Ausbau des Verteilernetzes werden in diesem Szenario Gesamtkosten von ca. € 6,53 Mrd. bzw. € 4,46 Mrd. (smarter Migrationspfad) veranschlagt. Etwas darunter liegen die Investitionskosten im Migrationspfad smart plus (€ 4,09 Mrd.) (vgl. Abbildung 62).

Der größte Kostentreiber ist die Verstärkung und der Ausbau der Niederspannungsnetze, gefolgt von der Verstärkung und dem Ausbau der Mittelspannungsnetze. Durch den Einsatz smarter Technologien und die dadurch detaillierteren Informationen über Erzeugung und Verbrauch sowie der besseren Planbarkeit des Netzbetriebs, kann die Netzverstärkung und der -ausbau in den *smarten Migrationspfaden* gegenüber dem *konventionellen Migrationspfad* reduziert oder zeitlich verschoben werden.

Die Investitionskosten des *smart plus Migrationspfads* verringern sich gegenüber dem *smarten Migrationspfad*. Begründet ist dies durch ein erhöhtes Lastverschiebepotential, durch größere Speicher und den verstärkten Einsatz von smarten Technologien. Dadurch kann der Leitungsausbau sowohl in der

Niederspannung wie auch in der Mittelspannung um 0,2 % gegenüber dem *smarten Migrationspfad* verringert werden.

Wie bereits in den beiden anderen Szenarien beschrieben ist der verstärkte Zu- und Ausbau von Ortsnetzstationen und Transformatoren (in klassischer Technologie) sowie eine höhere Anzahl von Schaltanlagen im Mittelspannungsnetz (gegenüber dem *smarten bzw. smart plus Migrationspfad*) ein wesentlicher Investitionsblock im konventionellen Pfad. Da im Betrachtungszeitraum 2014 bis 2020 keine regelbaren Ortsnetztransformatoren zum Einsatz kommen und im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2030 im *konventionellen gegenüber dem smarten Migrationspfad* eine geringere Anzahl von regelbaren Ortsnetztransformatoren eingesetzt wird, werden mehr Transformatoren klassischer Bauart zugebaut und es ergeben sich höhere Investitionskosten im *konventionellen Migrationspfad*; erst dadurch können die Anforderungen der erhöhten dezentralen Erzeugung aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Im Gegensatz dazu sind die Investitionskosten für den *smarten Migrationspfad* in dieser Kategorie höher. Aufgrund der identen Einspeisemengen aus erneuerbaren Energien und einer gleichbleibenden Stromverbrauchssteigerung sind ein einheitlicher Zubau von Umspannwerken und die Adaptierung des Netzschutzes in beiden Migrationspfaden erforderlich.

Smarte Technologien

Den smarten Technologien werden im *konventionellen Migrationspfad* Investitionskosten in der Höhe von ca. € 3,6 Mrd zugerechnet. Im *smarten Migrationspfad* ergeben sich Investitionskosten von ca. € 3,9 Mrd. im *smart plus Migrationspfad* belaufen sich diese auf € 4,2 Mrd. (vgl. Abbildung 62). Die höheren Investitionskosten gegenüber dem *konventionellen Migrationspfad* ergeben sich dadurch, dass im Betrachtungszeitraum 2014 – 2020 keine Smart Home Technologien zum Einsatz kommen und diese erst im Betrachtungszeitraum 2021 – 2030 in einer geringeren Ausprägung im *konventionellen gegenüber dem smarten Migrationspfad* eingesetzt werden (vgl. Abbildung 57 und Abbildung 58).

Die höheren Investitionskosten des *smart plus Migrationspfads* gegenüber dem *smarten Migrationspfad* ergeben sich durch die im *Migrationspfad smart plus* angenommenen Zielsetzungen. Größter Kostentreiber smarten Technologien ist die gesetzlich vorgeschriebene Installation von Smart Metern, dieser Kostenpunkt ist in allen Migrationspfaden jedoch ident. Neben der vorgeschriebenen Installation von Smart Metern (95 % aller Zählpunkte im Betrachtungszeitraum 2014 – 2020) wird auch der weitere Zählpunktzuwachs im Betrachtungszeitraum 2021 -2030 berücksichtigt siehe (vgl. Abbildung 51 und Abbildung 52).

Dezentrale Erzeugungsanlagen

Aufgrund der identen Einspeisemengen durch Photovoltaik kommt es zwischen dem *konventionellen* und den *smarten Migrationspfaden (smart und smart plus)* des *Flexdemand* Szenarios zu keiner Differenz bei den Investitionskosten. Der *konventionelle* und die *smarten* Migrationspfade unterscheiden sich im Szenario *Flexdemand* geringfügig durch den Einsatz von gasbetriebenen KWK-Anlagen. Daher ergeben sich im *konventionellen Migrationspfad* mit ca. € 13,67 Mrd. geringere Investitionskosten als im *smarten Migrationspfad* (ca. € 13,70 Mrd.). Im *smart plus Migrationspfad* ergeben sich Investitionskosten

in der Höhe von ca. € 13,77 Mrd. (vgl. Abbildung 62). Die erhöhten Investitionskosten des *smart plus Migrationspfads* gegenüber dem *smartem Migrationspfad* werden durch eine verstärkte Einbindung von KWK-Anlagen auf Haushaltsebene hervorgerufen

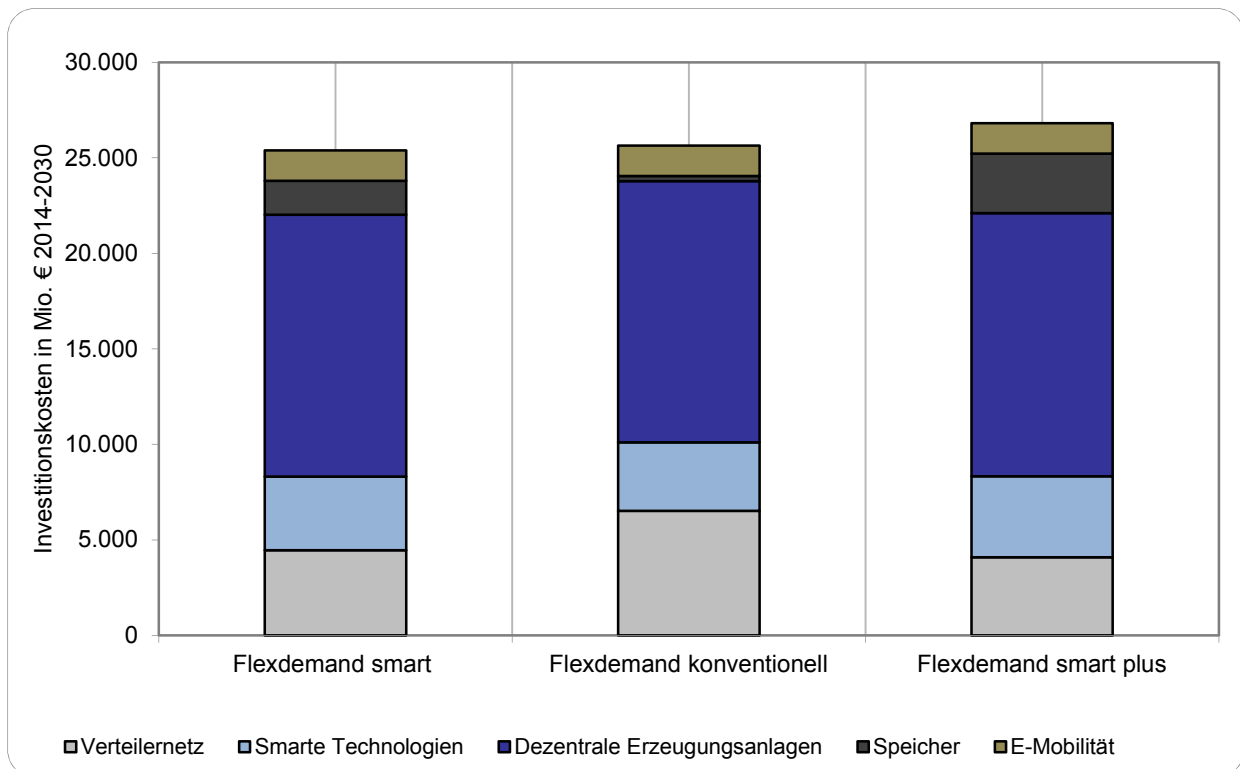
Speicher

Die Integration dezentraler Speicher im *konventionellen Migrationspfad* ist auf einen geringen Prozentsatz (siehe Abbildung 49 bzw. Abbildung 50) beschränkt und stellt keinen wesentlichen Kostentreiber dar. Die Investitionskosten im *konventionellen Migrationspfad* belaufen sich auf ca. € 266 Mio., im *smartem Migrationspfad* betragen diese für das *Flexdemand Szenario* ca. € 1,77 Mrd. Aufgrund der wesentlich stärkeren Durchdringung mit Speichern steigen die Investitionskosten im *Migrationspfad smart plus* beträchtlich an (ca. € 3,13 Mrd.) (vgl. Abbildung 62). Die höheren Speicherkosten ergeben sich durch größere Vorort installierte Speicher, gefordert durch die Zielvorgaben des Szenarios *Flexdemand Migrationspfad smart plus*.

E-Mobilität

Aufgrund der festgelegten Ausbauziele und der Annahmen der Stückzahl an E-Fahrzeugen in Österreich sind in den *Migrationspfaden konventionell, smart und smart plus* gleich viele Transformatoren für Schnellladestationen im Niederspannungsnetz im öffentlichen Bereich erforderlich. Die Investitionskosten für den *konventionellen* und die *smartem Migrationspfaden* des *Flexdemand Szenarios* belaufen sich auf ca. € 1,59 Mrd. (vgl. Abbildung 62).

Abbildung 62: Aufteilung der Investitionskosten nach Kategorien (Technologien) – Flexdemand Szenario, smarter und konventioneller Migrationspfad



Quelle: eigene Darstellung

5.2 Differenzkosten

Auf Basis der detaillierten Abschätzung der Investitionskosten der ECONGRID-Szenarien in Abschnitt 5.1 werden in einem weiteren Schritt die „Differenzkosten“, d.h. die Kostendifferenzen zwischen den Migrationspfaden smart (smart plus) und konventionell gebildet. Die Vorgangsweise erfolgt entsprechend der Zuweisung der Nutzeneffekte (vgl. Abschnitt 6.3.2). Ziel ist es darzustellen, ob in den einzelnen Szenarien der smarte Migrationspfad im Vergleich zu einem konventionellen Ausbau zu bevorzugen ist, d.h. es werden die Differenzkosten zur konventionellen Investitionsstrategie errechnet:

$$\text{Differenzkosten} = \text{Kosten Verteilernetz}_{\text{smart}} - \text{Kosten Verteilernetz}_{\text{konventionell}}$$

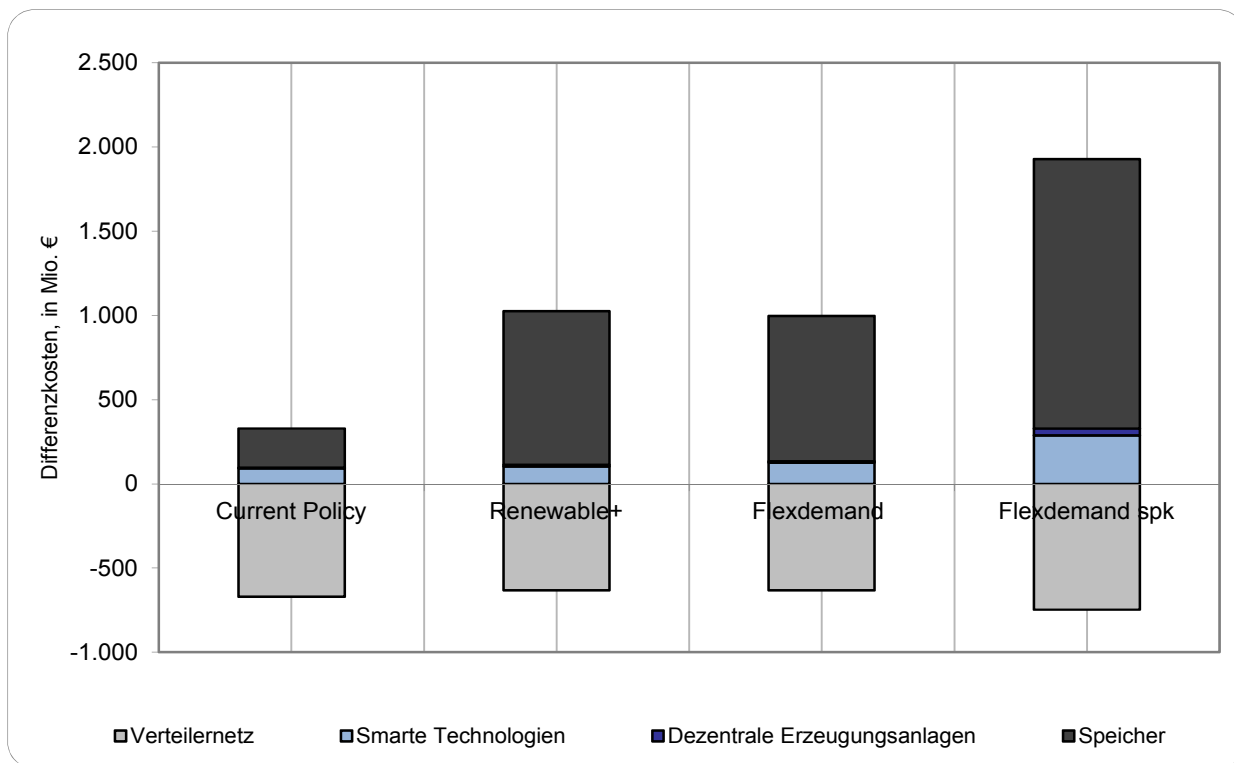
Bei der Berechnung der Differenzkosten werden auch Restwerte berücksichtigt, welche sich insbesondere durch den Einsatz langlebiger Anlagegüter (z.B. Leitungen) und den eingeschränkten Betrachtungshorizont (2014 bis 2030) ergeben. Die Differenzkosten wurden mit einem Diskontsatz von 4,1 % abgezinst.²⁵ Abbildung 63 zeigt die Differenzkosten der ECONGRID-Szenarien. In den smarten Migrationspfaden müssen im Verteilernetz im Zeitraum 2014-2030 deutlich geringere Investitionen vorgenommen werden, die Differenzkosten sind in allen drei Szenarien negativ. Die höchsten Einsparungen treten im Szenario *Flexdemand*_{spk}²⁶ auf: verglichen mit dem konventionellen Pfad sind die Investitionen im Verteilernetz, bedingt durch die hohe Durchdringung mit dezentralen Speichern, um knapp € 750 Mio. geringer. Insgesamt sind die Differenzkosten im Current Policy Szenario negativ, d.h. der smarte Ausbau ist, unabhängig von der Berücksichtigung weiterer Nutzeneffekte (vgl. Abschnitt 6) jedenfalls zu bevorzugen.

In den Szenarien *Renewable*⁺ und *Flexdemand* sind die Differenzkosten positiv, d.h. die Wahl des smarten Migrationspfades verursacht im Zeitraum 2014-2030 höhere Kosten. Dieser Umstand ist auf zwei Faktoren zurückzuführen. Erstens wird in den smarten Migrationspfaden von einer hohen Durchdringung mit dezentralen Speichern ausgegangen (insbesondere im Szenario *Flexdemand* smart plus). Zweitens werden Restwerte, welche sich aus dem eingeschränkten Zeithorizont (17 Jahre) ergeben, berücksichtigt. In den smarten Migrationspfaden werden vermehrt kurzlebige Komponenten (mit teils hohen Kosten) wie beispielsweise Speicher, IKT eingesetzt, während in den konventionellen Migrationspfaden verstärkt langlebige Anlagegüter Anwendung finden (z.B. Leitungen). In den konventionellen Migrationspfaden werden damit „Werte“ geschaffen, welche auch noch lange nach dem Jahr 2030 genutzt werden können. Diesem Umstand wird durch Berücksichtigung der Restwerte Rechnung getragen.

²⁵ Im Projekt ECONGRID wurde eine soziale Diskontrate von 4,1 % gewählt, vgl. dazu auch Abschnitt 6.3.2.

²⁶ Im Szenario *Flexdemand* werden die Migrationspfade smart und smart plus mit der konventionellen Investitionsstrategie verglichen. Bei einem Vergleich der Variante smart plus und konventionell wird in der Darstellung der Ergebnisse einheitlich der Index „spk“ zugefügt.

Abbildung 63: Differenzkosten von Smart Grids im Vergleich zur konventionellen Investitionsstrategie, ECONGRID-Szenarien, 2014-2030



Quelle: eigene Darstellung

In den ECONGRID-Szenarien wurden die Differenzkosten nach Betroffenen entsprechend Tabelle 7 zugeordnet.

Tabelle 7: Zuweisung der Kosten an die Betroffenen – ECONGRID-Szenarien

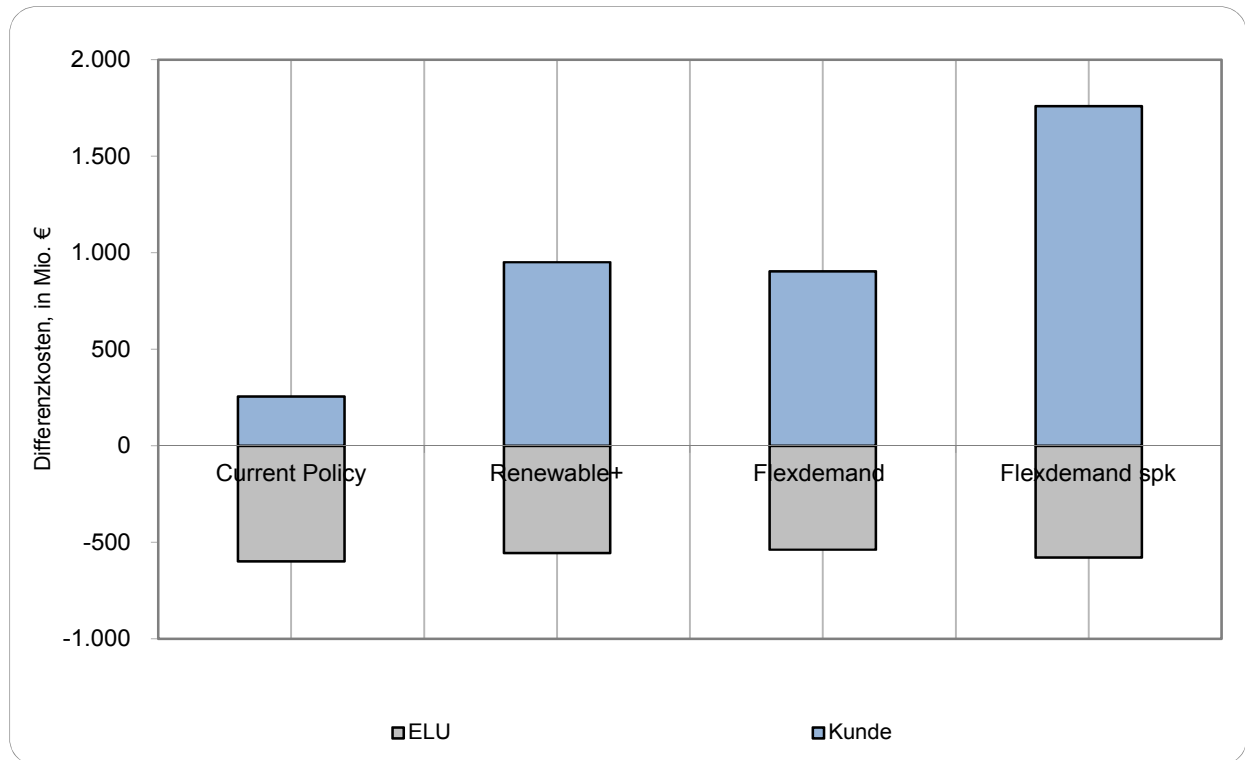
Kosten	Betroffene
Verteilernetz	ELU
Smarte Technologien	ELU, Kunde
Dezentrale Erzeugungsanlagen	Kunde
Speicher	Kunde

Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 64 unterscheidet die Differenzkosten nach den betroffenen Gruppen. Die Elektrizitätsunternehmen profitieren in allen ECONGRID-Szenarien von der Umsetzung des smarten Migrationspfades. Hauptursache dafür sind die verringerten Investitionen im Verteilernetz.²⁷ Die größten Einsparungen treten im Szenario Flexdemand_{spk} auf; der hohe Einsatz an dezentralen Speichern verzögert die Investitionen im Netzausbau. Im Gegensatz dazu tragen die Kunden die wesentlichen Investitionskosten; insbesondere die Anschaffung der dezentralen Speicher führt zu vergleichsweise großen Unterschieden zwischen den Migrationspfaden smart (smart plus) und konventionell.

²⁷ Trotz Berücksichtigung der teils erheblichen Restwerte in den konventionellen Migrationspfaden.

Abbildung 64: Differenzkosten von Smart Grids im Vergleich zur konventionellen Investitionsstrategie, ECONGRID-Szenarien, 2014-2030, nach betroffenen Gruppen



Quelle: eigene Darstellung

6 Nutzeneffekte

Die Modernisierung des Stromnetzes hin zu einem Smart Grid ist mit einem beträchtlichen Investitionsbedarf verbunden. Die Europäische Plattform Smart Grids schätzt, dass die EU-Mitgliedsstaaten über die nächsten drei Jahrzehnte über 750 Milliarden Euro in den Elektrizitätssektor investieren müssen (ca. die Hälfte davon – 390 Milliarden Euro – in die Netze) (vgl. European Commission, 2007:8). Entsprechend der Primes Modellrechnungen müssten in das Energiesystem bis 2020 rund 1 Billion Euro investiert werden, um die Energie- und Klimaziele zu erreichen. 200 Mrd. Euro fließen dabei alleine in das Energietransportnetz (vgl. Europäische Kommission, 2010:9).²⁸ Der mit der Einführung von Smart-Grids-Lösungen verbundene Investitionsbedarf stellt eine Herausforderung bzw. Belastung für die Kunden dar, aber auch für Elektrizitätsunternehmen bzw. Investoren. Smarte Netze sollen den Netzbetreibern, Marktteilnehmern und Kunden auch neue Möglichkeiten (Nutzeneffekte) bieten. Ziel des vorliegenden Abschnitts ist es, die im Rahmen einer umfangreichen Literaturrecherche erhobenen Nutzeneffekte darzustellen und in einem weiteren Schritt zu kategorisieren. Im Anschluss werden die Nutzeneffekte für die einzelnen ECONGRID-Szenarien abgeleitet und monetär bewertet.

6.1 Nutzeneffekte von Smart Grids

Die Weiterentwicklung der Stromnetze hin zu intelligenten Netzen erfordert eine Reihe von technischen Investitionen und Veränderungen welche zu neuen Funktionalitäten im Netz führen. In der Literatur werden Smart Grids zahlreiche Vorteile zugewiesen, diese reichen beispielsweise von netztechnischen und netzbetrieblichen Aspekten über Einsparung an Stromkosten bis hin zur Schaffung neuer Arbeitsplätze (ungereichte nicht abschließende Aufzählung).²⁹

- Einsparung an Stromkosten:

Die Verschiebung der Spitzenlast über Demand Response Programme kann zu einer Senkung der Stromkosten führen. Ein bewussterer Energieverbrauch der Konsumenten (z.B. Austausch ineffizienter Geräte) kann auch dazu führen, dass der Energieverbrauch und damit die Stromkosten sinken. Voraussetzung dafür ist vor allem die Installation der Smart Meter, die Sicherstellung der Weitergabe eines mengenmäßigen sowie monetären Feedbacks an den Kunden und die Einführung variabler Tarife.

²⁸ In der Folgenabschätzung (vgl. Europäische Kommission, 2011c:9) wurde die Größenordnung der Investitionsvolumen der Stromnetze mit € 140 Mrd. bis 2020 festgelegt, inklusive Smart Grids (im Zeitraum 2000 bis 2010 wurden in Europa in mehr als 300 Smart Grid Projekten über € 5,5 Mrd. investiert). 70 Mrd. Euro entfallen auf die Gasnetze und 2,5 Mrd. Euro auf die CO₂-Transportinfrastruktur.

²⁹ Zahlreiche Studien befassen sich mit der Analyse und Darstellung von Nutzen von Smart Grids. Bei der Darstellung der Nutzen von Smart Grids wurde auf folgende Studien zurückgegriffen: Baer et al. (2004); Cisco Internet Business Solutions Group (2008), Electricity Advisory Committee (2008); EPRI (2010); Faruqi et al. (2009) Illinois Smart Grid Initiative (2009); Mukherjee (2008); National Energy Technology Laboratory (2010); PricewaterhouseCoopers Österreich (2010); Lugmaier et al. (2010).

- Sinkende Investitionskosten durch verbesserte Nutzung der Anlagen:
Kann die Spitzenlast verringert werden, müssen weniger Reservekapazitäten (Netz und Erzeugung) zur Verfügung stehen.
- Etablierung neuer Elektrizitätsmärkte:
Smart Grids bieten Kunden und Netzbenutzern die Möglichkeit eine neue Rolle im Markt einzunehmen. Aus Konsumenten werden Produzenten, sogenannte „Prosumer“: Haushalte beispielsweise treten nicht mehr lediglich als Endkunden auf, sondern werden durch die Stromerzeugung und Stromeinspeisung des eigens erzeugten und überschüssigen Stroms (z.B. aus erneuerbaren Energien) zu Produzenten.
- Erhöhung der Spannungsqualität bzw. Versorgungszuverlässigkeit:
Smart Grids können die Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen reduzieren und die Spannungsqualität verbessern. Automatische Diagnoseprogramme und teilweise selbstregulierende Mechanismen können Gefährdungspotentiale entdecken, vermeiden und die Lebensdauer der elektrischen Infrastruktur wesentlich erhöhen.
- Einsparungen bei den Betriebs- und Wartungskosten der Netze:
Die Netzinfrastruktur kann mit Hilfe von Smart Grids optimal genutzt und einem detaillierten Monitoring zugeführt werden - die Effizienz des Systems steigt.
- Sinkende Netzverluste:
Smart Grids können Netzverluste im Verteilernetz verringern und damit den Bedarf an (neuer) Stromerzeugung reduzieren.
- Kapitaleinsparungen bei den Netzen:
Eine gesteigerte Effizienz der Netze führt dazu, dass Kapitalinvestitionen in einem geringeren Ausmaß bzw. zu einem späteren Zeitpunkt durchgeführt werden können.
- Erhöhte Marktchancen für dezentrale Erzeugungsanlagen:
Smart Grids ermöglichen die bessere Integration einer großen Anzahl dezentraler Stromerzeugungsanlagen in das Elektrizitätsnetz.
- Sicherung und Schaffung von Arbeitsplätzen:
Investitionen in die Netze schaffen neue Arbeitsplätze, insbesondere durch technische Innovationen. Strukturelle Veränderungen führen zu neuen Perspektiven und Einsatzmöglichkeiten von Fachpersonal.
- Beitrag zur Erreichung der Klimaziele – Erleichterung der Integration erneuerbarer Energien:
Eine massive Integration erneuerbarer Energien setzt umfangreiche Netzinvestitionen voraus. Mit Hilfe von Smart Grids soll die Integration großer Mengen an volatiler dezentraler Stromerzeugung ermöglicht werden.
- Reduktion des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen:
Gesteigerte Effizienz und Demand-Side Management Programme in Kombination mit Smart Meter können dabei helfen, den Energieverbrauch zu senken. Die verstärkte Integration erneuerbarer Energien reduziert CO₂-Emissionen.
- Reduktion der SO_x-, NO_x- und Feinstaubemissionen:
Zusätzlich zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen können durch einen geringeren Stromverbrauch,

geringeren Netzverlusten sowie einem geänderten Erzeugermix weitere Emissionen reduziert werden.

- Stärkung der Einführung einer flächendeckenden Elektromobilität:
Smart Grids können wesentliche Voraussetzungen dafür schaffen, die Einführung der flächendeckenden Elektromobilität voranzutreiben und die infrastrukturellen Voraussetzungen zu schaffen.
- Steigerung der Versorgungssicherung sowie Reduktion der Abhängigkeit von Energieimporten:
Die verstärkte Integration erneuerbarer Energien in Smart Grids und die Substitution des Energieträgers Öl im Verkehrssektor bei einer schrittweisen Einführung der Elektromobilität können dazu beitragen, die Versorgungssicherung (langfristige Versorgungssicherheit) zu erhöhen und die Abhängigkeit von Energieimporten zu reduzieren.
- Steigerung der Effizienz im Sektor Elektrizität:
Steigerungen in der Effizienz führen zu einer Reduktion der Kosten in der Erzeugung, Verteilung und Nutzung der Elektrizität. Effizienzsteigerungen kommen beispielsweise dadurch zu Stande, dass der Erzeugungsmix und Verbrauchermix optimiert werden kann.

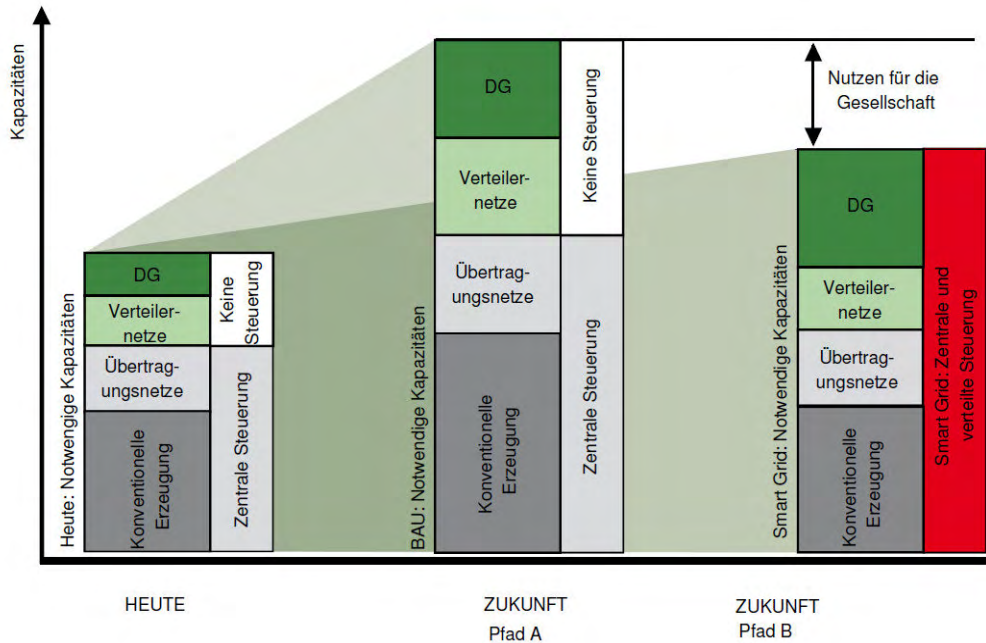
6.1.1 Bewertung einzelner Nutzeneffekte/Komponenten von Smart Grids

Mittlerweile gibt es zahlreiche Literaturquellen zur Bewertung der Nutzeneffekte *einzelner* Komponenten (Smart Meter) oder Nutzen (CO₂-Einsparung) bzw. Instrumenten (Demand Response) in Verbindung mit Smart Grids. In diesem Abschnitt soll auszugsweise auf einzelne Studien eingegangen werden. Aus Gründen der Lesbarkeit und Effizienz kann nur ein geringer Teil der vorhandenen, relevanten Literatur zitiert und lediglich auf einzelne Nutzeneffekte eingegangen werden, die Auflistung ist somit nicht vollständig.

Sinkende Kapitalinvestitionen durch eine verbesserte Nutzung der Anlagen

Eine Reduktion bzw. Verschiebung der Spitzenlast und daraus resultierend eine gleichmäßigere Stromerzeugung (flachere Lastkurve) führen dazu, dass insgesamt Erzeugungskapazitäten eingespart und künftige Investitionen in Erzeugungskapazitäten hinausgeschoben werden können (vgl. EPRI, 2010:4-16). Faruqi et al. (2009:2) erläutern in ihrer Studie, dass in den meisten Regionen der EU 5-8 % der installierten Kapazität nur zu 1 % der Zeit genutzt werden. Die Reduktion der Spitzenlast kann dazu beitragen, auf alte bzw. weniger schädliche Kraftwerke zu verzichten sowie insgesamt den Ausbau der Erzeugungskapazitäten zu verringern. Abbildung 65 zeigt die Abschätzung möglicher Kapazitätsentwicklung mit (Pfad B) und ohne Smart Grids (Pfad A) (vgl. Lugmaier et al., 2010:16).

Abbildung 65: Abschätzung möglicher Kapazitätsentwicklung mit und ohne Smart Grids



Quelle: Lugmaier et al. (2010:16)

Energie- bzw. CO₂-Einsparungen durch Smart Grids

In einer Studie aus dem Jahr 2008 beschäftigt sich EPRI mit den auf Smart Grids zurückzuführenden Energieeinsparungen und CO₂-Reduktionen. EPRI (2008) schlussfolgert, dass durch Smart Grids im Jahr 2030 zwischen 56 und 203 Milliarden kWh eingespart werden können. Die Einsparungen werden dabei auf verschiedene Wirkungsmechanismen zurückgeführt, wie beispielsweise die Verbesserung von Dienstleistungen für Kunden (z.B. dynamische Preissetzung), verbesserte Effizienz im Betrieb der Netze (z.B. Verringerung von Leitungsverluste), Veränderung des Konsumentenverhaltens (über Feedback) etc. Unabhängig von den Energieeinsparungen können Smart Grids einen Beitrag dazu leisten CO₂-Emissionen einzusparen: sowohl die verstärkte Integration erneuerbarer Energien als auch die Integration von Plug-in Hybridfahrzeuge (PHEVs) reduzieren Treibhausgase (vgl. EPRI, 2008:1-3 ff).

In einer Studie von Pacific Northwest National Laboratory (2010) wurden die Auswirkungen von Smart Grids auf den Energieverbrauch und damit verbundene CO₂-Einsparungen geschätzt. Direkt können im U.S. Elektrizitätssektor 12 % an Energie und CO₂ eingespart werden, indirekt liegt das Einsparpotential bei 6 %.³⁰ Um die Energieeinsparungen erreichen zu können sind jedoch zahlreiche Maßnahmen³¹ um-

³⁰ Dabei wird eine Umsetzung von Smart Grid Technologien von 100 % angenommen.

³¹ Zu den Mechanismen zählen: 1) Einspareffekte durch Konsumenteninformation und Feedback Systeme 2) Gemeinsames Marketing von Energieeffizienz und Lastmanagement (Demand Response) Programme 3) Einsatz von Diagnoseprogrammen in Wohngebäuden sowie kleinerer und mittlerer Bürogebäude 4) Messung und Überprüfung von Energieeffizienzprogrammen (Measurement & Verification) 5) Lastverschiebung hin zu einer effizienteren Produktion 6) Unterstützung zusätzlicher Elektrofahrzeuge sowie plug-in-hybrid-Elektrofahrzeuge 7) Einsparungen durch Spannungsreduktion und erweiterte Spannungskontrolle (advanced voltage control) 8) + 9) Unterstützung der Erhöhung der Produktion aus den Erneuerbaren Wind und Solar.

zusetzen, welche sich hinsichtlich ihrer Energie- und CO₂-Einsparung maßgeblich unterscheiden (vgl. Pacific Northwest National Laboratory, 2010: vff).

Smart Meter³²

Smart Meter können unabhängig von der Vision eines Smart Grids installiert werden und sollen in erster Linie Kunden (zeitnah) über ihren Energieverbrauch informieren und zu Energieeinsparungen bzw. Lastverschiebungen anregen.³³ Der ledigliche Austausch des Zählers ist allerdings nicht ausreichend um Energieeinsparpotentiale zu realisieren. Dafür ist es nötig den Kunden ein Feedback (direkt am Zähler oder Display oder indirekt über verarbeitete und zur Verfügung gestellte Kundendaten) (vgl. Darby, 2006:3) über ihren Stromverbrauch zu geben und – nach Möglichkeit zusätzlich – über variable Tarife den Stromverbrauch und die Nutzung der Geräte zu steuern. Über das Monitoring des Energieverbrauchs kann die Basis bzw. das Bewusstsein für die Energiekonsumation und die Setzung von Zielen für die Erhöhung der Effizienz erreicht werden.

Die Einführung intelligenter Messsysteme (z.B. Smart Meter) wird von der EU im Rahmen der Richtlinie 2009/72/EG forciert. Konkret wird darauf abgezielt die Kunden derart über ihren Stromverbrauch und die Stromkosten zu informieren, dass diese die Möglichkeit haben, auf ihren Stromverbrauch gezielt Einfluss zu nehmen. Um sowohl die Art der intelligenten Messsysteme als auch den optimalen zeitlichen Rahmen der Einführung herauszufinden, konnten die Mitgliedstaaten bis 3. September 2012 eine wirtschaftliche Bewertung der intelligenten Messsysteme durchführen. Bei einer positiven Bewertung müssen bis 2020 mind. 80 % der Verbraucher mit solchen Messsystemen ausgestattet sein (vgl. Europäische Union, 2009:L 211/91). In Österreich müssen – entsprechend der Intelligenten Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO (vgl. Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO (2012)) bis Ende 2019 – im Rahmen der technischen Machbarkeit – mindestens 95 % der ans Netz angeschlossenen Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten ausgestattet sein.

In Österreich beauftragte die Regulierungsbehörde E-Control das Unternehmen PricewaterhouseCoopers (PwC) Austria mit der Durchführung einer Studie hinsichtlich der Kosten/Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metern im Strom- und Gasbereich (vgl. PricewaterhouseCoopers Österreich, 2010). Die durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse zeigt für alle untersuchten Szenarien³⁴ einen positiven Gesamtnutzen, d.h. die Einführung der Smart Meter ist volkswirtschaftlich betrachtet immer positiv. Während der Endkunde immer einen positiven Nettonutzen aufweisen kann, übersteigen für den Netzbetreiber die Gesamtkosten den Gesamtnutzen. Der Kunde profitiert bei einer Umstellung auf Smart Meter insbesondere durch einen niedrigeren Energieverbrauch (im Schnitt -3,5 % im Strombereich) bzw. durch geringere Kosten, verursacht durch effiziente Netzbetreiber (vgl. PricewaterhouseCoopers Österreich, 2010:8ff). Eine wiederum 2010 veröffentlichte Studie, durchgeführt von Capgemini Consulting Österreich AG für den Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ), untersuchte ebenfalls den Zu-

³² Auf Grund der Vielzahl an Studien erfolgt für Smart Meter eine Konzentration auf Studien Europa betreffend.

³³ Neben einer Steuerung/Reduktion des Energieverbrauchs werden Smart Meter noch eine Reihe von weiteren Nutzeneffekten zugewiesen wie z.B. langfristige Reduktion von Anfragen zur Abrechnung/Ablesung und effizienterer Zählerablesung und Lieferantenwechsel (vgl. Capgemini Consulting Österreich AG, 2010:41ff; PricewaterhouseCoopers Österreich, 2010:26ff).

³⁴ Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich Einführungsgrad und Einführungszeitraum.

sammenhang der Kosten und Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung (vgl. Capgemini Consulting Österreich AG, 2010). Der Betrachtungszeitraum der einzelnen Szenarien³⁵ reicht bis 2028 (Beginn 2010 mit Vorarbeiten, IT-Systemintegration). Auch diese Studie errechnet für die Gruppe der Kunden den größten Nutzen aus, allerdings resultieren durch erhebliche Kosten des flächendeckenden Rollouts von Smart Meter nach Abzug der Nutzen gesamtwirtschaftliche Mehrkosten von ca. € 2,4 Milliarden.³⁶

Eine Studie von A.T. Kearney (2008) sieht neben hohen Kostenbelastungen durch die Installation von Smart Metern insgesamt eine Kostenreduktion von € 3,50 pro Zähler und Jahr in Deutschland. Gemäß A.T. Kearney werden die Einführungskosten³⁷ wesentlich durch die Geschwindigkeit der Marktdurchdringung beeinflusst (vgl. A.T. Kearney, 2008, online). Eine weitere Studie für Deutschland aus dem Jahr 2009 betrachtet bei der Kosten-Nutzen-Analyse unterschiedliche Systemvarianten. Der errechnete Nettonutzen liegt zwischen 7 und 15 Euro pro Jahr und Zählpunkt³⁸ (vgl. Ecofys et al., 2009:70). Bothe, D. et al. (2011) untersuchten das ökonomische Potential intelligenter Zähler in deutschen Haushalten. Das Ergebnis zeigte, dass sich eine flächendeckende Einführung intelligenter Zähler in Deutschland nicht lohnen würde. Wird hingegen den Haushalten eine Wahlfreiheit ermöglicht, kann der Nutzen maximiert werden. Da sich Haushalte in ihrer Verbrauchsstruktur und dem -verhalten unterscheiden, liefert eine Durchschnittsbetrachtung im Hinblick auf die Energieeinsparungen (bezogen auf den repräsentativen Haushalt) immer nur ein unzureichendes Bild. Die Autoren schließen daraus, dass nur Haushalte mit einem hohen Stromverbrauch von Smart Metern profitieren, da hier die Einsparmöglichkeiten größer sind und Kosten stärker reduziert werden können. Überlässt man dem Haushalt die Entscheidung bei der Wahl des Messgerätes können die größten Vorteile realisiert werden (vgl. Bothe et al., 2011:12 ff).

Eine Studie aus dem Jahr 2010 berechnete auf Basis neuer Daten und Szenarien die Kosten-Nutzen Effekte der Einführung von Smart Meters in den Niederlanden.³⁹ In der Referenzsituation⁴⁰ wird ein positiver Kapitalwert von ca. 770 Millionen Euro errechnet (vgl. KEMA Nederland B.V., 2010:41 ff).

Pöyry (2008) schlussfolgert, dass die wirtschaftlich attraktivste Smart Meter Variante in der Schweiz die Ausrüstung eines jeden Tarifkunden darstellt. Am stärksten von der Einführung von Smart Metern profitieren die Endkunden, welche durch ein geändertes Verbrauchsverhalten zwischen 3 % und 7 % des Energieverbrauchs einsparen können (Pöyry, 2008:6). Eine weitere Studie für die Schweiz beziffert das

³⁵ Neben einem Referenzszenario (BAU) werden zwei weitere Szenarien (unterschiedlicher Einführungsgrad) untersucht.

³⁶ Im Vergleich zur PwC Studie wurden in dieser Studie beispielsweise die Verbrauchssenkungen mit -1,8 % im Strombereich als wesentlich geringer angenommen.

³⁷ A.T. Kearny beziffert die Kosten der Einführung der Stromzähler in Deutschland mit € 4-7 Mrd.

³⁸ Die Bandbreiten für Kosten und Nutzen liegen zwischen +/- 25 % bis +/- 45 %. Um die Vor- und Nachteile der Systeme darzustellen, wurde daher auch auf das Instrument der SWOT-Analyse zurückgegriffen.

³⁹ Bereits im Jahr 2005 erstellte KEMA eine Studie zur Kosten-Nutzen-Analyse von Smart Metern. Im Jahr 2010 wurde dieses Studie aktualisiert und bspw. auch die Möglichkeit betrachtet, dass der Konsument den Smart Meter ablehnt womit dieser lediglich die Funktion eines „Standardmessgerätes“ durch die Registrierung „administrative off“ bietet. In der Standardsituation erfolgt die Zählermessung nun alle zwei Monate, auf Kundenwunsch erfolgt eine detaillierte Messung des Stromverbrauchs.

⁴⁰ Referenzsituation: Großflächiger Einsatz von Smart Metern, welche nach dem Schema Standard ausgelesen werden. 2 % der Konsumenten lehnen den Smart Meter ab.

Energieeinsparpotential durch Feedbacks (über Smart Meter) und variable Tarife für Schweizer Haushalte auf ca. 5 %. Installationskosten von ca. 1,5 Mrd. Franken für Smart Meter und Feedback Geräte stehen finanzielle Einsparungen von ca. 1,2 Mrd. Franken (Nutzung des Feedbackpotentials) gegenüber. Zusätzliche Nutzen können beispielsweise für den Verteilernetzbetreibern entstehen (Bundesamt für Energie BFE, 2009:69ff). Eine aktuelle Studie aus dem Jahr 2012 schätzt die Folgen einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids ab. Bei einem flächendeckenden Rollout von 2015-2035 wird ein positives Kosten/Nutzen-Verhältnis erwartet, wobei der Hauptnutzen bei den Endkonsumenten auftritt und bei den Netzbetreibern zusätzliche Kosten anfallen. (vgl. Bundesamt für Energie BFE, 2012:20ff)

Europa

Eine Smart Regions Studie befasst sich mit den rechtlichen Rahmenbedingungen sowie dem Implementierungsgrad von Smart Metern in Europa. Zusätzlich werden Informationen zu Smart Meter Dienstleistungen (z.B. direkte und indirekte Feedback Systeme) erhoben und aufbereitet (Hierzinger et al. 2012).

Faruqui et al. (2009) schätzen die Kosten von Smart Meter Investitionen in der EU auf € 51 Milliarden. Die daraus entstehenden Nutzen werden zwischen € 26 und € 41 Milliarden geschätzt. Allerdings wird argumentiert, dass zusätzliche Nutzeneffekte Smart Metern zugerechnet werden können, beispielsweise die Einführung von dynamischen Tarifen (dynamic pricing). Die Nutzeneffekte variabler Tarife könnten sich auf € 67 Milliarden belaufen, allerdings nur wenn jegliche Barrieren überwunden werden; ansonsten reduzieren sich diese auf € 14 Milliarden. Daraus ergibt sich eine Differenz der Varianten hoch und niedrig von € 53 Milliarden. Könnten Nutzen in dieser Höhe generiert werden, würde das die Investitionskosten von Smart Metern wieder wettmachen. Wie groß die Einsparungen sein können, ist abhängig von der Reduktion der Spitzenlast und demzufolge der Reaktion auf die variablen Tarife. Kann die Spitzenlast reduziert werden, müssen weniger Stromerzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen, Energiekosten werden vermieden und Übertragungs- und Verteilungskapazitäten können reduziert werden. Daraus schlussfolgern Faruqui, A. et al., dass die Einführung dynamischer Tarife wesentlich das Ergebnis eines Kosten-Nutzen-Vergleichs von Smart Metern beeinflussen kann (vgl. Faruqui et al. 2009:1ff).

Energieeinsparung und Lastverschiebung

Mittels der Installation von Smart Metern und geeigneter Feedbackmechanismen kann einerseits *Energie eingespart* (Stromverbrauch reduziert) bzw. Strom von Hoch- in Schwachlastzeiten verschoben werden (*Lastverschiebung*). Studien zur ökonomischen Bewertung von Smart Metern beziehen zumeist sowohl Vorteile aus dem reduzierten Stromkonsum als auch Effekte durch eine Verschiebung der Nachfrage (über diverse Demand Side Management Programme) ein.

Weltweit wurden zahlreiche Pilotprojekte zur Lastverschiebung (vor allem im Bereich der Haushalte) durchgeführt; die Einsparpotentiale sind dabei sehr unterschiedlich und hängen beispielsweise vom Grad der Elektrifizierung (z.B. Elektroheizung ja/nein) sowie der angebotenen Preisstruktur (Time of Use

TOU Pricing, Critical Peak Pricing CPP etc.) ab.⁴¹ Wie nachfolgend ausgeführt wurden insbesondere im Zusammenhang mit der Einführung von Smart Metern Studien zur Lastverschiebung und Energieeinsparung durchgeführt, deren Ergebnisse im Rahmen des Projekts ECONGRID verwendet werden sollen.

Im Rahmen des groß angelegten Förderprogrammes E-Energy wurden in den sechs Modellregionen in Deutschland umfassende Forschungsarbeiten durchgeführt (vgl. E-Energy, 2013, online). So wurde beispielsweise im Projekt eTelligence (einer ländlichen Modellregion mit geringer Versorgungsdichte und einem hohen Anteil erneuerbarer Energien) die Möglichkeit der Lastverschiebung und Energieeinsparung bei Haushaltskunden und Industriebetrieben getestet. Im Projekt eTelligence konnte im Rahmen eines Versuchs festgestellt werden, dass die teilnehmenden Haushalte anhand eines Mengentarifs in einem Jahr ca. 11 % des Verbrauchs eingespart hatten und durch einen zeitabhängigen Eventtarif den Verbrauch um bis zu 30 % flexibilisieren konnten (vgl. Schmedes 2013). Eine Studie zur Einführung von Smart Metering in der Schweiz unterstellt, bei einer flächendeckenden Einführung von Smart Metern, ein Lastverschiebungspotential von 1 GW (Verschiebedauer 1 Stunde). Trotz des hohen Verschiebepotentials werden die Auswirkungen auf die Netze und Erzeugerseite als gering bewertet (vgl. Bundesamt für Energie BFE, 2012:17). Die Studie des Bundesamts für Energie BFE (2012:105) fasst die Lastverschiebungspotentiale unterschiedlicher Studien zusammen (vgl. Abbildung 66).

Abbildung 66: Mögliche Erhöhung der Lastverschiebungspotentiale gegenüber zeitvariablem Tarif mit zwei Preisstufen

Programm	Wirkungsschätzung	Quelle
Zeitvariabler Tarif mit 3 (statt 2) Preisstufen	2.75 – 5.5% Verlagerung innerhalb des Tages	Ecofys 2009 (Simulation für D)
Event Preisstufen	10 – 15% Lastminderung in Hochlastzeiten	Ecofys 2009 (Auswertung intern. Studien)
	4.5 – 12.5% Verlagerung innerhalb des Tages	Ecofys 2009 (Simulation für D)
Zeitvariabler Tarif mit direkter Laststeuerung	15 – 25% Reduktion Spitzenlast	Faruqui 2008
Potenzial ohne Wärmepumpen, Warmwasser und Nachtspeicher	7.8% verlagerbarer Verbrauchsanteil	Klobasa 2007

Quelle: Bundesamt für Energie BFE (2012:105)

Im Rahmen des Projekts Intelliekon wurde der Energieverbrauch und der Einfluss von Feedback anhand eines Feldversuches in Deutschland und Österreich untersucht. Mehr als 2000 Haushalte, unterteilt in eine Pilot- und Referenzgruppe, nahmen daran teil. Die teilnehmenden Haushalte der Pilotgruppe konnten zwischen zwei Arten des Feedbacks wählen. Über ein Webportal wurden die Daten zum Stromverbrauch in Euro, kWh und verschiedene Zeiträume (Stunden, Tage, Wochen, Monate) bereitgestellt und Energiespartipps gegeben. Eine weitere Möglichkeit bestand darin, die Haushalte einmal monatlich per

⁴¹ Für eine Analyse von Lastverlagerungspotentialen siehe auch Klobasa (2007:101ff) sowie Nabe et al. (2009). Einen umfangreichen Überblick hinsichtlich des Potentials von Smart Meter, Feedback und dynamischen Preisen geben Stromback et al. (2011). Prinzipiell muss unterschieden werden, ob die Last verschoben wird (d.h. der Energieverbrauch in den off-peak Zeiten nachgeholt wird) oder ob die Spitzenlast reduziert und die Energie gänzlich eingespart wurde.

Post über Ihren Energieverbrauch und Einspartipps zu informieren. Ca. 80 % der teilnehmenden Haushalte stammten aus Linz. Das Ergebnis der statistischen Auswertung zeigte, dass durch Feedback 3,7 % an Strom eingespart werden können (Schleich et al., 2011).⁴²

In Österreich gibt es zudem weitere Smart Meter Pilotprojekte die sich mit dem Energieeinsparpotential beschäftigen, beispielsweise das Vorarlberger Pilotprojekt SM500 bzw. das €CO₂ Management. Ziel des Vorarlberger Pilot-Projekts SM500 war die Untersuchung der Wirkung von Smart Metern bzw. Feedback- und Beratungsinstrumenten. 500 private Haushaltskunden wurden mit Smart Metern ausgestattet, zur Feststellung der Reduktion des Stromverbrauchs wurden fünf Gruppen hinsichtlich der Feedback- und Beratungselemente unterschieden. Die Ergebnisse zeigen, dass ein regelmäßiger Impuls von außen (monatliche Vor-Ort Ablesung) bzw. monatliche personalisierte Energieberichte – insbesondere in Kombination mit einer Vor-Ort-Energieberatung – die Energieeinsparungen deutlich erhöhen, während der alleinige Einsatz von Smart Metern in Kombination mit Feedbackinstrumenten und einer monatlichen Rechnungslegung nur geringfügige Einsparungen im Vergleich zu einer Kontrollgruppe brachte (vgl. Von Roon et al., 2013).

Klobasa (2007:1) untersuchte im Rahmen seiner Dissertation Lastverschiebungspotentiale in Deutschland. Insgesamt wurde für Deutschland ein Lastverschiebungspotential von 3 GW im Bereich der Industrie, 3 GW in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, 4 GW im Haushaltsbereich und ein außentemperaturabhängiges Lastverschiebungspotential von über 5 GW (Klimatisierungsanwendungen) bzw. bis zu 18 GW (Nachtspeicherheizungen) angegeben.

Darby (2006:3;17) befasst sich in einer Literaturanalyse mit den Auswirkungen von Feedback und Time-of-use-pricing.⁴³ Die Autorin schlussfolgert, dass der Energiekonsum für private Haushalte zum größten Teil nicht sichtbar ist und daher sehr verschwenderisch mit Energie umgegangen wird. Ein Feedback an den Konsumenten ist somit notwendig, um Energieeinsparungen realisieren zu können. Die Einsparungen durch direktes Feedback liegen in den untersuchten Studien zwischen 5 % und 15 %, für indirektes Feedback zwischen 0 % und 10 %.

Fischer (2007) untersuchte 19 Studien und mehrere Literaturanalysen (Darby 2001, Roberts and Baker 2003, Abrahamse et al. 2005, IEA 2005, Darby 2006) bezogen auf Feedback und Stromkonsum. Fischer (2007:6ff) schlussfolgert, dass die Einsparungen zwischen 1,1 % und 20 % liegen und im Schnitt zwischen 5 % und 12 % eingespart werden können. Die Autorin stellte sich die Frage, welche Art von Feedback die größten Einsparungen erzielt. Auf Grund der Diversität der Studien ist eine Vergleichbarkeit nur mit äußerster Vorsichtigkeit möglich. Fischer (2007) schlussfolgert, dass sich erfolgreiches Feedback auf den tatsächlichen Verbrauch beziehen sollte und eine ständige, häufige Information an den Kunden entscheidend ist. Des Weiteren ist es entscheidend Kunden miteinzubeziehen und einen gerätespezifischen Verbrauch darzustellen. Erfolgt das Feedback über einen längeren Zeitraum, können sich neue Gewohnheiten etablieren. Die Information an den Kunden sollte in einer einfachen, ver-

⁴² Alle Haushalte wurden zumindest ein Jahr (oder länger) beobachtet. Ob längerfristige Einsparungen in dieser Höhe erwartet werden können kann im Rahmen dieses Projekts nicht geklärt werden.

⁴³ Die meisten Studien beziehen sich auf die USA, Kanada, Skandinavien, die Niederlande und Großbritannien.

ständlichen und attraktiven Weise erfolgen und kann Vergleiche (z.B. mit vergangenen Perioden) mit einbeziehen.

Faruqui und Palmer (2011) untersuchen die Akzeptanz und Reaktionen auf eine dynamische Preissetzung im Strombereich für Haushaltskunden. Auf Basis einer internationalen Datenbank mit Demand Response Experimenten schließen sie darauf, dass Kunden sehr wohl auf dynamische Tarife reagieren und die Reaktion abhängig von der Höhe der Strompreise ist. Im Durchschnitt (Median) konnte die Spitzenlast durch den Anreiz dynamischer Preisfestsetzungen um 12 % reduziert werden. Des Weiteren stellten die Autor/innen fest, dass Kunden ihr Verhalten längerfristig beibehalten, d.h. eine Reduktion der Spitzenlast mit den geeigneten Programmen auch über mehr als beispielsweise einen Sommer ermöglicht wird. Während der Vorwurf, dass einkommensschwache Haushaltsgruppen negativ von variablen Tarifen betroffen sind nicht bestätigt werden kann, war die Zufriedenheit der in Demand Response Programmen teilnehmenden Kunden groß (vgl. Faruqui und Palmer, 2011:2ff).

Stromback et al. (2011) befassen sich mit weltweiten Smart Meter Pilot Projekten hinsichtlich der Reduktion der Spitzenlast, der Energieeinsparpotentiale und der Reduktion der Stromkosten. Ziel ist es, das Potential und die Grenzen von Feedback und Demand Response Programmen auf Basis der Smart Meter Technologie zu erheben. In den betrachteten Pilotprojekten waren über 450.000 Haushaltskunden involviert. Die Autoren kamen zum Ergebnis, dass die Kunden auf Feedback und dynamische Preise reagieren und die Einsparungen auch über einen Zeitraum von 2-3 Jahren stabil bleiben. Während mit einem In-Home-Display die stärksten Energieeinsparungen erreicht wurden, reduzieren Time-of-use Tarife die Spitzenlast verhältnismäßig am geringsten; das größte Lastverschiebungspotential wurde mit dynamischen Tarifen wie beispielsweise Critical Peak Pricing (CPP) oder Critical Peak Rebate (CPR) erreicht (vgl. Stromback et al., 2011:2).

Hinterberger und Polak (2011) hingegen beziffern das Lastverschiebepotential der österreichischen Industrie und des Gewerbes mit 300 MW (250 MW Industrie, 50 MW Gewerbe).⁴⁴ Schmautzer et al. (2011) untersuchten im Hinblick auf Spitzenlastvermeidung, Effizienzsteigerungen und Einsparpotentiale im Haushaltsbereich und schlussfolgerten, dass die zu erwartenden 1-h-Demand Side Management Einsparpotentiale im Haushaltsbereich nur gering sind. Theoretischen DSM-Einsparpotentiale von ca. 370 MW stehen praktisch realisierbare DSM-Potentiale von 50 MW bei Waschmaschinen, 10 MW bei Gefriergeräten, 10 MW bei modifizierten Kühlschränken und 20 MW bei Geschirrspülern gegenüber.

Sicherung und Schaffung von Arbeitsplätzen

Der Ausbau von Smart Grids und damit hohe Investitionsvolumen in die Elektrizitätsinfrastruktur führen zu einem Impuls für die Wirtschaft und bedingen dadurch Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte, welche nicht nur im Sektor Elektrizitätswirtschaft zu tragen kommen sondern über die wechselseitig verknüpften Liefer- und Bezugsstrukturen viele Bereiche der Wirtschaft betreffen. KEMA (2008) schätzt in einer Studie für die USA, dass mit der Umsetzung von Smart Grids Projekten innerhalb von vier Jahren Investitionsausgaben von 64 Milliarden Dollar verbunden sind. Daraus resultiert ein Beschäftigungseffekt

⁴⁴ Wirtschaftliches Potential, Aufsummierung aller Potentiale ohne Berücksichtigung der Betriebsstunden.

von 280.000 Arbeitsplätzen, wobei davon geschätzte 140.000 Arbeitsplätze als dauerhaft angesehen werden (vgl. KEMA, 2008:1-1ff). Abschnitt 8 widmet sich diesem Thema im Detail.

6.1.2 Gesamtwirtschaftliche Bewertungen von Smart Grids – ein Überblick

Gesamtwirtschaftliche Bewertungen von Smart Grids sind nur vereinzelt in der Literatur zu finden und beziehen sich überwiegend auf die USA bzw. einzelne Bundesstaaten der USA (vgl. Jackson, J., 2009; SAIC Smart Grid Team, 2006; EPRI, 2010⁴⁵; EPRI, 2011). Eine Studie für San Diego identifizierte 26 Technologienmaßnahmen, welche zukünftig eingesetzt werden könnten, um das Stromnetz smarter zu gestalten. Eine Kosten-Nutzen-Analyse ergab, dass die Implementierung der Strategien zu Nutzen führt, welche die Kosten der Installation sowie die laufenden Betriebs- und Wartungskosten der eingesetzten Technologien übersteigen (vgl. SAIC Smart Grid Team, 2006).⁴⁶

EPRI (2004) schätzt die Kosten und Nutzen eines zukünftigen Energieversorgungssystems in einer Studie ab. Während die netto Investitionskosten über 20 Jahre \$ 165 Milliarden ausmachen, liegen die geschätzten Nutzenwerte zwischen \$ 638 und \$ 802 Milliarden. Daraus ergibt sich ein Nutzen-Kosten Verhältnis von 4:1 bzw. 5:1 (EPRI, 2004:5-1).

EPRI (2010) erarbeitete in einer Studie einen methodischen Rahmen um Kosten und Nutzen von Smart Grids Demonstrationsprojekten schrittweise abzuschätzen. Ziel war eine standardisierte Methode für die Abschätzung von Kosten- und Nutzeneffekten von Smart Grids Projekten⁴⁷ zu schaffen. Die Darstellung der Nutzen in Form einer „Nutzenmatrix“ erlaubt es, die Nutzen nach Kategorien und unterschiedlichen Nutznießern (Gruppen) einzuteilen. Letztere Einteilung ermöglicht eine Unterscheidung, welche gesellschaftliche Gruppen von welcher Art von Nutzen profitieren.

2011 veröffentlichte EPRI eine neue Studie mit einer Abschätzung von Kosten und Nutzen eines Smart Grids. Im Vergleich zu EPRI (2004) liegen die notwendigen Investitionen nun zwischen \$ 338 und \$ 476 Milliarden, die Nutzen über 20 Jahre zwischen \$ 1.294 und \$ 2.028 Milliarden (vgl. Abbildung 67).⁴⁸ Das Nutzen-Kosten Verhältnis liegt zwischen 2,8 und 6,0. Wesentlicher Unterschied zu den Berechnungen aus dem Jahr 2004 stellen die höheren Kosten dar; diese reflektieren eine neuere und verbesserte Smart Grid Umsetzung, hinzukommen noch Kostensteigerungen der letzten sieben Jahre (vgl. EPRI, 2011, 1-4).

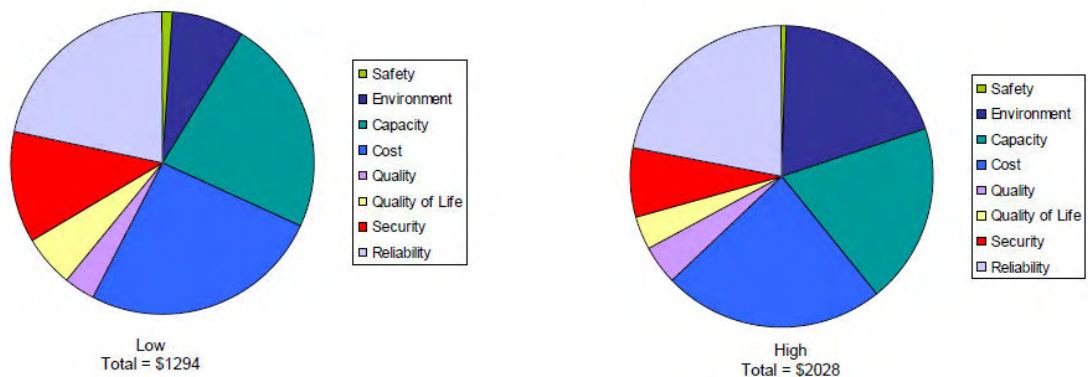
⁴⁵ EPRI (2010) fasst wiederum eine Reihe von Studien zusammen, welche sich mit Nutzeneffekten von Smart Grids beschäftigen (S. 2-3 ff).

⁴⁶ In einem anschließenden Auswahlverfahren wurden die 26 Maßnahmen auf 13 Initiativen reduziert. Für diese 13 technologischen Verbesserungsmaßnahmen wurde die anschließende Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt. Insgesamt ergeben sich jährliche Nutzen in der Höhe von \$ 141 million.

⁴⁷ Für geförderte/unterstützte Smart Grids Demonstrationsprojekte des U.S. Department of Energy und EPRI.

⁴⁸ Nach der methodischen Vorgangsweise aus EPRI (2010) wurden weitere Nutzen quantifiziert, welche 2004 nicht berücksichtigt wurden (z.B. Kapitaleinsparungen bei den Netzen durch Demand Response).

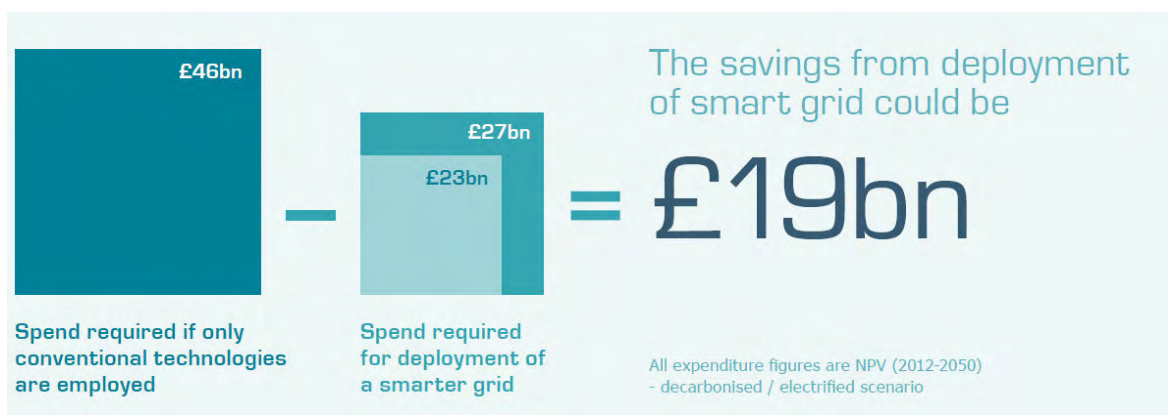
Abbildung 67: Abgeschätzte Nutzen von Smart Grids (in Milliarden \$)



Quelle: EPRI (2011:1-9)

Ernst & Young (2012) untersuchen die Kosten eines smarten Netzausbaus in Großbritannien verglichen mit einem konventionellen Pfad bis zum Jahr 2050. Die Autoren kommen zum Ergebnis, dass, gegenüber dem Festhalten an konventionellen Technologien (vgl. Abbildung 68), aus gesamtwirtschaftlicher Sicht die Einführung von Smart Grids den konventionellen Technologien der Vorzug zu geben ist (Kostensparnis 19 Mrd. Pfund). Durch den Ausbau von Smart Grids profitieren zusätzlich auch „Sekundärindustrien“ wie beispielsweise der Bereich Elektromobilität sowie die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Methodisch unterscheidet sich der gewählte Ansatz gänzlich von EPRI. Während EPRI Nutzeneffekte definiert (z.B. ökologische Nutzeneffekte, Versorgungszuverlässigkeit) erfolgt in der Bewertung von Ernst & Young keine direkte Bewertung der Nutzeneffekte; diese resultieren aus einem Vergleich der Kosten unterschiedlicher technologischer Lösungen. Die Nutzeneffekte ergeben sich damit aus der Kostendifferenz (zwischen einem smarten und konventionellen Ausbau) bzw. den vermiedenen Investitionskosten.

Abbildung 68: Kosteneinsparung durch Smart Grids, Großbritannien



Quelle: Ernst & Young (2012:9)

Frontier Economics (2012) beschäftigte sich gemeinsam mit EA Technology ebenfalls mit den Kosten und Nutzen des Ausbaus von Smart Grids in Großbritannien. Insgesamt drei verschiedene Szenarien bilden unterschiedliche Rahmenbedingungen (z.B. Entwicklung dezentraler Erzeugung, Elektromobilität)

ab. Zusätzlich wird zwischen drei verschiedenen Investitionsstrategien (zwei smarte Strategien und eine konventionelle Strategie) differenziert. Die Ergebnisse zeigen, dass die Einführung smarter Technologien zu deutlichen Einsparungen über einen Zeitraum bis 2050 führen kann. Auch hier wurde der Ansatz gewählt, Nutzeneffekte primär über Kosteneinsparungen darzustellen. Der größte Nutzeneffekt resultiert in geringeren Investitionskosten in das Verteilernetz und damit in vermiedenen Netzausbaukosten (vgl. Frontier Economics, 2012:5ff).

Das Joint Research Centre der Europäischen Kommission veröffentlichte einen Leitfaden, um Hilfestellung bei der Kosten-Nutzen-Analyse von Smart Grids Projekten zu bieten. Die stufenweise Anleitung basiert dabei auf den Arbeiten von EPRI und wurde an europäische Verhältnisse angepasst (vgl. European Commission 2012). EURELECTRIC (2012) bietet mit dem Smartness Barometer ebenfalls eine Hilfestellung zur methodischen Vorgangsweise für die Bewertung von Smart Grids Projekten. Im Zentrum steht auch hier, die schrittweise Bewertung einzelner Projekte. Basis dafür bildet die Identifikation von Funktionalitäten und die Zuordnung von Nutzeneffekten (vgl. Abbildung 7).

Bei der gesamtwirtschaftlichen Bewertung von Smart Grids ist damit zwischen zwei fundamental verschiedenen Ansätzen zu unterscheiden. Während EPRI (2010), EURELECTRIC (2012) und die Europäische Kommission (vgl. European Commission 2012) darauf abzielen, smarten Netzen auf Basis der Ableitungen von Funktionalitäten Nutzeneffekte zuzuweisen und diese zu quantifizieren (z.B. verminderte CO₂-Emissionen, Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit), fokussieren Frontier Economics (2012) und Ernst & Young (2012) auf eine Differenzbetrachtung der Investitionskosten.

6.2 Kategorisierung von Nutzeneffekten

Während kurz- bis mittelfristig davon ausgegangen werden kann, dass die Implementierung von Smart Grids mit einem hohen Kapitalbedarf in Zusammenhang steht, kann es mittel- bis langfristig zu Einsparungen, beispielsweise im Bereich der Infrastrukturbereitstellung, kommen. Eine Gegenüberstellung der Kosten und Nutzen ist damit unerlässlich, um die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Einführung intelligenter Netze beurteilen zu können. Wird allerdings eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt ohne den Fokus auf die Kostenträger und Nutznießer zu legen, kann dies die Investitionsbereitschaft wesentlich hemmen. Mukherjee (2008:2) hält fest, dass die Produzenten und Energieunternehmen den Hauptteil der Kosten tragen werden und überwiegend die Konsumenten und die Gesellschaft im Allgemeinen (zurückzuführen auf positive Externalitäten von Smart Grids) von der Einführung intelligenter Netze profitieren. Die Zuweisung der Nutzeneffekte auf einzelne Gruppen wird daher ausschlaggebend sein, um eine differenzierte Betrachtung der langfristigen Investitionen und dessen Auswirkungen von Smart Grids zu liefern und Antworten auf verteilungsökonomische Fragestellungen geben zu können. Des Weiteren kann anhand der Kategorisierung der Nutzeneffekte eine doppelte Zuordnung der Effekte verhindert werden.

Die methodische Vorgangsweise der Kosten-Nutzen-Analyse im Projekt ECONGRID orientiert sich vorwiegend an dem methodischen Ansatz des Joint Research Centres der Europäischen Kommission (vgl. European Commission, 2012) und EPRI (2010). Ausgehend von einem bestehenden Elektrizitätsnetz soll durch die Integration neuer Technologien die Funktionalitäten des Verteilernetzes erweitert und dieses „smart“ werden. Die Erweiterung und Umstrukturierung des bestehenden Elektrizitätsnetzes mit neuen Technologien (z.B. Smart Meter) führt zu neuen Funktionalitäten (z.B. Einführung variabler Tarife), welche letztendlich in einem oder mehreren Nutzeneffekten resultieren (z.B. sinkende Gesamtstromkosten). Die Wahl dieser methodischen Vorgangsweise (in Anlehnung an EPRI 2010, European Commission, 2012) ermöglicht eine genaue Nachvollziehbarkeit und Zuordenbarkeit der entstehenden Nutzeneffekte und zeigt eindeutig den Zusammenhang zwischen einzelnen Technologien, Funktionen und Nutzeneffekten auf (vgl. Abschnitt 3, Abbildung 6).

Nach Ableitung der Nutzen erfolgt eine Einteilung der verschiedenen Effekte in Kategorien. Diese Kategorisierung ermöglicht es festzustellen, ob die Implementierung einer bestimmten smarten Technologie primär einen wirtschaftlichen Nutzen stiftet (z.B. sinkende Gesamtstromkosten) oder ob umweltpolitische Ziele davon profitieren (z.B. Reduktion der Treibhausgase). Für die Kategorisierung der Nutzen wurden die Kategorien „Wirtschaftlicher Nutzeneffekt“, „Nutzen für die Umwelt“ sowie „technische Nutzeneffekte“ gewählt (vgl. EPRI, 2010, S. 2-16):

- *Wirtschaftlicher Nutzeneffekt:* In diese Kategorie fallen Nutzeneffekte, die zu einer Senkung der Kosten oder Verzögerung von Kapitalinvestitionen führen. Als Beispiele können Einsparung an Stromkosten oder auch Kapitaleinsparungen bei den Netzen und Anlagen genannt werden. Weiters werden dieser Kategorie makroökonomische Effekte wie die Schaffung von Arbeitsplätzen zugeordnet.
- *Ökologische (die Umwelt betreffende) Nutzeneffekte:* Kann die Umwelt oder das Klima geschont, negative Einflüsse auf die Gesundheit durch technische Investitionen verringert bzw. verhindert werden, können die Nutzeneffekte dieser Kategorie zugeordnet werden (z.B. Reduktion der CO₂-Emissionen).
- *Technischer Nutzeneffekt:* Wird die Spannungsqualität erhöht und können Versorgungsunterbrechungen reduziert werden, wird von technischen Nutzeneffekten gesprochen.⁴⁹

Um letztendlich Aussagen über die Verteilung der Kosten und Nutzen treffen zu können, werden die Nutzeneffekte einzelnen Gesellschaftsgruppen zugeordnet und wie folgt definiert:

- *Elektrizitätsunternehmen:* Eine natürliche oder juristische Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die in Gewinnabsicht von den Funktionen der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung, der Lieferung oder des Kaufs von elektrischer Energie mindestens eine wahrnimmt und die kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen wahrnimmt, mit Ausnahme der Endverbraucher (EIWOG, 2010, §7 Z11).

⁴⁹ Im Gegensatz zu EPRI (2010) werden hier die Effekte der Bereiche Versorgungszuverlässigkeit, Spannungsqualität und Versorgungssicherung unter dem Begriff „Technische Nutzeneffekte“ zusammengeführt.

- *Kunden bzw. Netzbenutzer*: Endverbraucher, Stromhändler sowie Elektrizitätsunternehmen, die elektrische Energie kaufen (EIWOG, 2010, §7 Z40); „Netzbenutzer“ jede natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in ein Netz einspeist oder aus einem Netz entnimmt (EIWOG, 2010, §7 Z49).
- *Gesellschaft (allgemein)*: Eine durch Rechtsgeschäft begründete Rechtsgemeinschaft zwei oder mehrerer Personen zur Erreichung eines gemeinsamen Zwecks durch organisiertes Zusammenwirken.⁵⁰ Können einzelne Nutzeneffekte nicht auf eine bestimmte Personengruppe – Elektrizitätsunternehmen oder Kunden bzw. Netzbenutzer – zugewiesen werden, werden diese der Gesellschaft im Allgemeinen angerechnet. Dies trifft insbesondere auf (negative) Externalitäten zu (Treibhausgase). Positive Externalitäten wie beispielsweise ein gesellschaftlicher Wohlfahrtsge-
winn treten indirekt als makroökonomische Effekte auf (Schaffung von Arbeitsplätzen) (vgl. EPRI, 2010, S. 2-17).

Zusätzlich wird im Folgenden von Marktteilnehmern gesprochen, wobei hier wiederum auf EIWOG, 2010, § 7 Z47 referenziert wird: „Marktteilnehmer“ Bilanzgruppenverantwortliche, Versorger, Stromhändler, Erzeuger, Lieferanten, Netzbenutzer, Kunden, Endverbraucher, Bilanzgruppenkoordinatoren, Strombörsen, Übertragungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber und Regelzonenführer.

Im Rahmen des Projekts ECONGRID wurden die Nutzeneffekte entsprechend Tabelle 8 kategorisiert. Die technischen Nutzeneffekte wurden hierbei in „Betriebs- und Ausfallssicherheit“ sowie in „Sicherheit“ untergliedert.

Einige der in Tabelle 8 dargestellten Nutzeffekte sind in Österreich aber von geringerer Relevanz und wurden nicht weiter bewertet (z.B. Diebstahlreduktion, Reduktion langer Ausfälle).

⁵⁰ <http://www.uni-klu.ac.at/rewi/downloads/618230Fol25-48.pdf> bzw. <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/gesellschaft.html>.

Tabelle 8: Kategorisierung der Nutzeneffekte, ECONGRID

Nutzen (Benefit)		Begünstigte	
Wirtschaftlich	Verbesserte Anlagenbewirtschaftung	Optimierter Erzeugungsbetrieb	Elektrizitätsunternehmen
		verzögerte Investitionen in Erzeugungskapazitäten	Elektrizitätsunternehmen
		reduzierte Kosten für zusätzliche Dienste	Elektrizitätsunternehmen
		reduzierte Engpasskosten	Elektrizitätsunternehmen
	Übetragung/Verteilung Kaptialeinsparungen	verzögerte Investitionen in Übertragungssysteme	Elektrizitätsunternehmen
		verzögerte Investitionen in Verteilsysteme	Elektrizitätsunternehmen
		reduzierte Betriebsmittelfehler	Elektrizitätsunternehmen
	Übetragung/Verteilung Einsparungen Betriebs- und Erhaltungskosten	reduzierte Betriebsmittelinstandhaltungskosten	Elektrizitätsunternehmen
		reduzierte Betriebskosten für die Verteilung	Elektrizitätsunternehmen
		reduzierte Zählkosten	Elektrizitätsunternehmen
	Diebstahlreduktion	reduzierter Stromdiebstahl	Elektrizitätsunternehmen
	Energie-Effizienz	reduzierte Verluste	Elektrizitätsunternehmen
	Rückgewonnene Einkünfte	Detektion von Anomlien in Bezug auf die vertragliche Leistung	Elektrizitätsunternehmen
Stromeinsparungen	reduzierte Elektrizitätskosten	Elektrizitätsunternehmen, Kunde	
Betriebs- und Ausfallsicherheit	Stromausfälle	Reduktion langer Ausfälle	Elektrizitätsunternehmen, Kunde
		Reduktion großflächiger Ausfälle	Elektrizitätsunternehmen, Kunde
		Reduktion der Wiederaufbaukosten	Elektrizitätsunternehmen, Kunde
	Power Quality - Spannungsqualität	Reduktion der kurzzeitigen Ausfälle	Elektrizitätsunternehmen, Kunde
		Reduktion der Spannungseinbrüche und -anhebungen	Elektrizitätsunternehmen, Kunde
Ökologisch (die Umwelt betreffend)	Emissionen	Reduktion der CO ₂ Emissionen	Gesellschaft
		Reduktion der Luftschadstoffe (SO ₂ , NO _x , Feinstaub)	Gesellschaft
Sicherheit	Energie (Versorgungssicherheit)	Reduktion des Erdölbedarfs	Gesellschaft
		reduzierte großflächige Versorgungsunterbrechungen	Gesellschaft

Quelle: eigene Darstellung, in Anlehnung an European Commission (2012:22)

6.3 Ableitung und methodische Bewertung der Nutzeneffekte

Nachfolgende Abschnitte 6.3.1 und 6.3.2 erläutern die methodische Vorgangsweise der Ableitung der Nutzeneffekte sowie die Bewertungsmethodik im Projekt ECONGRID.

6.3.1 Zuordnung der Nutzeneffekte in Abhängigkeit der Technologien

Die Ableitung der Nutzeneffekte erfolgt in den jeweiligen ECONGRID-Szenarien auf Basis der eingesetzten Technologien sowie der sich daraus ergebenden Funktionalitäten (vgl. Abbildung 6). Werden Technologien über spezifische technische Komponenten, wie beispielsweise **I**nformations- und **K**ommunikationstechnologien (IKT) mit erhöhter Durchdringung gegenüber dem heutigen Stand der Technik, regelbare Transformatoren etc. eingesetzt, kommt es zu einer Veränderung der Eigenschaften von elektrischen Verteilernetzen. Der Einsatz technischer Komponenten ermöglicht die Unterstützung neuer Funktionen (z.B. die verbraucher- und erzeugerseitige Optimierung des Stromverbrauchs, einfachere Marktteilnahme, Realisierung von Stromeinsparpotenzialen ohne Verminderung der Dienstleistung). Die neuen technischen Komponenten stellen für Elektrizitätsunternehmen, den Kunden und die Marktteilnehmer neue Funktionen bereit, aus welchen die Nutzeneffekte abgeleitet werden können.

Beispielsweise kann anhand der gesetzlich vorgeschriebenen flächendeckenden Installation von Smart Metern den Kunden Informationen zu seinem Verbrauchsverhalten, seiner Verbraucherstruktur und den für ihn wichtigen Kosten zeitnah und über externe Ablesemöglichkeiten, wie z.B. PCs und Smartphones zur Verfügung gestellt werden. Durch die Optimierung des Verbrauchsverhaltens sowie durch den Einsatz effizienter Geräte kann somit eine optimale Nutzung der elektrischen Energie erfolgen und Kostenvorteile lukriert werden. Diese neuen Funktionen der Informationsbereitstellung können in weiterer Folge eine Veränderung des Verbraucherverhaltens und der Anwendungen beim Kunden veranlassen. Durch die im Folgenden angeführten Nutzeneffekte kann wiederum der Nutzen für die einzelnen Gruppen (Elektrizitätsunternehmen (ELU), Kunde und Gesellschaft) erzielt werden.

Die Nutzeneffekte werden aus den Funktionen der Technologien sowie der damit verbundenen Charakteristik der Verteilernetze abgeleitet. Für die Ermittlung und die Verifizierung von Nutzeneffekten wurden Funktionalitäten festgelegt, welche im Vergleich zur konventionellen Technologien gegenüber Smart Grids zur Verfügung stehen. In den durchgeführten vertiefenden Analysen wurden im Projekt ECONGRID folgende Nutzeneffekte definiert:⁵¹

- a) Optimierter Erzeugungsbetrieb
- b) Verzögerte Investitionen in Erzeugungskapazitäten⁵²
- c) Verzögerte Investitionen im Verteilernetzbereich

⁵¹ Entsprechend der Publikation der Europäischen Kommission (vgl. European Commission, 2012:22) sowie Tabelle 8 wurden für die gesamtwirtschaftliche Bewertung die Nutzeneffekte nach den gelisteten Punkten a) bis k) zusammengefasst, bzw. Effekte welche für Österreich nur eine untergeordnete Rolle spielen (z.B. Diebstahlreduktion, reduzierte Engpasskosten) in der gesamtwirtschaftlichen Bewertung bzw. in den nachfolgenden Abschnitten vernachlässigt.

⁵² Verzögerte Investitionen in zentrale Stromerzeugung.

- d) Reduzierte Betriebs-, Instandhaltungs- und Instandsetzungskosten im Verteilernetzbereich
- e) Reduzierte Zählkosten
- f) Reduktion der Netzverluste
- g) Einsparung an Strombezugskosten⁵³
- h) Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität
- i) Reduktion der CO₂-Emissionen
- j) Reduktion der Luftschadstoffe
- k) Reduktion der Importabhängigkeit

Der Zusammenhang zwischen Technologie, Funktionalitäten und Nutzen ist exemplarisch für Smart Meter in Abbildung 6 dargestellt.

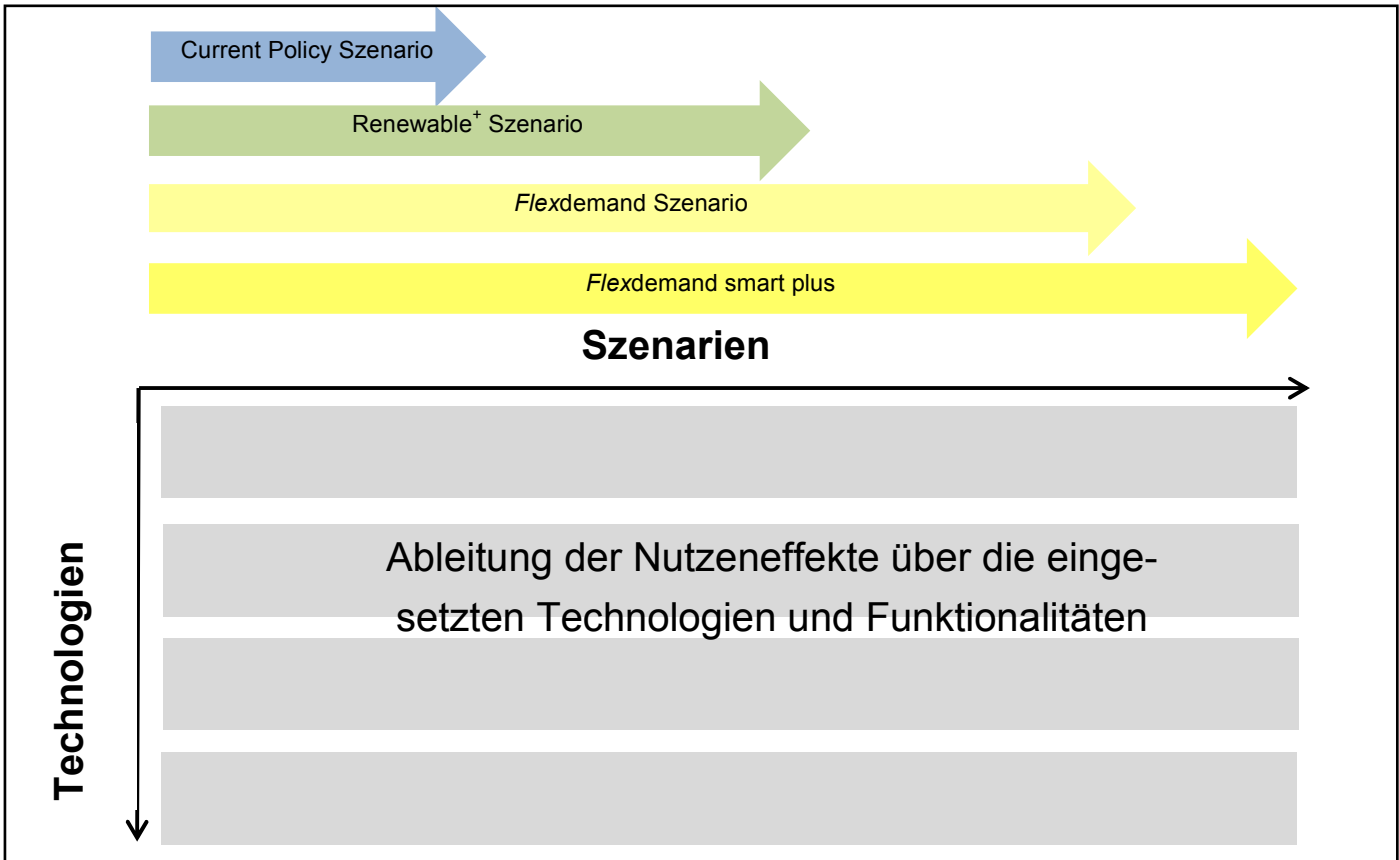
Die in Abschnitt 3.2 beschriebenen ECONGRID-Szenarien berücksichtigen jeweils einen smarten (bzw. smart plus) und einen konventioneller Migrationspfad. Dieser eingangs beschriebene Migrationspfad (siehe Abschnitt 4.3) berücksichtigt den aktuellen Stand der Technik, der in der zeitlichen Betrachtung fortgeschrieben wird; d.h. eine Entwicklung und Verbesserung technischer Komponenten wird insbesondere im Betrachtungszeitraum 2020 bis 2030 berücksichtigt.

Einen wesentlichen Punkt der durchgeführten Untersuchungen nehmen jedoch die exogenen festgelegten d.h. nicht veränderbaren und somit vorgegebenen Rahmenbedingungen (z.B. Ausbau der Erzeugung durch erneuerbare Energien lt. den gesetzlichen Rahmen, eine erhöhte Durchdringungsrate der Elektromobilität) ein, denn diese bestimmen in Abhängigkeit der angenommenen Migrationspfade (konventionell, smart, smart plus) die jeweils eingesetzten Technologien (vgl. Abschnitt 4.3) Auf Basis der eingesetzten Technologien und der Verknüpfung mit den jeweiligen Funktionalitäten lassen sich die Nutzeneffekte für die verschiedenen Gruppen (ELU, Kunde, Gesellschaft) ableiten.

In Abbildung 69 ist die Vorgehensweise für die Ableitung der Nutzeneffekte für die ECONGRID-Szenarien (Current Policy, Renewable⁺, Flexdemand sowie Flexdemand smart plus) dargestellt. Die farbig markierten Balken stellen die ECONGRID-Szenarien dar, die grauen Balken geben die notwendige Technologie zur Erzielung der Nutzeneffekte wieder.

⁵³ Die Strombezugskosten setzen sich zusammen aus dem Energiepreis, den Netzentgelten sowie den Steuern und Abgaben.

Abbildung 69: Zusammenfassende Darstellung der Ableitung der Nutzeneffekte in den ECONGRID-Szenarien



Quelle: eigene Darstellung

Auf Grundlage dieser allgemeinen Beschreibung wird in den nachfolgenden Abschnitten im Detail gezeigt, dass in den entwickelten ECONGRID-Szenarien sowohl in den smarten als auch konventionellen Pfaden Ausbaumaßnahmen, Adaptierungen sowie Erweiterungen nicht nur im Verteilernetz⁵⁴ sondern auch in den Kundenanlagen durchgeführt werden müssen. In den smarten Migrationspfaden kann zusätzlich eine zeitliche Verschiebung der Investitionen bzw. ein verringerter Ausbau von ausgewählten Betriebsmitteln und technischen Komponenten beobachtet werden.

Die Bewertung der gesamtwirtschaftlichen Nutzeneffekte erfolgt durch einen Vergleich der Migrationspfade smart und konventionell (Grenzbetrachtung). Während ein Teil der Nutzeneffekte bereits über die Kostenseite (z.B. verzögerte Investitionen im Verteilernetzbereich) berücksichtigt worden sind (wirtschaftliche Nutzeneffekte), werden andere Nutzeneffekte separat einer monetären Bewertung unterzogen (vgl. Tabelle 9). Durch den Vergleich der Migrationspfade smart und konventionell, heben sich Nutzeneffekte die in beiden Migrationspfaden auftreten monetär auf und scheinen damit in den Endergebnissen nicht auf (z.B. reduzierte Zählkosten). Dennoch muss hier darauf hingewiesen werden, dass die

⁵⁴ Zu den Erweiterungsmaßnahmen im Verteilernetz zählen bspw. der Zubau von Umspannwerken, Schaltanlagen, Leitungsverstärkung und -ausbau in der Nieder- und Mittelspannung, Transformatorverstärkung (erzeugungs- und verbrauchsgetrieben).

absoluten Nutzeneffekte (z.B. Reduktion der Zählkosten⁵⁵) dennoch in einer beträchtlichen Größenordnung ausfallen können.

Tabelle 9: Bewertung der Nutzeneffekte im Projekt ECONGRID⁵⁶

Nutzeffekt	Bewertung		
	Berücksichtigung Kostenseite	Separate monetäre Bewertung	Keine separate Bewertung
Optimierter Erzeugungsbetrieb	x		
Verzögerte Investitionen in Erzeugungskapazitäten		x	
Verzögerte Investitionen im Verteilernetzbereich	x		
Reduzierte Betriebs-, Instandhaltungs- und Instandsetzungskosten im Verteilernetzbereich	x		
Reduzierte Zählkosten			x
Reduktion der Netzverluste		x	
Einsparung an Strombezugskosten		x	
Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität		x	
Reduktion der CO ₂ -Emissionen		x	
Reduktion der Luftschadstoffe		x	
Reduktion der Importabhängigkeit			x

Quelle: eigene Darstellung

6.3.2 Zurechnung der Nutzeneffekte

Die gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart Grids im Rahmen der Kosten-Nutzen Analyse bezieht sich auf den Differenzkosten bzw. -nutzenansatz. Ziel ist es darzustellen, ob in den einzelnen Szenarien der smarte Migrationspfad im Vergleich zu einem konventionellen Ausbau zu bevorzugen ist, d.h. es werden die Differenznutzen zur konventionellen Investitionsstrategie errechnet (vgl. European Commission, 2012). Beispielsweise werden dezentrale Speicher sowohl in den smarten als auch in den konventionellen Ausbaupfaden eingeführt und damit können sich für die Kunden in beiden Pfaden die Strombezugskosten reduzieren. Zugerechnet wird allerdings nur die Differenz zwischen den Pfaden smart und konventionell wie nachfolgende Gleichung beispielhaft darstellen soll:

$$\text{Nutzen} = \text{Einsparung an Strombezugskosten}_{\text{smart}} - \text{Einsparung an Strombezugskosten}_{\text{konventionell}}$$

Im Szenario *Flexdemand* wird zusätzlich zum smarten und konventionellen Migrationspfad, auch noch zwischen dem Migrationspfad smart plus unterschieden. Der Nutzen im *Flexdemand* Szenario ergibt sich entsprechend der Differenz zwischen smart und konventionell (siehe Gleichung oben) bzw. der Differenz zwischen smart plus und konventionell (siehe nachfolgende Gleichung):

$$\text{Nutzen (smart plus)} = \text{Einsparung an Strombezugskosten}_{\text{smart plus}} - \text{Einsparung an Strombezugskosten}_{\text{konventionell}}$$

⁵⁵ Vgl. dazu Abschnitt 6.3.7.

⁵⁶ Die Nutzeneffekte „reduzierte Zählkosten“ bzw. „Reduktion der Importabhängigkeit“ wurden nicht gesondert bewertet. Ersterer Effekt hebt sich in der Grenzbetrachtung auf, letzterer Nutzeneffekt wurde bereits in den Nutzeneffekten „Einsparung an Strombezugskosten“, Reduktion der CO₂-Emissionen sowie „Reduktion der Luftschadstoffe“ berücksichtigt (vgl. Abschnitt 6.3.13).

Für das *Flexdemand* Szenario werden entsprechend dieser Vorgangsweise zwei Ergebnisse dargestellt, das Ergebnis für den Vergleich der Effekte zwischen den Migrationspfaden smart plus und konventionell wird mit dem Index „spk“ gekennzeichnet.

Der Terminus „Nutzeffekt“ bezieht sich korrekterweise auf den Differenznutzen zwischen den Migrationspfaden smart (smart plus) und konventionell. Aus Gründen der Lesbarkeit wird auf die durchgehende Bezeichnung „Differenznutzeneffekte“ verzichtet. Werden beispielsweise die Nutzeffekte für das Current Policy Szenario abgebildet, beziehen sich diese Effekte bereits auf die Differenz der beiden unterschiedlichen technologischen Migrationspfade smart und konventionell. **Positive Nutzeffekte stellen damit den Mehrwert der smarten Implementationsstrategie dar.** Die Nutzeffekte werden mittels einer sozialen Diskontrate von 4,1 % über den Zeitraum 2014-2030 abgezinst.⁵⁷

6.3.3 Optimierter Erzeugungsbetrieb

Zur Erzielung des Nutzens eines optimierten Erzeugungsbetriebs sind folgende technische Komponenten relevant: IKT, regelbare Transformatoren, Last, Demand Side- und Einspeisemanagement, Speicher inkl. Laderegler dezentral, Smart Meter, Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber und Smart Home Technologien. Die „Optimierung“ bezieht sich in diesem Zusammenhang auf die technische oder wirtschaftliche Verbesserung der zugehörigen Wirkungsgrade, resultierende Netzlastflüsse und ökonomischen Ergebnisse. Diese Betrachtungen beziehen sich somit auf theoretische Aspekte, welche im Rahmen der Analysen als möglich eingeschätzt werden.

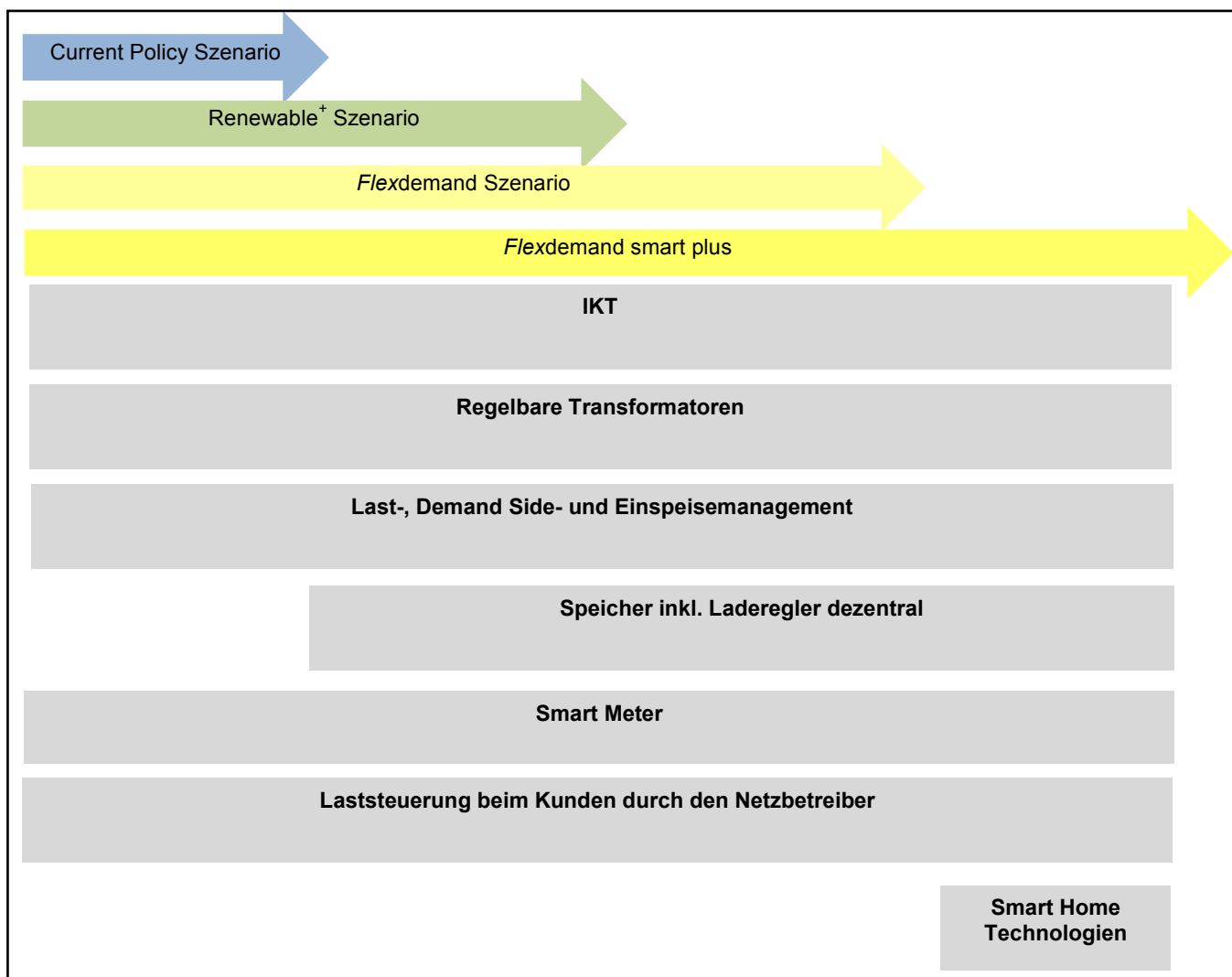
Durch den großflächigen Einsatz der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) kann ein effizienteres Monitoring und eine bessere Vorhersage und Steuerung von Lasten erfolgen (siehe Abbildung 70), um den Betrieb der dezentralen Erzeugungsanlagen zu optimieren. Der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren trägt aufgrund der kontinuierlichen - auf die Erzeugungssituation angepassten - Regelung ebenfalls zu einer Optimierung des Erzeugungsbetriebs bei, d.h. PV-Anlagen müssen z.B. im Falle einer vorliegenden Spannungsbandüberschreitung nicht mehr zu jedem Zeitpunkt vom Netz genommen werden, sondern es kann z.B. über die Möglichkeit der Speicherung der Spannungsbandverletzung entgegenwirkt werden. Durch die Einbindung eines Last-, Demand Side- und Einspeisemanagements in Kombination mit Smart Metern, dem Angebot an variablen Tarifen für die Kunden, Smart Home Technologien und einer Laststeuerung beim Kunden über den Verteilernetzbetreiber wird eine gezielte Abstimmung der Last- bzw. Erzeugungssituation ermöglicht. Der Einsatz von dezentralen Speichern und geeigneten Ladereglern (angepasst an die volatile dezentrale Erzeugung) in den Szenarien Renewable⁺ und *Flexdemand* ermöglicht zusätzlich eine Optimierung des Erzeugungsbetriebes hinsichtlich der Ausnutzung erneuerbarer Energien.

⁵⁷ Vgl. Abschnitt 7.1.2.

Erst im Szenario *Flexdemand smart plus* wird durch die höhere Durchdringung von smarten Technologien in Kombination mit Speichern sowie der Erzeugung (Anpassung der Lasten an die Erzeugung) und der Möglichkeit fehlende Energie aus einem Speicher bereitzustellen ein wirtschaftlicher Nutzen für den Kunden und die Elektrizitätsunternehmen lukriert. Der größte Nutzeneffekt ergibt sich somit erst in diesem Szenario.

In den smarten Migrationspfaden der Verteilernetze kann durch eine bessere Vorhersage und ein effizienteres Monitoring und Vorhersagen der Last der Erzeugungsbetrieb optimiert und dadurch z.B. Verteilungs- und Erzeugungskosten vermieden werden (vgl. European Commission, 2012:47). Dies begründet sich u.a. in der zeitnaheren Erfassung des Verbrauchs und der daraus resultierenden Aggregation des Lastprofils, welches in den Erzeugungsfahrplan einfließen kann.

Abbildung 70: Szenarien und Technologien zur Erzielung des Nutzeneffekts einer optimierten Erzeugung

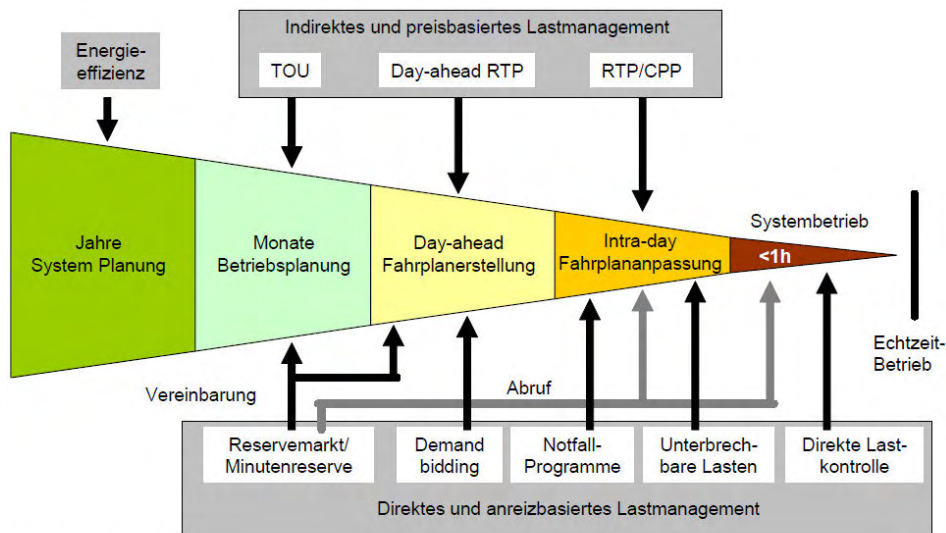


Quelle: eigene Darstellung

6.3.4 Verzögerte Investitionen in Erzeugungskapazitäten

Smart Grids sollen durch eine Anpassung von Last und Erzeugung d.h. durch die Reduktion der Spitzenlast bzw. Glättung der Lastkurve oder durch aktives Lastmanagement mit Speicherung einen Beitrag dazu leisten, Erzeugungs- und allenfalls Netzkapazitäten zu reduzieren und damit auch Stromkosten einzusparen (insb. Reduktion von Stromproduktionskosten) (vgl. European Commission, 2012:47; EPRI, 2010:4-16). Mit Hilfe von Smart Metern und preisbasierten Demand Response Programmen (Time of Use TOU, Critical Peak Pricing CPP, Real Time Pricing RTP)⁵⁸ sollen Kunden einen Anreiz bekommen, gezielt den Verbrauch elektrischer Energie in Niedriglastzeiten (off-peak Zeiten) zu verschieben und damit die Nachfrage kurz bis mittelfristig zu beeinflussen (vgl. Abbildung 71). Zusätzlich zur Veränderung des Lastgangs werden Demand-Response-Programme auch im Sinne der Energieeinsparung/Energieeffizienz, Marktbeteiligung der Endverbraucher sowie einer Individualisierung von Energieprodukten an sich eingesetzt (vgl. Bundesamt für Energie BFE, 2012:93f).

Abbildung 71: Demand Response Programme und Einfluss auf den Netzbetrieb



TOU: Time of Use-Tarife
 RTP: Real Time Pricing
 CPP: Critical Peak Pricing

Quelle: Klobasa (2007:95)

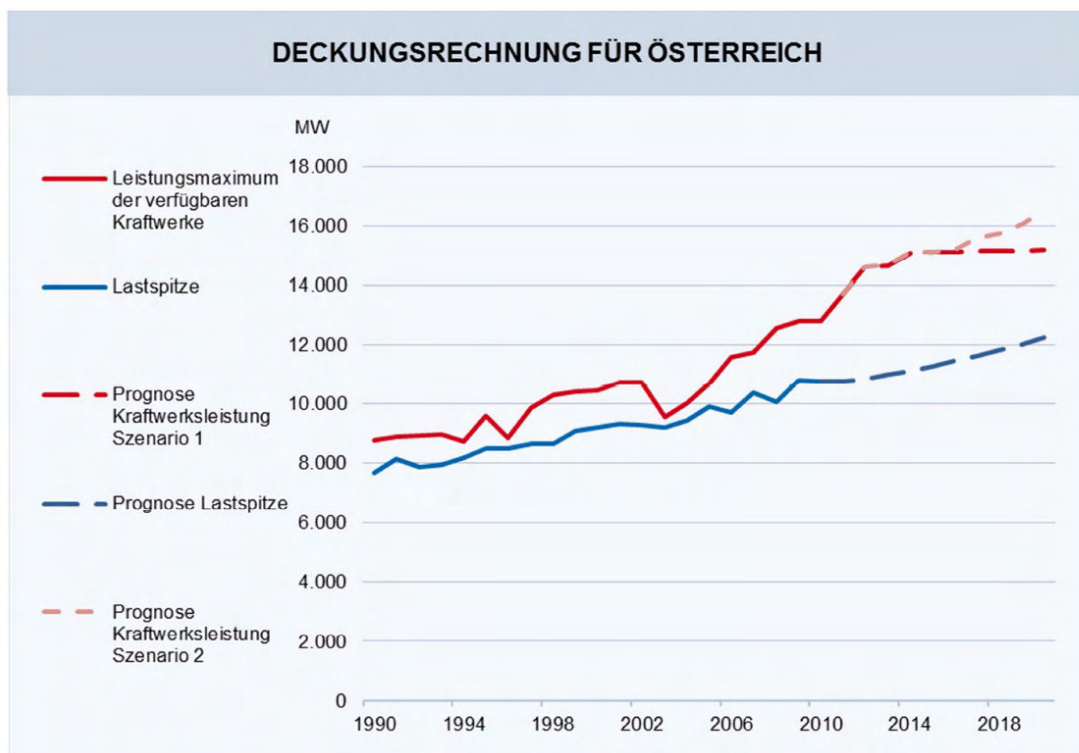
Wesentliche Parameter für die Bewertung der Einspareffekte in Bezug auf die Erzeugungskapazitäten stellen damit die Entwicklung der Spitzenlast, das Demand Response Potential sowie die jährlich vermiedenen Kapitalkosten dar. Entsprechend des Belastungsablaufes der E-Control für die öffentliche Stromversorgung in Österreich, lag die Höchstlast im öffentlichen Netz im Jahr 2009 bei 9.698 MW, im

⁵⁸ Für eine detaillierte Beschreibung der verschiedenen Preisprogramme siehe Stromback et al. (2011) sowie Nabe et al. (2009:41f).

Jahr 2012 bereits bei 10.113 MW. Auch die Minimallast hat sich seit dem Jahr 2009 von 3.418 MW auf 3.894 MW erhöht.⁵⁹

Die E-Control schätzt, zusätzlich zum prognostizierten Stromverbrauch bis 2020, auch die Entwicklung der Lastspitze im selben Zeitraum ab. Zwischen 2012 und 2020 wird von einem durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von 150 MW ausgegangen. Im Jahr 2020 liegt entsprechend jener Prognosen die Spitzenlast über 12.000 MW (vgl. Abbildung 72). Die Prognosen zur Entwicklung der Lastspitze werden dabei den Prognosen der Kraftwerksleistung gegenübergestellt. Im Szenario 1 werden dabei bereits in Bau befindliche Kraftwerke berücksichtigt, während im Szenario 2 zusätzlich auch eingereichte Projekte miteinbezogen werden. Die entsprechenden Prognosen weisen damit bis 2020 auf keine Versorgungsprobleme hin (vgl. E-Control, 2012a:8).⁶⁰

Abbildung 72: Prognostizierte Lastspitze und Kraftwerks-Leistungsmaxima in Österreich bis 2020



Quelle: E-Control (2012a:8)

Abbildung 22 zeigt die mit Hilfe von Demand Response beabsichtigten Wirkungen. Im Allgemeinen muss differenziert werden, ob die Last zu Spitzenzeiten in Schwachlastzeiten verschoben wird oder ein Teil der Spitzenlast „eingespart“ und damit nicht in Schwachlastzeiten kompensiert wird (vgl. Abbildung 22). In den E-CONGRID-Szenarien wird die Annahme getroffen, dass der Stromverbrauch von den Hochtarif- in Niedrigtarifzeiten verschoben und damit zu einem geeigneten d.h. früheren oder späteren Zeitpunkt

⁵⁹ Vgl. <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik>; Belastungsablauf der Jahre 2009-2012, öffentliches Netz.

⁶⁰ Abhängig davon inwieweit geplante Projekte auch umgesetzt werden.

nachgefragt wird. Ein Nutzeneffekt, der sich aus der Verschiebung der Spitzenlast ergibt, kann als „verzögerte Investitionen in Erzeugungskapazitäten“ dargestellt werden.

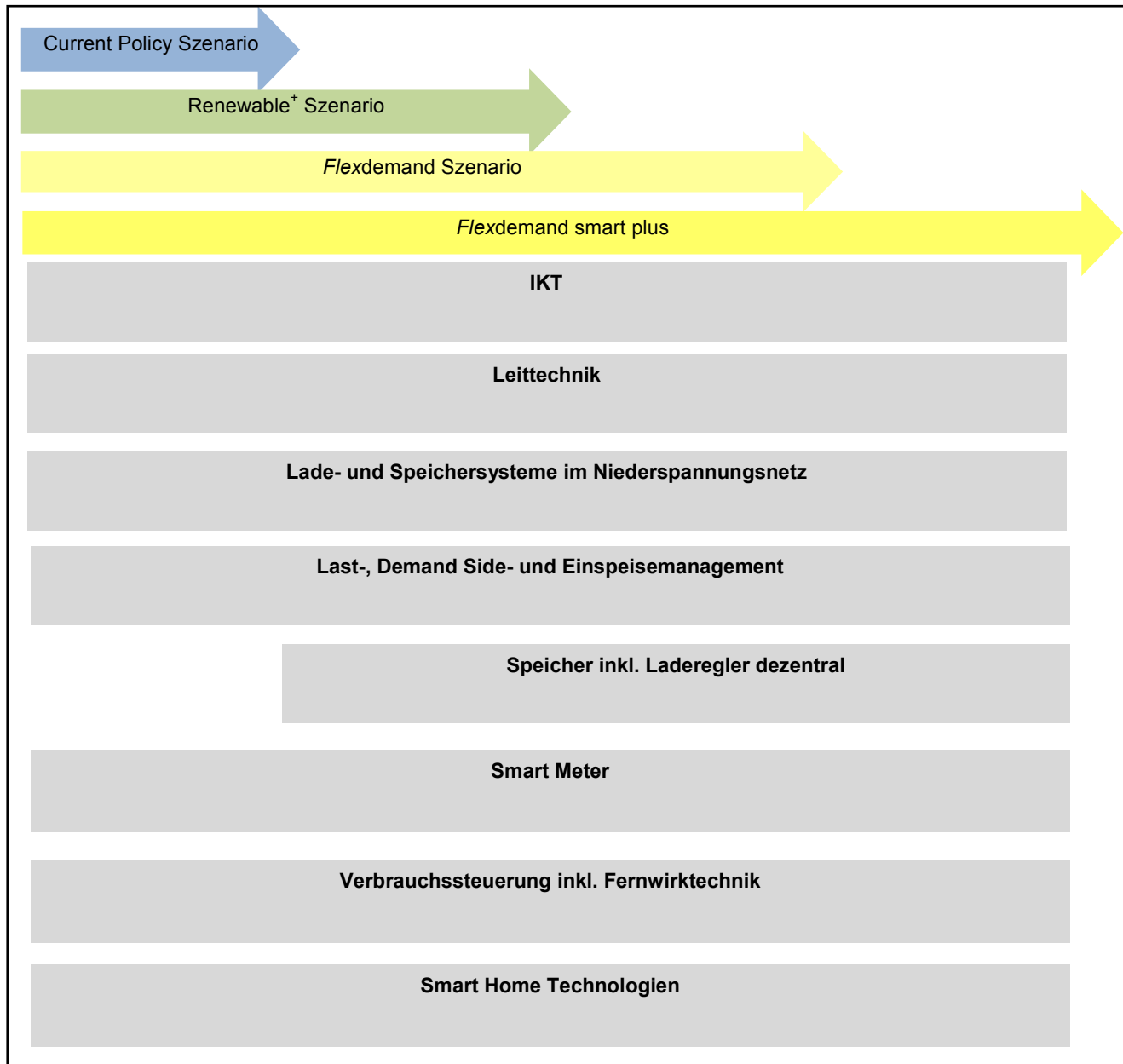
Zur Erzielung des Nutzeneffekts verzögerte Investitionen in Erzeugungskapazitäten sind in den smarten Migrationspfaden folgende technische Komponenten relevant: IKT, Leittechnik, Lade- und Speichersysteme im Niederspannungsnetz für die Elektromobilität, Last, Demand Side- und Einspeisemanagement, Speicher inkl. Laderegler dezentral, Smart Meter, Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber und Smart Home Technologien. Die großflächige Ausstattung des Verteilernetzes mit Informations- und Kommunikationstechnologien (für eine bessere Vorhersage und Monitoring der Lasten, lokale und lastnahe Erzeugungsoptimierung) trägt zu einer Verzögerung der Investitionen in zentrale Erzeugungskapazitäten bei.

Die verstärkte Einbindung von Ortsnetzstationen in die Leittechnik, die netzunterstützende Integration von Elektrofahrzeugen (z. B. Vehicle-to-Grid-Konzepte), Optimierung des Erzeugungsbetriebes von dezentralen Anlagen, effiziente Steuerung bzw. Regelung des Verbrauchs der Kunden (gewährleistet über Last-, Demand Side- und Einspeisemanagement, Smart Meter und Smart Home Technologien, Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber und dezentralen Speichern) tragen ebenfalls zu verzögerten Investitionen in Erzeugungskapazitäten bei (vgl. Abbildung 73).

In den smarten Migrationspfaden können – verglichen mit den konventionellen Migrationspfaden – Investitionen in Erzeugungskapazitäten zeitlich nach hinten verschoben bzw. reduziert werden. Einerseits kann die Spitzenlast reduziert und andererseits der Verbrauch an die volatile Erzeugung angepasst werden. Damit kann eine Verringerung des Gesamtstromverbrauchs in den smarten Migrationspfaden erzielt werden, dies wiederum führt dazu, dass Spitzenlastkraftwerke in einem geringeren Umfang bereitgehalten werden müssen⁶¹.

⁶¹ Durch den hohen Anteil dezentraler Energieversorgung stellen zentrale Großkraftwerke auch in Zukunft das Rückgrat eines funktionierenden Energieversorgungssystems dar. Die Abstimmung des Stromverbrauchs mit der dezentralen Erzeugung führt zu einem verringerten Bedarf an Ausgleichs- und Regelenergie aus zentralen Kraftwerken und damit zu verzögerten Investitionen in Erzeugungskapazitäten.

Abbildung 73: Szenarien und Technologien zur Erzielung des Nutzeffekts verzögerte Investitionen in Erzeugungskapazitäten

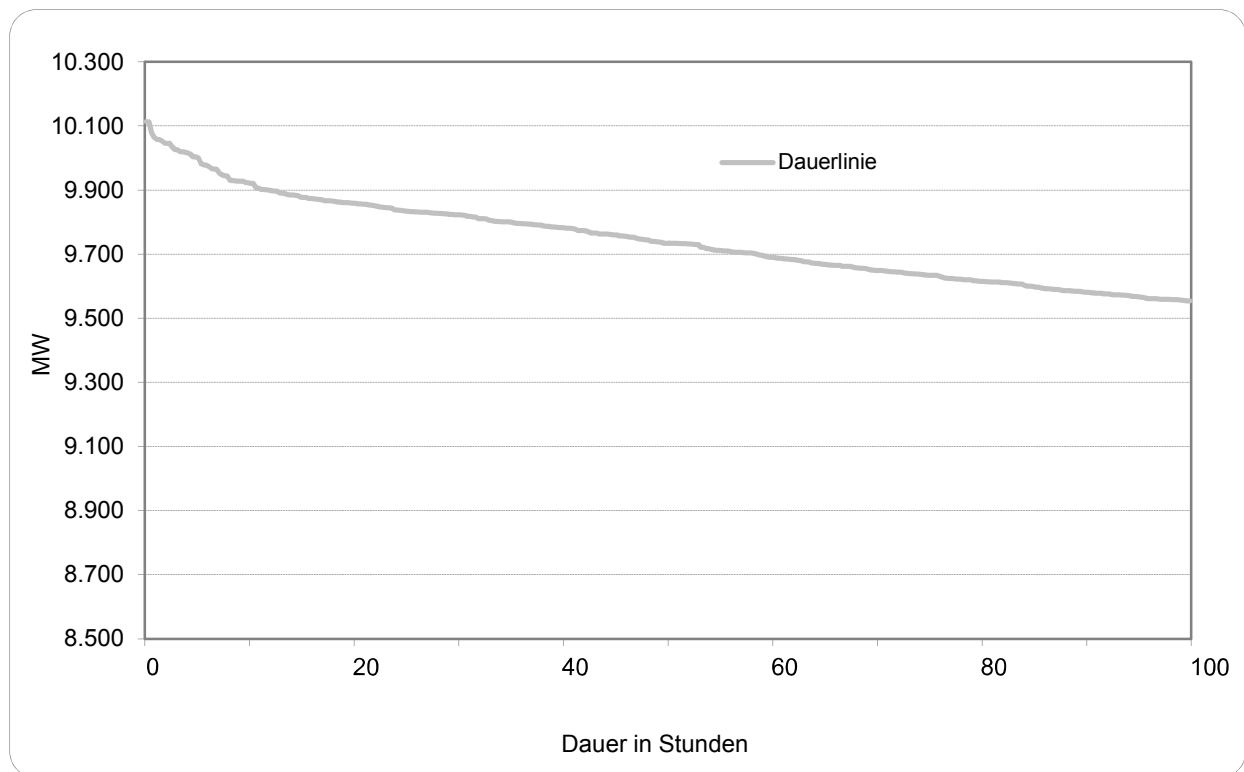


Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 74 zeigt auszugsweise den Lastverlauf der 100 Stunden mit der höchsten Last (Netzlast im öffentlichen Netz) im Jahr 2012. Am 7. Februar 2012 wurde zwischen 11.15 und 11.30 Uhr die Spitzenlast mit 10.113 MW erreicht. Bereits eine viertel Stunde später sank die benötigte Höchstlast auf 9.965 MW (11.45-12.00) und damit um knapp 149 MW. In den Abendstunden des 7.2.2012 wurde mit einer Leistungsspitze von 10.112 MW zwischen 17.45 und 18.00 Uhr wiederum ein Höchststand erreicht, ab 18.30 Uhr sank die benötigte Leistung auf unter 9.930 MW ab.⁶²

⁶² Vgl. Belastungsablauf E-Control, 2012, <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2012>.

Abbildung 74: Auszug Dauerlinie Netzlast – Strom (2012) in Österreich



Quelle: E-Control⁶³; eigene Darstellung

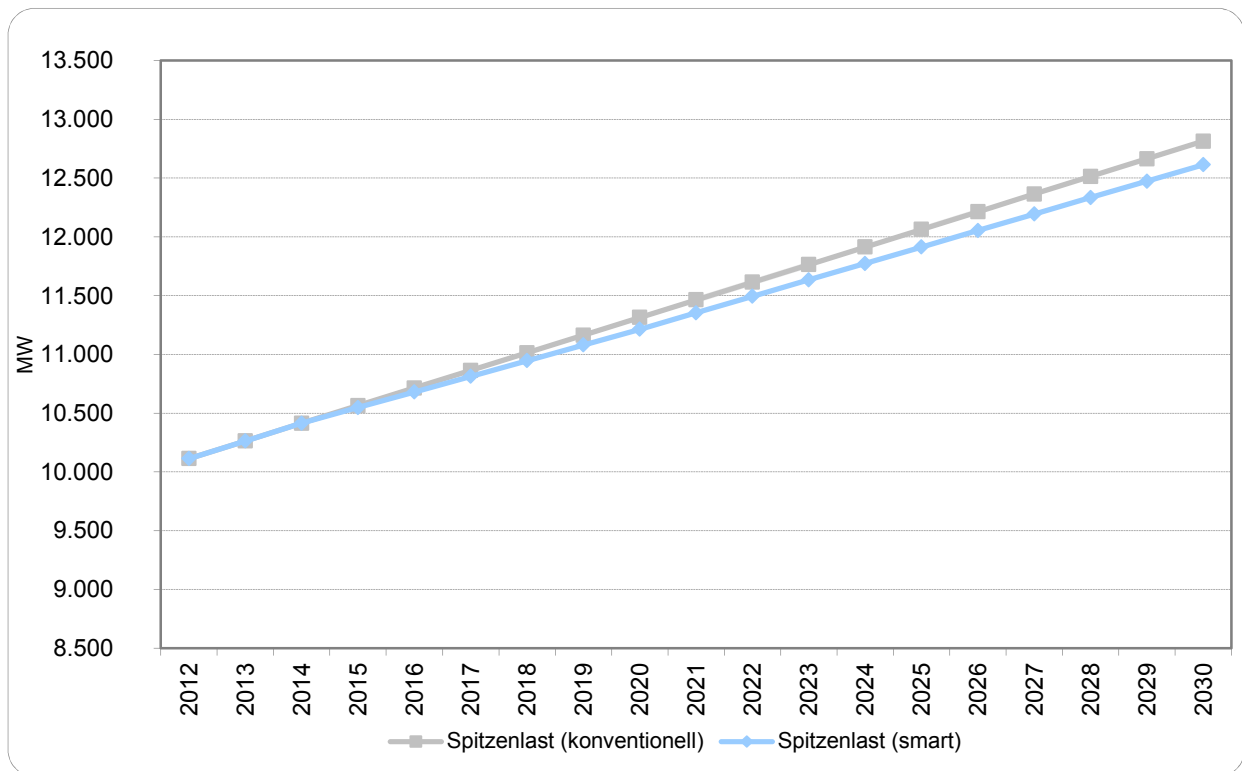
Insgesamt wird im Current Policy (Renewable⁺)⁶⁴ Szenario ein Lastverschiebepotential von 100 MW (Migrationspfad smart) angenommen, das entspricht ca. 1 % der Spitzenlast im Jahr 2012. Die letzten 100 MW an Leistung wurden im Jahr 2012 nur für 4,5 Stunden d.h. nur 0,05 % der Zeit benötigt und stellen damit – aus ökonomischer Perspektive – ineffiziente Erzeugungskapazitäten dar.

Für die Entwicklung der Spitzenlast (Migrationspfade konventionell) wird ein jährlicher Anstieg der Spitzenlast von 150 MW (entsprechend E-Control, 2012:8) angenommen. Die jährliche Zunahme an Spitzenlast bezieht sich dabei auf den Zeitraum 2012-2030. Abbildung 75 stellt die Entwicklung der Spitzenlast den Szenarien Current Policy und Renewable⁺ für die beiden Migrationspfade konventionell und smart dar. In den Szenarien Current Policy und Renewable⁺ kann, auf Basis der eingesetzten Technologien und Funktionalitäten (vgl. Abbildung 73) im smarten Migrationspfad, die Spitzenlast mittels Demand Response Programme um 100 MW (bis 2020) und insgesamt um 200 MW (bis 2030) verringert werden. Ein derart niedrig angesetztes Demand Response Potential (über alle Sektoren) erscheint aufgrund der ausführlichen Literaturrecherche als durchaus plausibel und im mittelfristigen Zeitraum auch umsetzbar.

⁶³ Vgl. Belastungsablauf E-Control, 2012, <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2012>.

⁶⁴ Hinsichtlich des Lastverschiebepotentials kommt es zwischen den Szenarien Current Policy und Renewable⁺ zu keiner Differenzierung (vgl. Abschnitt 3.2).

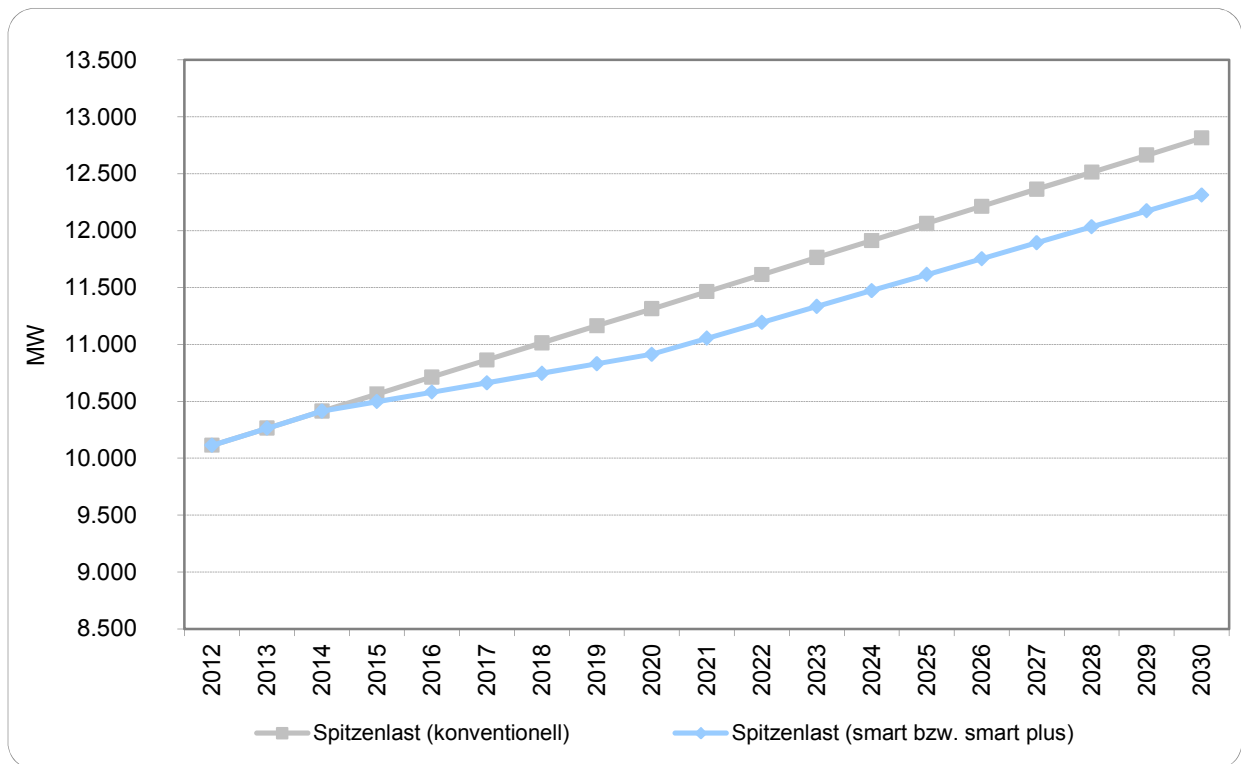
Abbildung 75: Entwicklung der Spitzenlast im Szenario Current Policy (Renewable+) bis 2030; Migrationspfade smart und konventionell



Quelle: eigene Darstellung

Im ECONGRID Szenario *Flexdemand* wurde ein ambitioniertes Lastverschiebepotential von 400 MW (bis zum Jahr 2020) bzw. 500 MW (bis zum Jahr 2030) festgelegt und wird in beiden Migrationspfaden (smart und smart plus) erreicht. Die Entwicklung der Spitzenlast im Szenario *Flexdemand* für die unterschiedlichen Migrationspfade ist in Abbildung 76 abgebildet.

Abbildung 76: Entwicklung der Spitzenlast im Szenario Flexdemand bis 2030, Migrationspfade smart/smart plus und konventionell



Quelle: eigene Darstellung

Für die Berechnung des Nutzeneffekts „Verzögerte Investitionen in Erzeugungskapazitäten“ wird von durchschnittlichen jährlichen Kapitalkosten von 80 €/kW⁶⁵ ausgegangen. Die Berechnungen erfolgen in Anlehnung an Faruqi et al. (2009). Die Reduktion der Spitzenlast führt dazu, dass Spitzenlastkraftwerke (in Österreich tendenziell Gaskraftwerke und Pumpspeicher) in geringerem Ausmaß eingesetzt bzw. benötigt werden. Diese Schlussfolgerung konnte auch durch eine Studie zu Smart Metern in Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz bestätigt werden: Simulationen für die Schweiz ergaben, dass durch die Reduktion der Spitzenlast die Produktion von Strom aus typischen Spitzenlastkraftwerken und damit Pumpspeicher- und Gaskraftwerke verdrängt werden (vgl. Bundesamt für Energie BFE, 2012:334f).

Tabelle 10 fasst die wesentlichen Annahmen in den einzelnen Szenarien nochmals zusammen. Der Nutzeneffekt „Verzögerte Investitionen in Erzeugungskapazitäten“ führt über den Zeitraum 2014-2030, in Abhängigkeit der Szenarien, zu einem Nutzeneffekt in der Höhe von € 118 Mio. bis € 378 Mio.

⁶⁵ Faruqi et al. (2009:14) ziehen für die Berechnung jährliche Kapazitätskosten von 87,12 €/kW heran.

Tabelle 10: Verzögerte Investitionen in Erzeugungskapazitäten – ECONGRID-Szenarien⁶⁶

	Verzögerte Investitionen in Erzeugungskapazitäten			
	Current Policy	Renewable ⁺	Flexdemand	Flexdemand _{spk}
DSM (MW) smart/smart plus	2020: 100 MW 2030: 200 MW		2020: 400 MW 2030: 500 MW	
Ø jährliche Kapitalkosten	80.000 €/MW/Jahr			
Nutzeneffekt 2014-2030 (in Mio. € gerundet)	118		378	

Quelle: eigene Darstellung

6.3.5 Verzögerte Investitionen im Verteilernetzbereich

Für den in diesem Abschnitt betrachteten Nutzeneffekt („Verzögerte Investitionen im Verteilernetzbereich“) sind folgende technische Komponenten von Relevanz: IKT, Leittechnik, Last, Demand Side- und Einspeisemanagement, Speicher inkl. Laderegler dezentral, Smart Meter, Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber und Smart Home Technologien.

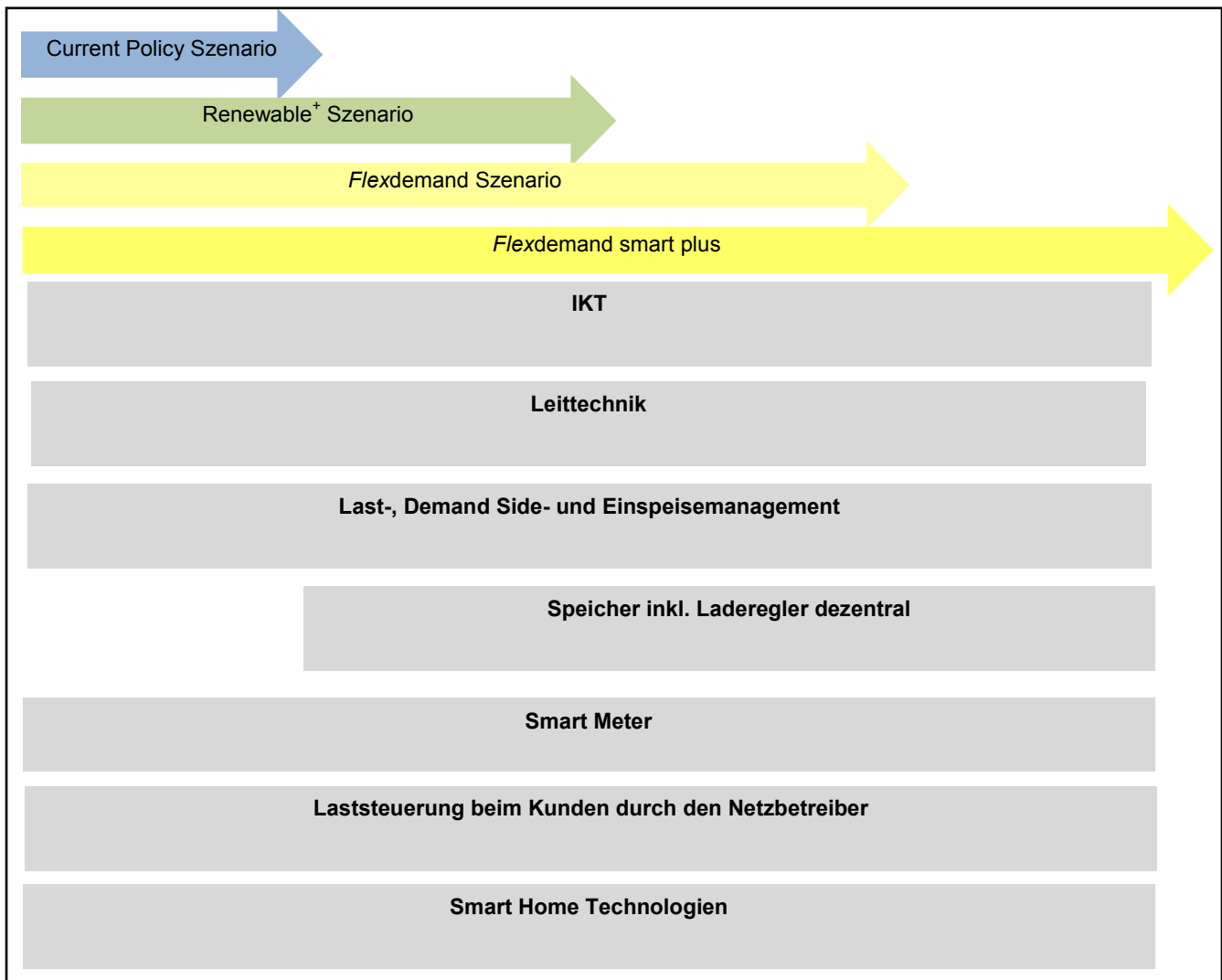
Durch den großflächigen Einsatz von IKT lässt sich der Erweiterungs- und Ausbaubedarf in den Verteilernetzen zeitlich nach hinten verschieben. Es können Lasten besser vorhergesagt werden und sowohl die konventionelle, zentrale Einspeisung in die Verteilernetze als auch dezentrale Einspeisung aufeinander abgestimmt und hinsichtlich der vorrangigen Nutzung erneuerbarer Energiequellen optimiert werden. Die Einbindung der Ortsnetzstationen in die Leittechnik trägt aufgrund der dann detailliert vorhandenen Informationen (Betriebszustand der Komponenten und bessere Wartung, ...) auch zum Nutzen „Verzögerte Investitionen in Verteilernetze“ bei.

Eine Optimierung der Erzeugungs- und Verbrauchssituation verschiebt den Zubau der Umspannwerke und Schaltanlagen in den smarten Migrationspfaden zeitlich nach hinten. In der Mittel- und Niederspannung kann der Ausbau- und Erneuerungsbedarf von Leitungen (Kabel- und Freileitungen) ebenfalls zeitlich verschoben werden, dies trifft auch auf den Ortsnetzstationszubau und die Transformatorverstärkung zu. Die Einbindung der Technologien Last-, Demand Side- und Einspeisemanagement, Smart Meter und Smart Home Technologien, Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber sowie der Einsatz von Speichern inkl. Laderegler koordinieren und optimieren in Kombination mit der IKT ebenfalls die Last- und Erzeugungssituation wodurch der Ausbaubedarf im Verteilernetzbereich in den smarten Varianten zeitlich verschoben werden kann (vgl. Abbildung 77).

Bei den „Verzögerten Investitionen im Verteilernetzbereich“ handelt es sich um wirtschaftliche Nutzeneffekte, welche direkt über die Kostenbewertung abgebildet werden.

⁶⁶ Die Werte für das Demand Side Management stellen die zusätzlichen Einsparungen der Migrationspfade smart (smart plus) dar. In den konventionellen Migrationspfaden erfolgt keine Lastverschiebung.

Abbildung 77: Szenarien und Technologien zur Erzielung des Nutzeffekts verzögerte Investitionen im Verteilernetzbereich



Quelle: eigene Darstellung

6.3.6 Reduzierte Betriebs-, Instandhaltungs- und Instandsetzungskosten im Verteilernetzbereich

Die IKT, Lade- und Speichersysteme im Niederspannungsnetz, Speicher inkl. Laderegler dezentral, Smart Meter und Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber wurden als relevante Technologien identifiziert, damit es zu einer Reduktion der Betriebs-, Instandhaltungs-, und Instandsetzungskosten im Verteilernetzbereich kommt.

In den smarten Migrationspfaden der ECONGRID-Szenarien soll der gezielte Einsatz smarter Technologien die Betriebs-, Instandhaltungs- und Instandsetzungskosten im Verteilernetz verringern (vgl. Abbildung 78). Insbesondere der großflächige Einsatz der IKT führt zu einer besseren Vorhersage und einem effizienteren Monitoring der Lasten und ermöglicht eine Überwachung sowie Prognose des Betriebsmittelzustandes von z.B. Umspannwerken und Schaltanlagen, des Netzschutzes sowie der Leittechnik. Des

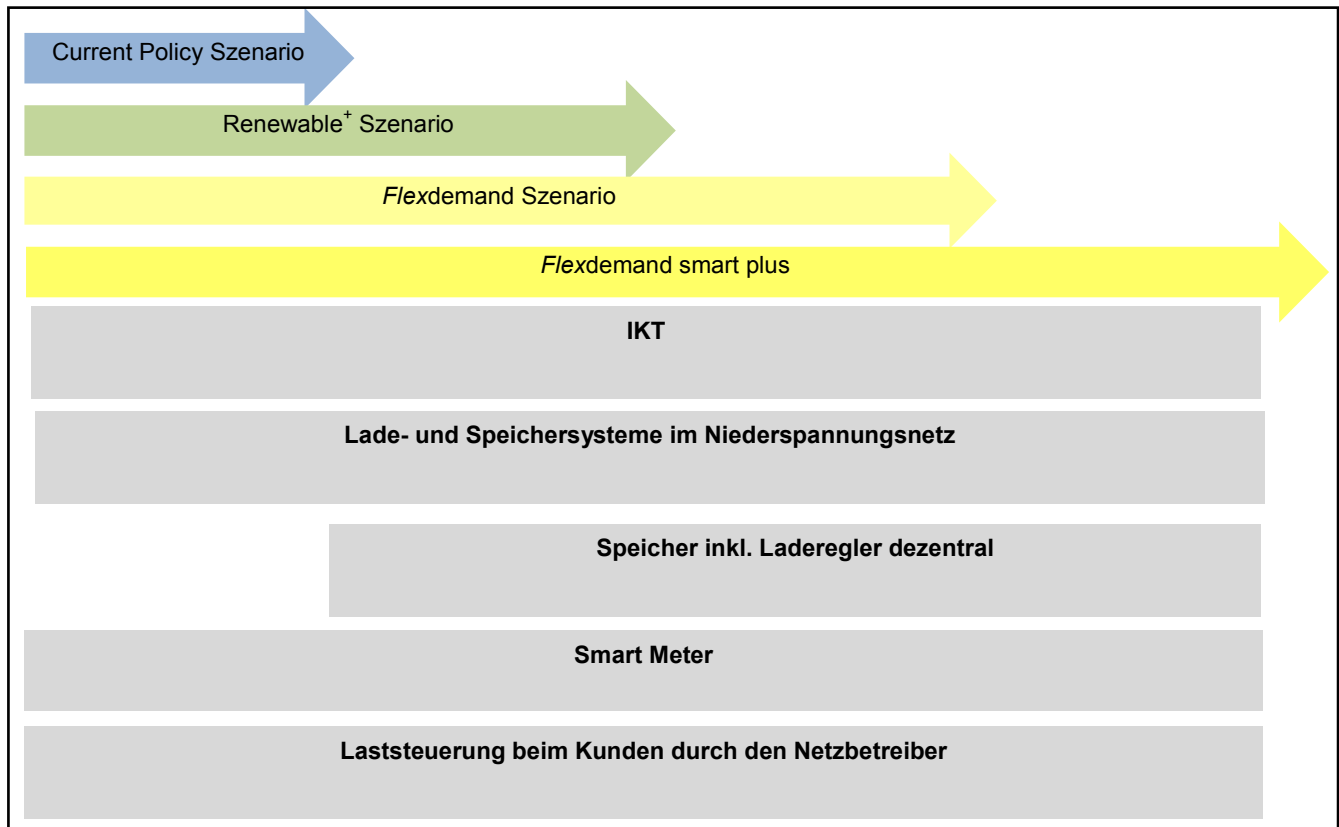
Weiteren können durch eine IKT-Anbindung die Mittel- und Niederspannungsnetze verstärkt überwacht werden und in Kombination mit einer Verbrauchs- und Erzeugungssteuerung (dezentrale Speicher, Smart Meter mit variablen Tarifen, Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber) die Auslastung und demzufolge auch die Ausfallswahrscheinlichkeit der Nieder- und Mittelspannungsnetze reduziert werden.

Vor-Ort-Kontrollen können durch Fernsteuerung und Fernkontrolle der elektrischen Anlagen reduziert werden. Eine detailliertere (zeitnahe) Kenntnis des Stromflusses (bzw. resultierenden Lastflusses) kann durch rechtzeitig mögliche Eingriffe eine Überlastung verhindern und folglich Beschädigungen in elektrischen Anlagen verringern.

Durch den angenommenen Ausbau von Smart Grids ist es möglich, die Betriebs- und Instandhaltungskosten im Verteilernetz vor allem im Bereich der Mittelspannungsnetze zu reduzieren. Entsprechend der Publikation der Europäischen Kommission (2012:50) wird erwartet, dass dieser Nutzeneffekt insbesondere durch ein besseres Monitoring, Echtzeitinformationen im Verteilernetz, bessere Auslastung der Leitungen und Transformatoren, einer verbesserten Integration von Erzeugungsanlagen, dem schnelleren Entdecken von Anomalien und der verkürzten Instandsetzungszeit auftritt.

Der gegenständliche Nutzeneffekt stellt wiederum eine Kosteneinsparung dar. Dieser wurde bei der Analyse der technischen Migrationspfade bzw. der notwendigen Investitionen detailliert berücksichtigt und wird deshalb nicht separat quantifiziert.

Abbildung 78: Szenarien und Technologien zur Erzielung des Nutzeneffekts reduzierte Betriebs-, Instandhaltungs- und Instandsetzungskosten im Verteilernetzbereich



Quelle: eigene Darstellung

6.3.7 Reduzierte Zählkosten⁶⁷

Durch die Installation von Smart Metern entfällt die manuelle Zählerablesung. Entsprechend der Intelligenten Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO werden in allen drei ECONGRID-Szenarien und allen Ausbaupfaden (konventionell, smart, smart plus) bis Ende 2019 Smart Meter konventionelle Zähler weitgehend ersetzen (vgl. Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO (2012)). Auf Basis der gesetzlichen Rahmenbedingungen werden damit auch in den konventionellen Ausbaupfaden Smart Meter die konventionellen Stromzähler ablösen. Da die Kosten-Nutzen-Analyse eine Grenzbetrachtung darstellt, unterscheiden sich die einzelnen Szenarien und Ausbaupfade hinsichtlich des Nutzeneffekts „reduzierte Zählkosten“ nicht – in der Grenzbetrachtung hebt sich damit der Nutzeneffekt auf. Für die Bewertung spezifischer Nutzeneffekte welche durch die Installation von Smart Metern entstehen kann auf die Studien von PricewaterhouseCoopers Österreich (2010) sowie Capgemini Consulting Österreich AG (2010) verwiesen werden. Jene Studien bewerten die Kosten- und Nutzeneffekte einer österreichweiten Einführung von Smart Metern und befassen sich dabei auch mit den Effekten hinsichtlich einer

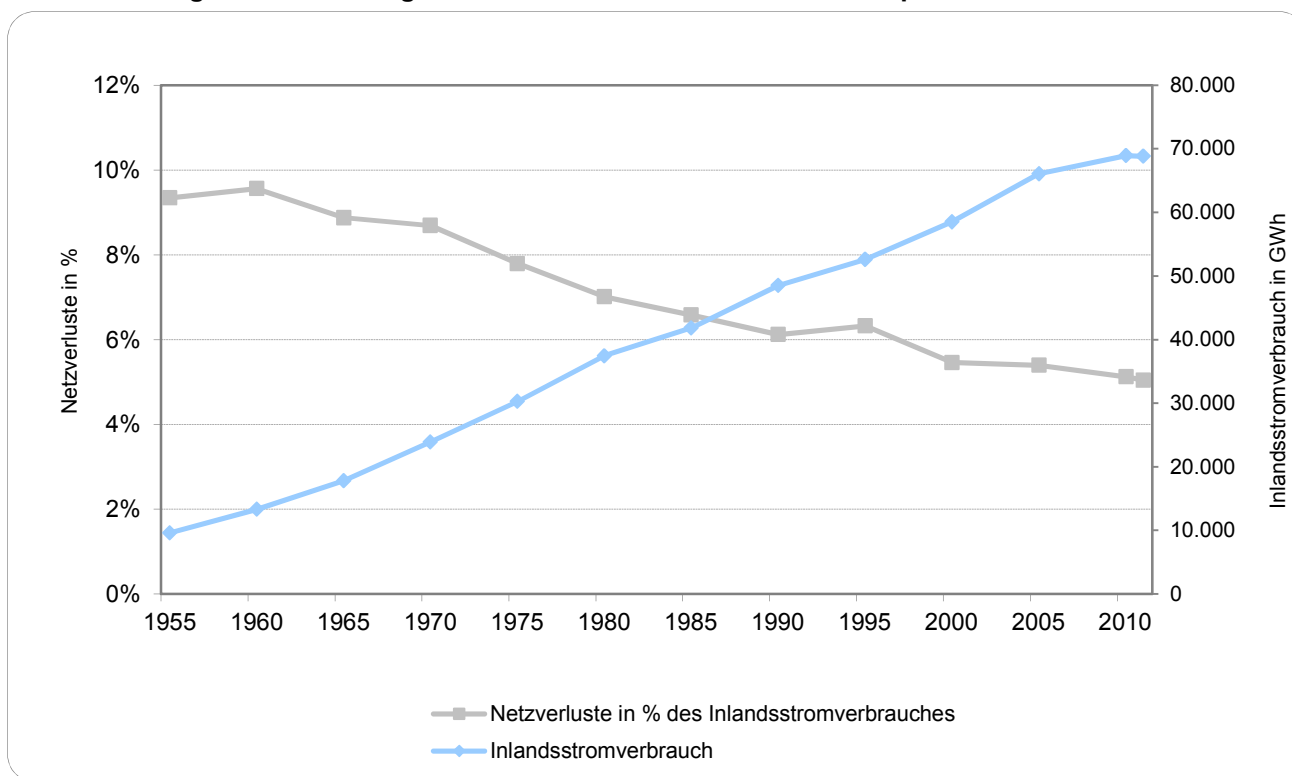
⁶⁷ Zählkosten inkludieren alle Aufwendungen, die mit der Erfassung, Ablesung, Verarbeitung und Auswertung der Erfassung und Messung des Energieverbrauchs anfallen.

effizienteren Zählerablesung sowie eines effizienteren Lieferantenwechsels. Diese Nutzeneffekte wurden im Rahmen des Projekts ECONGRID nicht gesondert quantifiziert.

6.3.8 Reduktion der Netzverluste

Die beim Transport von Strom entstehenden Verluste (sog. Netzverluste) sind abhängig von der Netzfunktion und Übertragungsebene und liegen in Österreich zwischen 1 % und 7 % der transportierten Energie (vgl. APG, 2013⁶⁸, online). Abbildung 79 stellt die Entwicklung der Netzverluste (in Prozent des Inlandsstromverbrauchs) sowie die Entwicklung des Inlandsstromverbrauchs dar. Während der Inlandsstromverbrauch über den Zeitverlauf stetig zugenommen hat und im Jahr 2011 bei 68.811 GWh lag, konnten die Netzverluste im Laufe der Zeit reduziert werden. Im Jahr 2011 betrug die Netzverluste 3.472 GWh, das entspricht ca. 5 % des Inlandsstromverbrauches.

Abbildung 79: Entwicklung des Inlandsstromverbrauchs und der prozentuellen Netzverluste



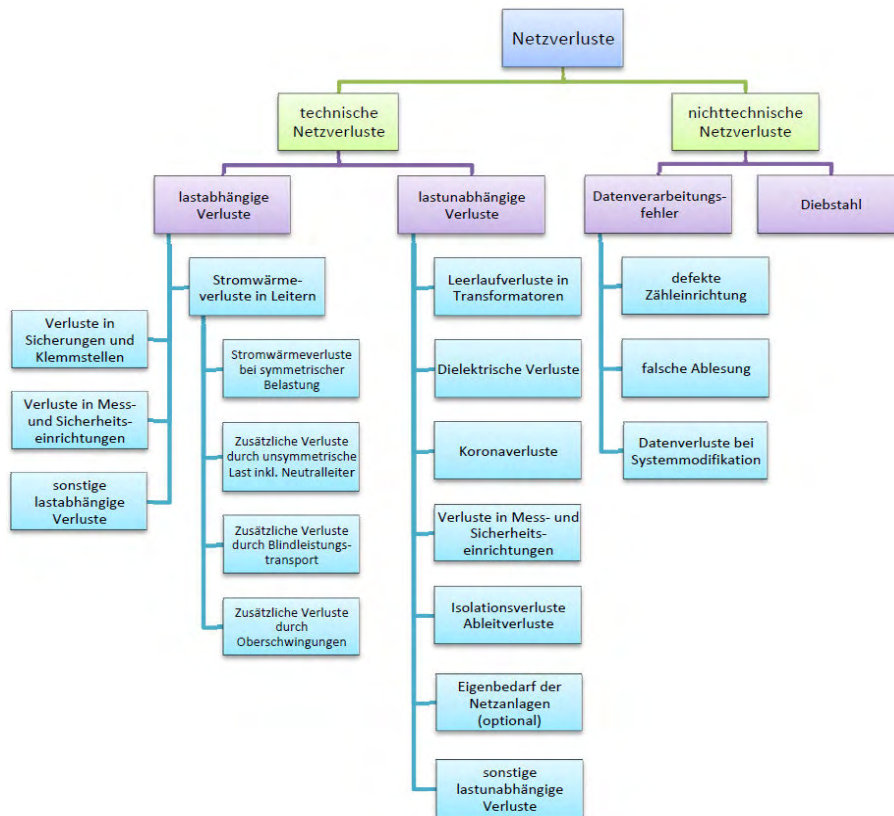
Quelle: E-Control online,⁶⁹ eigene Darstellung

Brandauer (2009) (vgl. Abbildung 80) untergliedert Netzverluste in technische sowie nichttechnische Netzverluste.

⁶⁸ <http://www.apg.at/de/markt/netzverluste>, Download am 4.4.2013 um 10.43.

⁶⁹ <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/jahresreihen>, Download am 4.4.2013 um 10.32.

Abbildung 80. Gliederung der Netzverluste



Quelle: Brandauer (2009:14)

Für die Reduktion der Netzverluste sind in den smarten Migrationspfaden folgende technische Komponenten relevant: IKT, Umspannwerke, Leitungsverstärkung und -ausbau in der Mittel- und Niederspannung, Ortsnetzstationszubau und Transformatorverstärkung, Regelbare Transformatoren, Transformatorstationen für Elektromobilität, Lade- und Speichersysteme im Niederspannungsnetz, Last, Demand Side- und Einspeisemanagement, Speicher inkl. Laderegler dezentral, Smart Meter und einer Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber.

In den smarten Migrationspfaden reduzieren eine geringere Anzahl sowie eine bessere Auslastung der Umspannwerke Netzverluste. Im Bereich der Mittel- und Niederspannung können in den smarten Migrationspfaden geringere Leitungslängen und eine bessere Auslastung der Netze zu einer Reduktion der Netzverluste führen. Dies trifft ebenso auf den Ortsnetzstationszubau sowie die Transformatorverstärkung zu, die heute bereits mittels verlustarmer Transformatoren erfolgt. Im Gegensatz dazu muss durch den Einsatz von regelbaren Transformatoren und den Transformatorstationen für Elektromobilität mit höheren Netzverlusten gerechnet werden. Die Kopplung von Lade- und Speichersystemen im Niederspannungsnetz mittels IKT reduziert die Netzverluste ebenso wie die Optimierung der Verbrauchs- und Erzeugungssituation (siehe Abbildung 81).

Allgemein kann angemerkt werden, dass durch die konstantere Auslastung und die Reduktion von Spitzenlasten im Netz die lastabhängigen Netzverluste reduziert werden können. Dies begründet sich u.a.

darin, dass diese Netzverluste quadratisch mit steigender Netzbelastung wachsen, also mit dem Quadrat der Stromstärke.

Eine Symmetrierung der Belastung der einzelnen Phasen im Bereich der Niederspannung, die u.a. durch den Einsatz einer erhöhten Leittechnik im Smart Grid erfolgen kann, kann zur Reduktion der Netzverluste führen. In Smart Grids können die Netzverluste – verglichen mit konventionellen Stromnetzen – aufgrund der Reduktion der Spitzenlast auf Verteilernetzebene und symmetrischere Belastung reduziert werden. Vor allem in der Niederspannung können durch eine Zunahme der dezentralen Stromerzeugung am Ort des Verbrauchs, der Spannungsüberwachung sowie einer Reduktion des Stromtransports in den übergelagerten Netzen Netzverluste reduziert werden (vgl. European Commission, 2012:51).

Abbildung 81: Szenarien und Technologien zur Erzielung des Nutzeffekts Reduktion der Netzverluste



Quelle: eigene Darstellung

In den konventionellen Migrationspfaden wird in allen ECONGRID Szenarien (Current Policy, Renewable⁺, Flexdemand) mit einem leichten Anstieg der Netzverluste (über alle Netzebenen) auf 5,2 % des Inlandsstromverbrauchs im Jahr 2020 bzw. auf 5,3 % im Jahr 2030 gerechnet. Ein Anstieg der Netzverluste

te ergibt sich unter anderem aufgrund des Anstiegs der Spitzenlast sowie des verstärkten Netzausbaus (regelbare Ortsnetztrafos, Transformatorstationen für E-Mobilität).

Im Current Policy Szenario, Migrationspfad smart, wird ein Rückgang der Netzverluste auf 4,6 % des Inlandsstromverbrauchs angenommen. Ein Vergleich der Migrationspfade smart und konventionell ergibt im Current Policy Szenario eine gesamte Einsparung an Netzverlusten von 6.221 GWh im Betrachtungszeitraum 2014-2030. Im Renewable⁺ Szenario, Migrationspfad smart wird ein Rückgang der Netzverluste auf 4,5 % (4,4 %) des Inlandsstromverbrauchs im Jahr 2020 (2030) angenommen. Ein Vergleich der Migrationspfade smart und konventionell ergibt im Renewable⁺ Szenario eine gesamte Einsparung an Netzverlusten von 7.539 GWh im Betrachtungszeitraum 2014-2030. Im Flexdemand Szenario, Migrationspfad smart wird mit einem Rückgang der Netzverluste auf 4,4 % (4,2 %) des Inlandsstromverbrauchs im Jahr 2020 (2030) gerechnet. Ein Vergleich der Migrationspfade smart und konventionell ergibt im Flexdemand Szenario, Migrationspfad smart, eine gesamte Einsparung an Netzverlusten von 9.139 GWh im Betrachtungszeitraum 2014-2030. Im Flexdemand Szenario, Migrationspfad smart plus, wird von einem Rückgang der Netzverluste auf 4,2 % (4,0 %) des Inlandsstromverbrauchs im Jahr 2020 (2030) ausgegangen. Ein Vergleich der Migrationspfade smart plus und konventionell ergibt im Flexdemand Szenario in Summe eine gesamte Einsparung an Netzverlusten von 11.375 GWh im Betrachtungszeitraum 2014-2030. Die Einsparungen werden mit einem gewichteten Börsenpreis von 42,3 €/MWh⁷⁰ bewertet.

Tabelle 11 fasst die wesentlichen Annahmen in den einzelnen Szenarien nochmals zusammen. Der Nutzeneffekt „Reduktion der Netzverluste“ führt über den Zeitraum 2014-2030, in Abhängigkeit der Szenarien, zu Einsparungen in der Höhe von € 176 Mio. bis € 326 Mio.

Tabelle 11: Reduktion der Netzverluste – ECONGRID Szenarien

	Reduktion der Netzverluste			
	Current Policy	Renewable ⁺	Flexdemand	Flexdemand _{spk}
Netzverluste konventionell (in % des Inlandsstromverbr.)	2011: 5 % 2020: 5,2 % 2030: 5,3 %			
Netzverluste smart (in % des Inlandsstromverbr.)	2020: 4,6 % 2030: 4,6 %	2020: 4,5 % 2030: 4,4 %	2020: 4,4 % 2030: 4,2 %	2020: 4,2 % 2030: 4,0 %
Bemerkung	Netzverluste auf allen Netzebenen			
Einsparung (GWh)	6.221	7.539	9.139	11.375
Nutzeneffekt 2014-2030 (in Mio. € gerundet)	176	216	260	326

Quelle: eigene Darstellung

⁷⁰ Für die Bewertung der eingesparten Netzverluste wurden die Future Preise der Strombörse (Phelix) herangezogen und entsprechend des Anteils der Grund- und Spitzenlast gewichtet. Stand 18.4.2013.

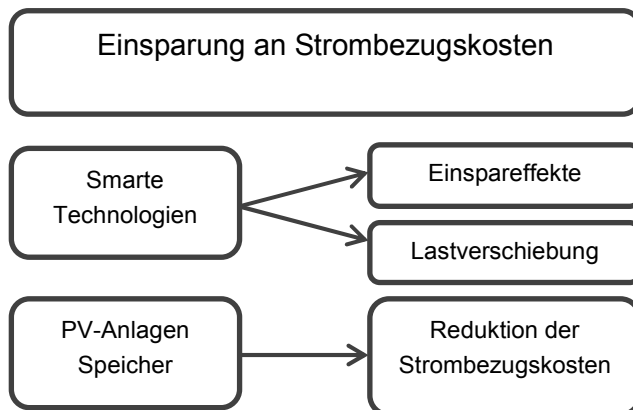
6.3.9 Einsparung an Strombezugskosten⁷¹

In den ECONGRID-Szenarien wurden drei Möglichkeiten der Einsparung an Strombezugskosten (vgl. Abbildung 82) berücksichtigt:⁷²

- Reduktion des Stromverbrauchs (Einspareffekt durch smarte Technologien und Feedbacksysteme)
- Lastverschiebung (Teilnahme an Demand Response Programmen)
- Reduktion der Strombezugskosten (Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils von Strom und Bezug aus den dezentralen Speichern)

Nicht berücksichtigt wurde ein verringerter Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz durch den Einsatz von sonstigen dezentralen Erzeugungsanlagen (z.B. „Schwarmstrom Anlagen“). Aufgrund fehlender Geschäftsmodelle in Österreich ist eine mittel- bis langfristige Bewertung der Erträge aus diesen dezentralen Anlagen nur schwer abschätzbar.

Abbildung 82: Einsparung an Strombezugskosten in den ECONGRID-Szenarien



Quelle: eigene Darstellung

Die Investitionskosten für die Anschaffung der smarten Technologien, Photovoltaik-Anlagen sowie dezentralen Speichern wurden in Abschnitt 5.1 berücksichtigt.

Zur Erzielung des Nutzeneffekts „Einsparung an Strombezugskosten“ sind in den smarten Migrationspfaden folgende technische Komponenten relevant: IKT, Lade- und Speichersysteme im Niederspannungsnetz, Dezentrale Erzeugungsanlagen, Last, Demand Side- und Einspeisemanagement, Speicher inkl. Laderegler dezentral, Smart Meter, Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber und Smart Home Technologien.

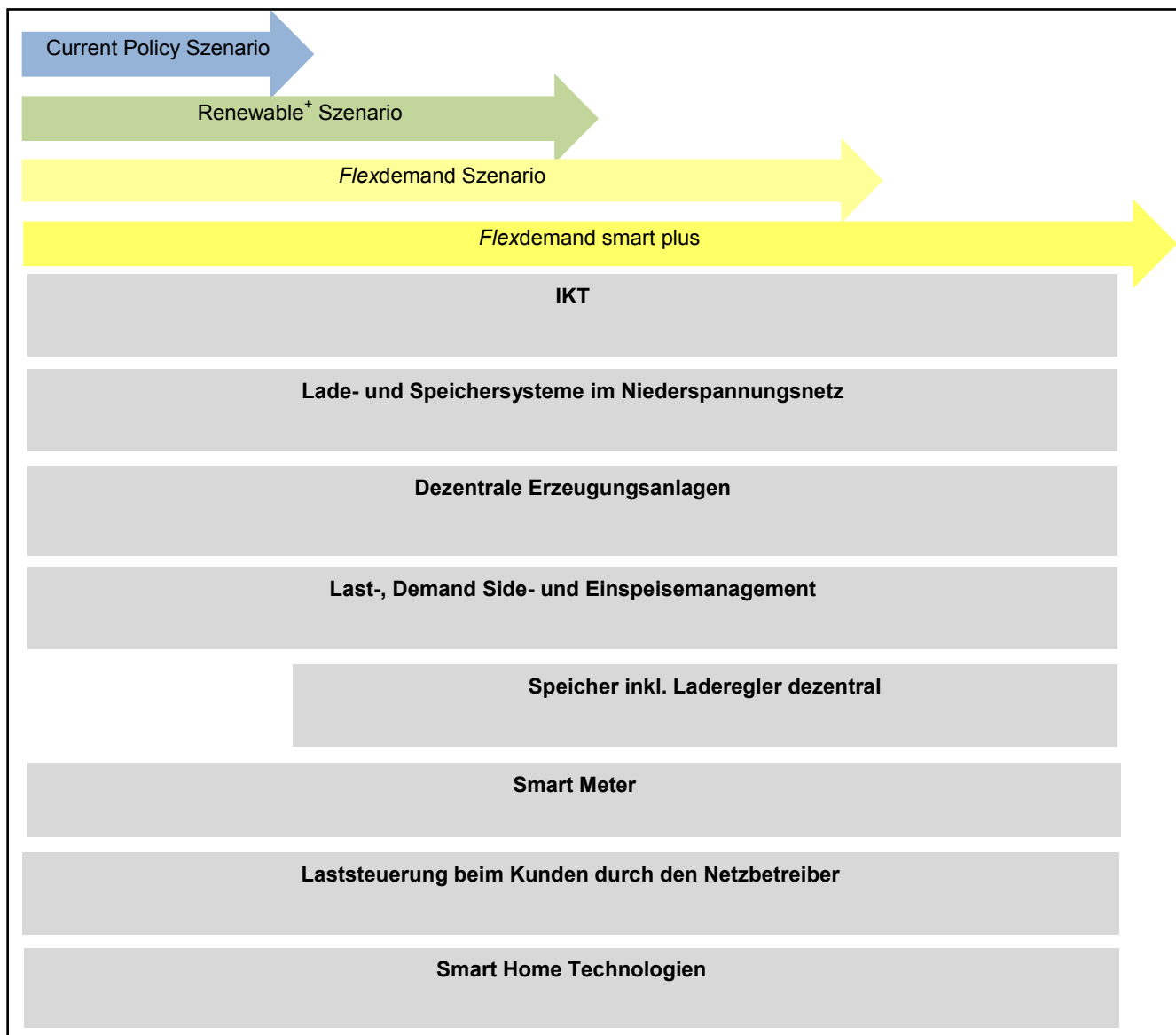
⁷¹ Im Projekt ECONGRID beziehen sich die Einsparung an Strombezugskosten auf den Strompreis der Haushaltskunden (Energiepreis, Netzegebühren, Steuern und Abgaben).

⁷² Durch eine geringe Ausstattung der Gebäude mit „Schwarmstrom-Anlagen“ kann davon ausgegangen werden, dass dem Kunden zusätzlich noch weitere Einsparungen an Strombezugskosten entstehen. Die daraus resultierenden Effekte konnten aufgrund der Nichtabschätzbarkeit der künftigen Geschäftsmodelle im Rahmen der Bewertung der ECONGRID-Szenarien jedoch nicht bewertet werden.

In den smarten Migrationspfaden der ECONGRID-Szenarien ermöglicht die IKT-Anbindung ein Verbrauchs- und Erzeugungsmanagement. In Kombination mit Smart Metern, Smart Home Technologien, dem punktuellen Einbau einer Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber und variablen Tarifen, können die Kunden ihre Strombezugskosten reduzieren.

Eine aktive zentrale und dezentrale Speicherbewirtschaftung kann zum Beispiel durch Nutzung dynamischer Tarife zu verringerten Strombezugskosten beim Kunden und/oder beim Elektrizitätsunternehmen führen. Der Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen verringert den Strombezug aus dem übergelagerten Netz und in Kombination mit dezentralen Speichern (inkl. Laderegler) kann der Eigenverbrauchsanteil bei den Einzelverbrauchern weiter erhöht werden. Wird der lokal produzierte Strom an Ort und Stelle verbraucht, ist kein Stromtransport im übergeordneten Netz notwendig; in Zeiten eines hohen Anteils an dezentraler Erzeugung werden Transportkosten minimiert und somit auch die Kosten für den Verbrauch elektrischer Energie für den Kunden gesenkt. Die Reduktion des Stromverbrauchs sowie der Spitzenlast können für den Kunden zu Stromkosteneinsparungen führen (European Commission, 2012:52).

Abbildung 83: Szenarien und Technologien zur Erzielung des Nutzeneffekts Reduktion der Strombezugs-kosten



Quelle: eigene Darstellung

Einsparung an Strombezugs-kosten (Smarte Technologien)⁷³

Die Einspareffekte für Smart Meter und Feedback Systeme (z.B. In-Home-Displays) wurden in Rahmen zahlreicher Studien und Pilotprojekte untersucht und mit bis zu 15 % beziffert. Pilotprojekte in Deutschland und Österreich weisen allerdings auf ein deutlich geringeres Einsparpotential im einstelligen Prozentbereich hin (vgl. Abschnitt 6.1.1). Während in den ECONGRID-Szenarien allgemein mit einem Stromverbrauchsanstieg im Zeitraum 2014-2030 gerechnet wird (vgl. Abschnitt 3.2), können relativ betrachtet, in den smarten Migrationspfaden durch den Einsatz smarterer Technologien Energieeinsparungen unterschiedlichen Ausmaßes erzielt werden. Die angegebenen Energieeinsparungen liegen zwischen 0,2 % und 0,6 % und beziehen sich auf den Gesamtstromverbrauch (über alle Verbrauchssektoren).

⁷³ Netto-Einsparung (smart vs. konventionell).

ren). Verglichen mit den Einsparwerten aus Abschnitt 6.1.1 erscheinen diese Werte als sehr gering. An dieser Stelle muss berücksichtigt werden, dass sich die Einsparpotentiale aus Pilotprojekten bzw. diversen Studien meist auf den Bereich der privaten Haushalte beschränken. Bezieht man die eingesparte Energiemenge in den ECONGRID-Szenarien nur auf den Bereich der privaten Haushalte liegen die Einsparungen je nach Szenario zwischen 1,4 % und 2,8 %.

Im Current Policy Szenario wird ein Einsparpotential von 0,2 % (2020) bzw. 0,3 % (2030) – bezogen auf den energetischen Endverbrauch über alle Sektoren – festgelegt; über den gesamten Betrachtungszeitraum 2014-2030 können 2.153 GWh an Strom eingespart werden. Im Renewable⁺ Szenario wird ein Einsparpotential von 0,2 % (2020) bzw. 0,4 % (2030) – bezogen auf den energetischen Endverbrauch über alle Sektoren – festgelegt; über den gesamten Betrachtungszeitraum 2014-2030 können 2.598 GWh an Strom eingespart werden. Im Flexdemand Szenario, Migrationspfad smart, wird ein Einsparpotential von 0,3 % (2020) bzw. 0,5 % (2030) – bezogen auf den energetischen Endverbrauch über alle Sektoren – festgelegt; über den gesamten Betrachtungszeitraum 2014-2030 können 3.618 GWh an Strom eingespart werden. Im Flexdemand Szenario, Migrationspfad smart plus, wird ein Einsparpotential von 0,4 % (2020) bzw. 0,6 % (2030) – bezogen auf den energetischen Endverbrauch über alle Sektoren – festgelegt; über den gesamten Betrachtungszeitraum 2014-2030 können 4.750 GWh an Strom eingespart werden, welche mit vermiedenen Strombezugskosten in der Höhe von 22 Cent/kWh bewertet werden.

Tabelle 12 fasst die wesentlichen Annahmen in den einzelnen Szenarien nochmals zusammen. Durch die Reduktion des Stromverbrauchs können über den Zeitraum 2014-2030, in Abhängigkeit der Szenarien, Einsparungen in der Höhe von € 314 Mio. bis € 703 Mio. erzielt werden.

Tabelle 12: Reduktion des Stromverbrauchs – ECONGRID-Szenarien⁷⁴

	Einsparung an Strombezugskosten (Reduktion des Stromverbrauchs)			
	Current Policy	Renewable ⁺	Flexdemand	Flexdemand _{spk}
Reduktion des Stromverbrauchs (Smart Meter, Smart Home)	2020: 0,2 % 2030: 0,3 %	2020: 0,2 % 2030: 0,4 %	2020: 0,3 % 2030: 0,5 %	2020: 0,4 % 2030: 0,6 %
Einsparung (GWh)	2.153	2.598	3.618	4.750
(Cent/kWh)	22 Cent/kWh			
Nutzeneffekt 2014-2030 (in Mio. € gerundet)	314	373	527	703

Quelle: eigene Darstellung

Zusätzlich zur Reduktion des Stromkonsums werden in den ECONGRID-Szenarien auch Einsparungen durch Lastverschiebungen berücksichtigt. Die Höhe der Lastverschiebepotentiale variiert dabei in Ab-

⁷⁴ Die Werte der Reduktion des Stromverbrauchs stellen die zusätzlichen Einsparungen der Migrationspfade smart (smart plus) im Vergleich mit den konventionellen Migrationspfaden dar. Bezogen auf den Gesamtstromverbrauch.

hängigkeit des Grads der Elektrifizierung (z.B. Elektroheizung ja/nein) bzw. der angebotenen Preisstruktur.⁷⁵

Im *Current Policy* Szenario wurde im smarten Migrationspfad ein Lastverschiebepotential von 100 MW (200 MW) bis zum Jahr 2020 (2030) festgelegt; im konventionellen Migrationspfad erfolgt keine Lastverschiebung. Dieselben Annahmen gelten auch für das *Renewable*⁺ Szenario. Im *Flexdemand* Szenario wurde in den Migrationspfaden smart und smart plus ein Lastverschiebepotential von 400 MW (500 MW) bis zum Jahr 2020 (2030) festgelegt. Zusätzlich wurde die Verschiebedauer (Stunden/Jahr) entsprechend der Dauerlinie des Jahres 2012 (vgl. Abbildung 74) festgelegt. Der Bewertung der Lastverschiebung liegt die Annahme zugrunde, dass die entsprechende Energiemenge nicht eingespart sondern zu einem späteren Zeitpunkt nachgefragt wird („valley filling“ vgl. Abbildung 22). Die in Niedrigtarifzeiten verschobene Energiemenge wird mit einer festgelegten Differenz zwischen den Base- und Peak Preisen an der Strombörse bewertet. Für die ECONGRID-Szenarien wurde die Differenz mit 5 €/kWh festgelegt, die entsprechenden Ergebnisse können damit als untere Grenze betrachtet werden.

Tabelle 13 fasst die wesentlichen Annahmen in den einzelnen Szenarien nochmals zusammen. Durch die Lastverschiebung können über den Zeitraum 2014-2030, in Abhängigkeit der Szenarien, geringfügige Einsparungen in der Höhe von € 0,05 Mio. bis € 1,17 Mio. erzielt werden.

Tabelle 13: Lastverschiebung – ECONGRID-Szenarien⁷⁶

	Einsparung an Strombezugskosten (Lastverschiebung)			
	Current Policy	Renewable ⁺	Flexdemand	Flexdemand _{spk}
Lastverschiebung MWh (MW)	2020: 500 (100) 2030: 2.200 (200)		2020: 22.000 (400) 2030: 40.500 (500)	
Differenz Base-Peak Preis (€)	5 €/MWh			
Nutzeneffekt: 2014-2030 (in Mio. € gerundet)	0,05		1,17	

Quelle: eigene Darstellung

Einsparung an Strombezugskosten (Speicher)

Private Haushalte können durch den Einsatz von dezentralen Speichern einen erhöhten Eigenverbrauchsanteil des mit Photovoltaik Anlagen erzeugten Stroms erreichen. Der durchschnittliche Eigenverbrauch von Photovoltaik Strom liegt, entsprechend einer Studie des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (2011), bei nur 20 %. Mit einem aktiven Verbrauchermanagement und einer bedarfsge rechten Anlageplanung können höhere Werte (bis ca. 40 %) erreicht werden; durch den Einsatz von

kleinen bis mittleren Speichern kann die Eigenverbrauchsquote deutlich erhöht (40-96 %) und damit der Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz reduziert werden. Für betroffene Haushalte sinken demzu-

⁷⁵ Vergleich dazu Abschnitt 6.1.1.

⁷⁶ Die Werte für die Lastverschiebung stellen die Einsparungen der Migrationspfade smart (bzw. smart plus im Szenario *Flexdemand*) dar. In den konventionellen Migrationspfaden erfolgt keine Lastverschiebung.

folge die Strombezugskosten aus dem öffentlichen Netz. In den ECONGRID-Szenarien wurde in den Berechnungen ein Strombezugspreis (inkl. Netzegebühren, Steuern und Abgaben) von 22 Cent/kWh für private Haushalte angenommen. Beziehen die Haushalte den Strom über den Speicher, muss berücksichtigt werden, dass bei Entfall einer Speichermöglichkeit der überschüssige Solarstrom – zu einem entsprechenden Vergütungstarif – ins öffentliche Stromnetz eingespeist worden wäre. Die verminderten Erträge, welche durch die Eigennutzung und damit verminderte Einspeisung des Stroms von den Photovoltaik Anlagen entstehen werden anhand von Opportunitätskosten in der Höhe von 6 Cent/kWh berücksichtigt. Daraus ergibt sich für jede selbst verbrauchte kWh Strom ein Nutzeneffekt in der Höhe von 16 Cent/kWh.⁷⁷ Die Untersuchungen der Studie zeigten, dass derzeit die Anlagen ohne Speicher noch wirtschaftlicher sind. Im Rahmen des Projekts ECONGRID wird davon ausgegangen, dass die Rentabilität der Speicheranlagen für den Kundensektor gegeben ist (vgl. Abschnitt 5.1). Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurden Berechnungen mit aktuellen Speicherkosten bzw. Szenarien ohne Speicherdurchdringung durchgeführt (vgl. Abschnitt 7.3).

Tabelle 14 fasst die Speicherdurchdringung der ECONGRID-Szenarien in Abhängigkeit der Migrationspfade und des Implementationszeitraums zusammen. Die Speicherkapazität variiert zwischen verschiedenen Varianten und wird zwischen 2,89 kWh und 9 kWh angenommen.

Tabelle 14: Speicheranzahl – ECONGRID-Szenarien

		2014-2020	2021-2030	Insgesamt 2014-2030
Current Policy	smart	-	559.999	559.999
	konventionell	-	62.656	62.656
Renewable⁺	smart	563.732	559.999	1.123.731
	konventionell	-	125.312	125.312
Flex demand	smart	557.244	493.438	1.050.682
	smart plus	557.244	493.438	1.050.682
	konventionell	-	125.312	125.312

Quelle: eigene Darstellung

Tabelle 15 fasst die wesentlichen Annahmen in den einzelnen ECONGRID-Szenarien nochmals zusammen. Anhand des erhöhten Eigenverbrauchsanteils und dem reduzierten Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz können über den Zeitraum 2014-2030, in Abhängigkeit der ECONGRID-Szenarien, Nutzeneffekte in der Höhe von € 259 Mio. bis € 1,7 Mrd. erzielt werden.

⁷⁷ Berechnet aus der Differenz der Strombezugskosten (angenommenen durchschnittlichen Strombezugskosten von 22 Cent/kWh) abzüglich der Opportunitätskosten des nicht eingespeisten Stroms der Photovoltaikanlagen (6 Cent/kWh).

Tabelle 15: Einsparung an Strombezugskosten (Speicher) – ECONGRID-Szenarien⁷⁸

	Einsparung an Strombezugskosten (Speicher)			
	Current Policy	Renewable ⁺	Flexdemand smart	Flexdemand smart plus
Vollständige Be- und Entladung (Anzahl/Jahr)	280			
Einsparung durch Strombezug aus dem Speicher (Cent/kWh)	16 Cent/kWh			
Nutzeneffekt 2014-2030 (in Mio. € gerundet)	259	998	941	1.747

Quelle: eigene Darstellung

6.3.10 Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität

Die Energie-Control Austria erhebt seit dem Jahr 2002 bei allen österreichischen Netzbetreibern Daten zur Stromversorgungsunterbrechungen. Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung befindet sich in Österreich seit jeher auf einem hohen Niveau und ist insbesondere von atmosphärischen Einflüssen, wie beispielsweise Regen, Schnee und Gewitter gekennzeichnet (vgl. E-Control, 2012b:3). Während im Jahr 2006 heftige Schneefälle teilweise zu großräumigen Stromversorgungsunterbrechungen im Bereich des nördlichen Alpenhauptkammes führten (vgl. E-Control, 2007:1), richteten in den Jahren 2007 und 2008 die Stürme „Paula“, „Kyrill“ und „Emma“ große Schäden an (vgl. E-Control, 2009:3).

Hinsichtlich der Versorgungsunterbrechungen erfolgt eine Unterteilung in *geplante* und *ungeplante* Versorgungsunterbrechungen. Bei *geplanten* Versorgungsunterbrechungen werden Kunden im Voraus über eine Abschaltung informiert (z.B. planmäßige Arbeiten im Stromnetz), ungeplante Versorgungsunterbrechungen entstehen aufgrund äußerer Einflüsse, Anlagenausfälle oder andere Störungen⁷⁹ (vgl. E-Control, 2012b:5). Im Jahr 2006 betrug die Nichtverfügbarkeit (ASIDI)⁸⁰ insgesamt 70,45min/a (*ungeplant* 48,07 min/a) (vgl. E-Control, 2007:10). Im Jahr 2011 lag der Wert der Nichtverfügbarkeit aller Versorgungsunterbrechungen bei 48,73 min (21,26 min geplant bzw. 27,48 min ungeplant). Bezogen auf die Verfügbarkeit der Stromversorgung (Jahresstundenanzahl) ergibt das für Österreich eine Verfügbarkeit der Stromversorgung von über 99,99 % im Jahr 2011. (vgl. E-Control, 2012b:9). Tabelle 16 fasst die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechungen der Jahre 2006-2011 zusammen.

⁷⁸ Nicht berücksichtigt sind dabei mögliche Preiseffekte im Bereich der Netzgebühren. Durch einen geringeren Strombezug aus dem Netz kommt es unmittelbar auch zu einer Reduktion der von den Kunden zu bezahlenden Netzkosten auf den betroffenen Netzebenen. Da die Kosten für die Bereitstellung des Netzes vom Regulator über die Tarife abgegolten werden müssen, ist zu erwarten, dass die Netztarife – für den verbleibenden Bezug aus dem Stromnetz – angehoben werden. Diese Veränderung in den Netztarifen wurde bei der Kalkulation nicht berücksichtigt und kann ex ante für den gegenständlichen Zeitraum seriös nicht bewertet werden (vgl. Haber und Bliem, 2010).

⁷⁹ Unterbrechungsursachen unterteilen sich in atmosphärische Einwirkungen (Gewitter, Stürme, Eis, Schnee etc.), fremde Einwirkung (durch Menschen, Tiere, Baumschlägerungen etc.), Netzbetreiber intern (Fehlschaltungen, Fehlfunktionen/Ausfälle eines Betriebsmittels, Alterung, Überlastung etc.) und Versorgungsausfall/Rückwirkungsstörungen (Ausfall der vorgelagerten Spannungsebene, Ausfall der Versorgung (Erzeuger) etc.) (vgl. E-Control, 2012b:5f)

⁸⁰ Nichtverfügbarkeit ASIDI= Average System Interruption Duration Index (mittlere Unterbrechungsdauer, Bezugsgröße Transformatorleistung) (vgl. E-Control, 2012b:8)

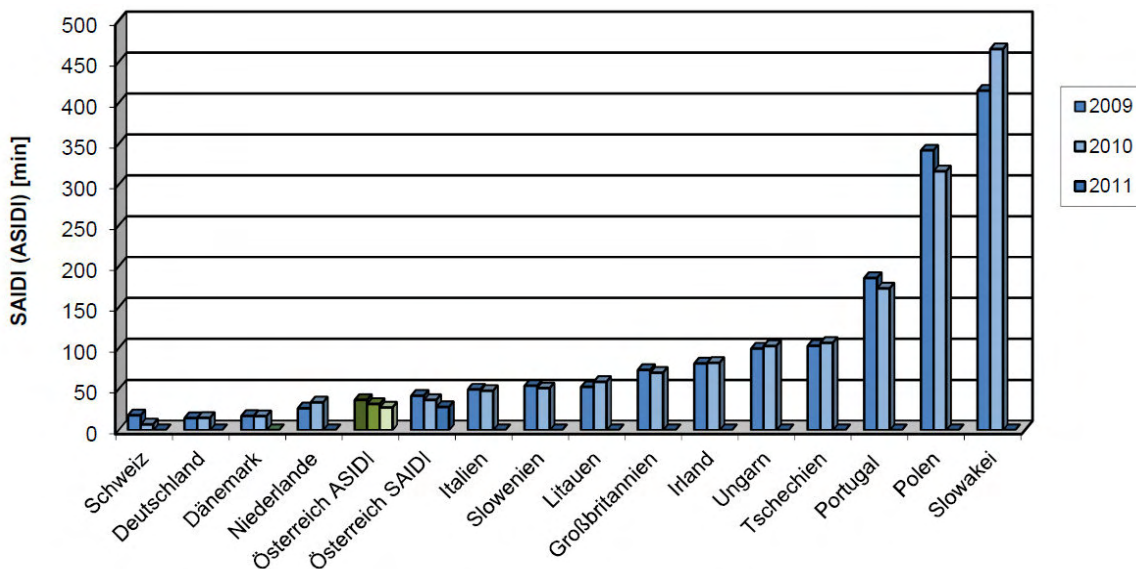
Tabelle 16: Durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechungen, 2003-2011⁸¹

Jahr	Nichtverfügbarkeit Versorgungsunterbrechungen (min)		
	geplant	ungeplant	insgesamt
2003	12,79	38,43	51,22
2004	20,69	30,33	51,02
2005	20,95	31,35	52,3
2006	22,38	48,07	70,45
2007	18,77	45,47	64,24
2008	19,58	43,69	63,26
2009	17,17	36,65	53,82
2010	19,87	31,77	51,64
2011	21,26	27,48	48,73

Quelle: E-Control (2005:2, 2006:9 2007:10, 2008:8, 2009:9, 2010:9, 2011:9, 2012b:9); eigene Darstellung

Vergleicht man die jährlich ungeplante Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung mit anderen europäischen Ländern, so spiegelt sich auch hier die hohe Versorgungssicherheit von Österreich wider (vgl. Abbildung 84).

Abbildung 84: Europäischer Vergleich der jährlich ungeplanten Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in Mittelspannungsnetzen⁸²



Quelle: E-Control (2012b:3)

⁸¹ Werte für 2003 u. 2004 beziehen sich auf den SAIDI = System Average Interruption Duration Index (Mittlere Unterbrechungsdauer, Bezugsgröße Anzahl der Netzbenutzer (vgl. E-Control, 2012b:8). Werte 2005-2011 ASIDI.

⁸² SAIDI, für Österreich auch ASIDI.

Großflächige Versorgungsunterbrechungen verursachen hohe volkswirtschaftliche Kosten. Mittlerweile gibt es international zahlreiche Studien und Untersuchungen zur Ermittlung der Ausfallkosten bzw. der Zahlungsbereitschaft zur Vermeidung von Blackouts.⁸³

Haber (2005) errechnete die Schadenskosten einer einstündigen Versorgungsunterbrechung mit rund € 69,6 Mio., Brauner (2003) gab die Kosten, unter Einschluss aller Netzebenen, mit € 50 Mio. an. Bliem (2006) berechnete, unter Verwendung eines makroökonomischen Ansatzes, Kosten einer einstündigen Versorgungsunterbrechung von € 60 Mio. Bliem (2007) ermittelte zur Vermeidung einer einstündigen Versorgungsunterbrechung eine Zahlungsbereitschaft in der Höhe von € 5,29/kWh (Haushalte) sowie € 13,17/kWh für Unternehmen. Daraus ergibt sich ein Schadenswert von € 73 Mio. für einen einstündigen Blackout.

Reichl und Schmidthaler (2011:91) bewerten das Gut der Versorgungssicherheit auf Basis der Analyse der Ausfallkosten (von Unternehmen, Einrichtungen und Institutionen) sowie der Zahlungsbereitschaft privater Haushalte zur Vermeidung großflächiger Versorgungsunterbrechungen. Für das Bundesland Wien werden die Schäden eines Blackout Szenarios⁸⁴ für eine Versorgungsunterbrechung von einer Stunde mit mehr als € 61 Mio. angegeben (vgl. Reichl und Schmidthaler, 2011:79). Österreichweit wird der Schaden für denselben Zeitraum mit mehr als € 148 Mio. beziffert. Ein Blackout von 25 Stunden, so die Autoren, führe österreichweit zu Schäden im Ausmaß von ca. € 948 Mio. Dabei sind eine verminderte Wertschöpfung sowie Schäden privater Haushalte, zurückzuführen auf Nutzeneinbußen, Komfortverluste und direkte Schäden wie beispielsweise verdorbene Lebensmittel berücksichtigt. Im Durchschnitt belaufen sich die Ausfallsschäden auf € 36 Mio. pro Stunde. Der Value of Lost Load⁸⁵ liegt bei Nicht-Haushalten⁸⁶ bei 5,2 €/kWh sowie bei 1,7 €/kWh bei Haushalten und damit deutlich über den Strombezugskosten. (vgl. Reichl und Schmidthaler, 2011:242)

Eine technische Analyse der smarten Migrationspfade zeigt, dass die IKT, Schaltanlagen, Leittechnik, Regelbare Ortsnetztransformatoren, Lade- und Speichersysteme im Niederspannungsnetz, Speicher inkl. Laderegler dezentral, Smart Meter und Smart Home Technologien einen Beitrag zur Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit leisten können.

In den smarten Migrationspfaden der ECONGRID-Szenarien ermöglicht die großflächige IKT-Anbindung zusätzlich zu einer besseren Vorhersage und einem Monitoring eine raschere Lokalisierung von Stromausfällen und somit kürzere Ausfallszeiten. Die Einbindung einer höheren Anzahl von Ortsnetzstationen in die Leittechnik ermöglicht eine verbesserte Überwachung und somit eine Reduktion der Reaktionszeit zur Fehlerbehebung sowie eine durch das Monitoring bedingte Steigerung der Versorgungszuverlässigkeit. Andererseits wird die Integration von Verbraucheranlagen in ein übergeordnetes Betriebskonzept im Verteilernetz ermöglicht. Der Einsatz von regelbaren Transformatoren sowie die laufende Erfassung der Spannung im Verteilernetz und die aktive Regelung führen zu einer Erhöhung der Spannungsqualität

⁸³ Für eine Literaturübersicht siehe Bliem (2007) sowie Reichl et al. (2011).

⁸⁴ Eintritt des Ereignisses am 16.01.2008 um 10.00 Uhr.

⁸⁵ Wert einer nicht gelieferten kWh Strom.

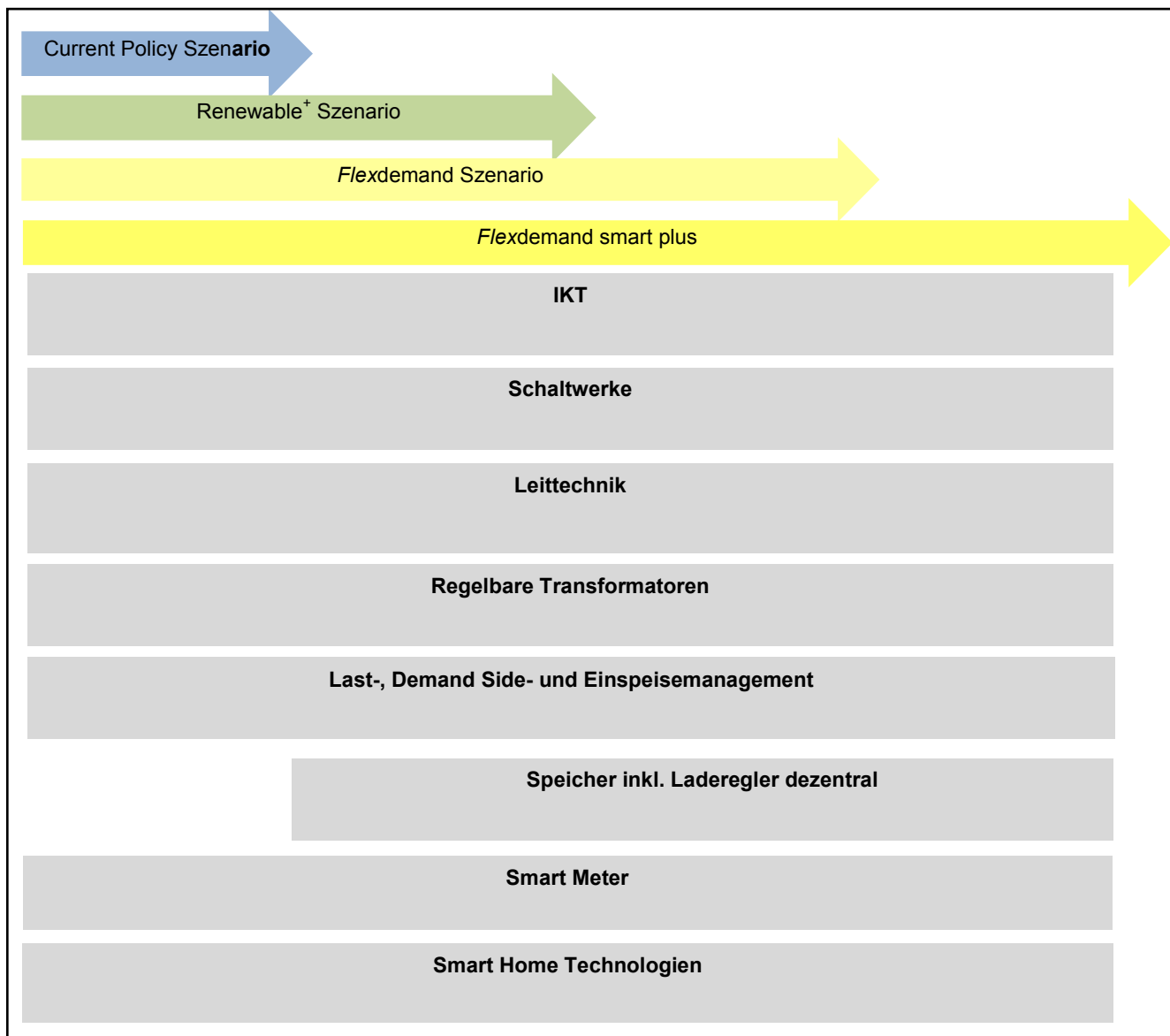
⁸⁶ Unternehmen, Institutionen und Einrichtungen.

und über die Erfassung dieser kann es ebenfalls zu einer Steigerung der Versorgungszuverlässigkeit kommen.

Die Implementierung eines Last-, Demand-Side- und Einspeisemanagements ermöglicht die Anpassung der Last- und Erzeugungssituation und kann die Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität erhöhen. Der Einsatz dezentraler Speicher trägt ebenso zu einer Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit für die Kunden bei. Smart Meter agieren als „Augen im Netz“ und können damit einen Teil der Spannungsüberwachung im Niederspannungsnetz übernehmen. Mittels einer aktiven IKT Anbindung wird neben der Spannungs- auch eine Ausfallsüberwachung möglich. Smart Home Technologien optimieren die Erzeugungs- und Verbrauchssituation u.a. über die Speicher (siehe Abbildung 81).

Eine Reduktion der Häufigkeit sowie Dauer der Versorgungsunterbrechungen verursacht geringere volkswirtschaftliche Kosten und senkt die Kosten der Wiederherstellung der Stromversorgung im Falle eines Fehlers bzw. Störung durch eine Verkürzung der Fehlererkennungs- und Reparaturzeiten (z.B. über das Monitoring). Durch das frühzeitige Erkennen bzw. die bessere örtliche Zuordnung von Fehlern können auch kurze Ausfälle reduziert werden. Der Einsatz zusätzlicher elektrischer Speicher im Niederspannungsnetz kann die Ausfalls- bzw. Umschaltzeiten reduzieren oder sogar ganz verhindern (vgl. European Commission, 2012:48).

Abbildung 85: Szenarien und Technologien zur Erzielung des Nutzeffekts Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität



Quelle: eigene Darstellung

Im Current Policy Szenario wird davon ausgegangen, dass die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung um bis zu zwei Minuten im Jahr 2030⁸⁷ (smart versus konventionell) reduziert werden kann. Im Renewable⁺ Szenario wurden für die Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit folgende Annahmen getroffen: Im smarten Migrationspfad reduziert sich die Dauer der Versorgungsunterbrechung, verglichen mit dem konventionellen Netzausbau, um eine Minute bis zum Jahr 2020 bzw. um zweieinhalb Minuten bis zum Jahr 2030. Im Flexdemand Szenario wurden für die Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit folgende Annahmen getroffen: Im smarten Migrationspfad reduziert sich die Dauer der Versorgungsunterbrechung, verglichen mit dem konventionellen Netzausbau, um eine Minute bis zum Jahr

⁸⁷ Dargestellt wird jeweils der Differenznutzen smart (smart plus) minus konventionell.

2020 bzw. um drei Minuten bis zum Jahr 2030. Im Migrationspfad smart plus wird angenommen, dass sich die Dauer der Versorgungsunterbrechung, verglichen mit dem konventionellen Netzausbau, um 2,2 Minuten bis zum Jahr 2020 bzw. um vier Minuten bis zum Jahr 2030 reduziert.

Tabelle 17 fasst die wesentlichen Annahmen in den einzelnen Szenarien nochmals zusammen. Die Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit und der Spannungsqualität führt über den Zeitraum 2014-2030, in Abhängigkeit der Szenarien, zu Nutzeneffekte in der Höhe von € 21 Mio. bis € 51 Mio.

Tabelle 17: Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität – ECONGRID-Szenarien⁸⁸

	Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität			
	Current Policy	Renewable ⁺	Flexdemand	Flexdemand _{spk}
Reduktion der Dauer der Versorgungsunterbrechung (in min)	2020: - 2030: 2 min	2020: 1 min 2030: 2,5 min	2020: 1 min 2030: 3 min	2020: 2,2 min 2030: 4 min
Ø monetärer Wert Versorgungszuverlässigkeit (€/Stunde)	100 Mio. €			
Nutzeneffekt 2014-2030 (in Mio. € gerundet)	21	30	33	51

Quelle: eigene Darstellung

6.3.11 Reduktion der CO₂-Emissionen

EPRI beschäftigte sich in einer Studie aus dem Jahr 2008 mit den CO₂-Einsparmöglichkeiten von Smart Grids und verweist dabei auf unterschiedliche Wirkungsmechanismen wie beispielsweise eine erhöhte Effizienz (Verringerung der Leitungsverluste), verändertes Kundenverhalten durch Energieeinsparungen aber auch die verstärkte Integration der erneuerbaren Energien bzw. die Integration von Plug-in Hybridfahrzeugen (PHEVs) (vgl. EPRI, 2008:1-3ff).⁸⁹

Die Europäische Kommission weist in ihrer Publikation aus dem Jahr 2012 darauf hin, dass insbesondere die Bewertung der Reduktion der CO₂-Emissionen aufgrund der verbreiteten Diffusion CO₂-armer Stromerzeugungstechnologien eine Herausforderung darstellt und klar sowie transparent die Verbindung zwischen der Implementation von Smart Grids und der Verbreitung von CO₂-armen Stromerzeugungstechnologien dargestellt werden sollte (vgl. European Commission, 2012:54).

In den ECONGRID-Szenarien können in den smarten Migrationspfaden, verglichen mit einer konventionellen Investitionsstrategie, die CO₂-Emissionen durch eine Reduktion der Netzverluste, Reduktion des Stromverbrauchs sowie durch die gezielte Lastverschiebung reduziert werden. Während in den beiden ersten Fällen die Energiemenge gänzlich eingespart werden kann, wird bei der Lastverschiebung die Annahme getroffen, dass es zu einer Änderung im Stromerzeugungsmix kommt (von der Stromerzeugung

⁸⁸ Die Werte für die Reduktion der Dauer der Versorgungsunterbrechung stellen die zusätzlichen Einsparungen der Migrationspfade smart (smart plus) im Vergleich mit den konventionellen Migrationspfaden dar.

⁸⁹ Für weitere Informationen siehe Abschnitt 6.1.1.

gung aus Spitzenlastkraftwerken wie z.B. Gaskraftwerken hin zu Grundlastkraftwerken wie z.B. Wasserkraftwerken). Die CO₂-Einsparungen aus der Reduktion der Netzverluste bzw. der Reduktion des Stromverbrauchs ergeben sich aus der Bewertung der eingesparten Energiemenge (kWh) mit Emissionsfaktoren des europäischen Kraftwerksparks und damit wird implizit unterstellt, dass diese Einsparungen zu einer Reduktion der Stromimporte führen. Die Emissionsdaten wurden dem Globalen Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS) Version 4.7 entnommen.⁹⁰

Jene Technologien, welche primär der Reduktion der Netzverluste sowie der Reduktion des Stromverbrauchs und der Spitzenlast zugeordnet werden können, sind auch für die Reduktion der CO₂-Effekte ausschlaggebend. Dazu zählen beispielsweise die großflächige Einbindung der IKT sowie Technologien zur Optimierung der Erzeugung und des Verbrauchs (Speicher, Smart Meter, Smart Home Technologien, Laststeuerung beim Kunden durch den Netzbetreiber, Last-, Demand Side- und Einspeisemanagement, Lade- und Speichersysteme im Niederspannungsnetz) (vgl. Abbildung 73, Abbildung 81 und Abbildung 83).

Besonders ist zu beachten, dass der Verbrauch lokal erzeugter elektrischer Energie jedenfalls zu einer regionalen Entlastung des Verteilernetzes führt und somit die Verluste reduziert werden. Die im Rahmen des Projekts ECONGRID durchgeführten Analysen zeigen, dass auch in den Szenarien mit einer hohen Einspeisung an volatilen erneuerbaren Energien (Szenarien Renewable⁺ 2030 und Flexdemand 2030), die üblicherweise konventionellen Netzverstärkungs- und Erweiterungsmaßnahmen in einem auf die dezentrale Erzeugung abgestimmten Netzausbau ausreichen, um eine hohe Anzahl erneuerbarer Energien in das Stromnetz integrieren zu können. Die durch den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien entstehende Reduktion der CO₂-Effekte können somit nicht alleine dem Smart Grid zugeordnet werden.

In einem weiteren Schritt wurden die CO₂-Emissionen mit entsprechenden Schadenskosten bewertet. Als mittlere Schadenskosten wurden, entsprechend Krewitt und Schломann (2006:22); Umweltbundesamt (2007:69) 70 €/Tonne CO₂ festgelegt.⁹¹ Die Berechnung der vermiedenen externen Kosten⁹² erfolgt über eine Multiplikation der Schadenskosten mit den vermiedenen Emissionen; die externen Kosten entsprechen den monetarisierten Werten des Nutzeneffekts „Reduktion der CO₂-Emissionen“. Zusätzlich wurde berücksichtigt, dass bereits ein Teil der Schadenskosten, durch den Kauf der Emissionshandelszertifikate, im Rahmen des EU-Emissionshandels internalisiert wurden. Die Preise der EU-Emissionshandelszertifikate bis zum Jahr 2030 wurden der Publikation der Europäischen Kommission (vgl. European Commission, 2011a:117) entnommen.

⁹⁰ Vgl. <http://www.iinas.org/gemis-de.html>

⁹¹ Für eine Analyse der Schadenskosten des Klimawandels siehe Krewitt und Schломann (2006). Die Autoren schätzen die Bandbreite der Schadenskosten des Klimawandels Werte zwischen 15 €/tCO₂ und 280 €/tCO₂ ab und empfehlen als zentralen Schätzwert, bezogen auf Downing et al. 2005, 70 €/tCO₂. Berechnet mit dem FUND Modell berücksichtigen Downing et al. (2005) bei diesem Wert eine reine individuelle Zeitpräferenzrate (vgl. dazu auch Abschnitt 7.1.2) von 1 % sowie regionale Unterschiede in Schäden und Nutzen des Klimawandels bzw. Unterschiede im Wohlstand der Regionen (Equity Weighting).

⁹² Zur Erläuterung des Konzepts der externen Kosten vgl. Perman et al. (2003).

Tabelle 18 fasst die wesentlichen Annahmen in den einzelnen Szenarien nochmals zusammen. Die Reduktion der CO₂-Emissionen über den Zeitraum 2014-2030, führt in Abhängigkeit der Szenarien, zu Nutzeneffekte in der Höhe von € 84 Mio. bis € 171 Mio.

Tabelle 18: Reduktion der CO₂-Emissionen – ECONGRID-Szenarien

	Reduktion der CO ₂ -Emissionen			
	Current Policy	Renewable ⁺	Flexdemand	Flexdemand _{spk}
Einsparung resultiert aus	Reduktion der Netzverluste Reduktion des Stromverbrauchs Lastverschiebung			
Emissionsdaten	GEMIS 4.7 EU-Primes (27) 2010, 2020 u. 2030 GuD AT 2010, 2020 u. 2030 Wasserkraft Groß DE 2010, 2020 u. 2030			
Schadenskosten CO ₂	70 Euro/Tonne (zusätzlich: Berücksichtigung des Emissionshandels)			
Nutzeneffekt 2014-2030 (in Mio. € gerundet)	84	103	133	171

Quelle: eigene Darstellung

6.3.12 Reduktion der Luftschadstoffe

Die Stromerzeugung verursacht zusätzlich zu den treibhausgasrelevanten Emissionen auch Luftschadstoffe. Im Rahmen des Projekts ECONGRID wurden für die Reduktion der Luftschadstoffe die Luftschadstoffe Schwefeldioxid (SO₂) und Stickoxide (NO_x) berücksichtigt. Die Reduktion der Emissionen ergibt sich aus der Einsparung von Strom (Reduktion der Netzverluste, Reduktion des Stromverbrauchs) sowie der Änderung des Strommixes aufgrund der Lastverschiebung (von der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken hin zu Wasserkraftwerken) (vgl. dazu auch Abschnitt 6.3.11).

Die Emissionsdaten wurden dem Globalen Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS) Version 4.7 entnommen.⁹³ Entsprechend der Ausführungen in Abschnitt 6.3.11 wurde die Annahme getroffen, dass die eingesparten Mengen an Strom, Stromimporte aus dem EU-Ausland ersetzen. Die Schadenskosten wurden der Publikation von Krewitt und Schlomann (2006:34) entnommen, berücksichtigt wurden dabei Gesundheitsschäden, Ernteverluste und Materialschäden. In Summe betragen die Schadenskosten € 3.280 je Tonne SO₂ bzw. € 3.320 € je Tonne NO_x. Für die Berechnung der externen Kosten durch gesundheitliche Schäden spielt das durch die Luftschadstoffe bedingte erhöhte Sterblichkeitsrisiko bzw. auch die „verlorene Lebenserwartung“ (Value of Life Year Lost) eine wichtige Rolle. Für die Bewertung des erhöhten Sterblichkeitsrisikos wird dabei nicht der Wert des Menschenlebens an sich, sondern die Zahlungsbereitschaft zur Verringerung des Risikos durch eine Krankheit oder einen Unfall zu Tode zu kommen (Value of Statistical Life –VSL) herangezogen. Neben den tödlichen Gesundheitsschäden wurde auch die Zahlungsbereitschaft zur Verringerung von nicht tödlichen Effekten berücksichtigt. (vgl. Krewitt und Schlomann, 2006:27).

⁹³ Vgl. <http://www.iinas.org/gemis-de.html>

Tabelle 19 fasst die wesentlichen Annahmen in den einzelnen Szenarien nochmals zusammen. Die Reduktion der Luftschadstoffe führt über den Zeitraum 2014-2030, in Abhängigkeit der Szenarien, zu Nutzeneffekte in der Höhe von € 15 Mio. bis € 31 Mio.

Tabelle 19: Reduktion der Luftschadstoffe – ECONGRID-Szenarien

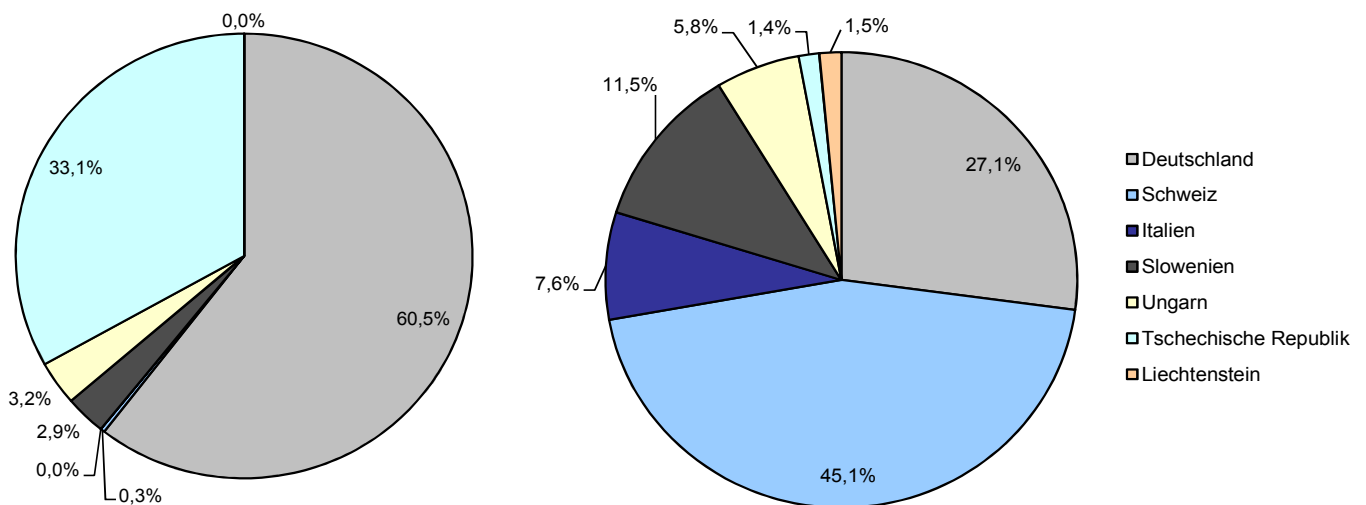
	Reduktion der Luftschadstoffe			
	Current Policy	Renewable ⁺	Flexdemand	Flexdemand _{spk}
Einsparung resultiert aus	Reduktion der Netzverluste Reduktion des Stromverbrauchs Lastverschiebung			
Emissionsdaten	GEMIS 4.7 EU-Primes (27) 2010, 2020 u. 2030 GuD AT 2010, 2020 u. 2030 Wasserkraft Groß DE 2010, 2020 u. 2030			
Schadenskosten SO ₂ , NO _x	3.280 €/Tonne SO ₂ ; 3.320 €/Tonne NO _x			
Nutzeneffekt 2014-2030 (in Mio. € gerundet)	15	19	24	31

Quelle: eigene Darstellung

6.3.13 Reduktion der Importabhängigkeit

Österreich ist seit dem Jahr 2001 Nettoimporteur von Strom, zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass auch Primärenergieträger zur Erzeugung von Strom importiert werden (insbesondere Erdgas). Die Abhängigkeit der österreichischen Energieversorgung vom Ausland liegt mit ca. 54 % über dem Durchschnitt der EU-27-Länder (vgl. BMWFJ, 2013:13). Im Jahr 2011 wurden 24.972 GWh Strom importiert und 16.777 GWh exportiert (vgl. E-Control, 2012c:33). Der Großteil des importierten Stroms stammt aus Deutschland (60,5 %) gefolgt von Tschechien (33,1 %). Exportiert wird Strom insbesondere in die Nachbarländer Schweiz (45,1 %) und Deutschland (27,1 %) (vgl. Abbildung 86).

Abbildung 86: Physikalische Stromimporte (links) und Stromexporte (rechts) 2011



Quelle: E-Control (2012c:33); eigene Darstellung

Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien führt – unter der Annahme eines gleichbleibenden Energieverbrauchs – zu einer Reduktion der Importabhängigkeit von elektrischer Energie bzw. von Primärenergieträgern. Da aus den Berechnungen in den ECONGRID-Szenarien hervorgeht, dass die verstärkte Integration erneuerbarer Energien in allen Migrationspfaden (konventionell, smart und smart plus) realisiert werden kann, wird dieser Effekt bei der Zurechnung der Nutzeneffekte nicht berücksichtigt (vgl. Abschnitt 6.3.11). Hingegen können die Reduktion des Stromkonsums sowie der Netzverluste in den smarten Migrationspfaden dem Nutzeneffekt „Reduktion der Importabhängigkeit“ zugerechnet werden. Damit können einerseits die Emissionen (CO₂-Emissionen, Luftschadstoffe) reduziert und andererseits die Handelsbilanz, durch eine Verringerung der Ausgaben für Energieimporte, verbessert werden. Die Bewertung der ökologischen Nutzeneffekte wurde bereits in den Abschnitten 6.3.11 und 6.3.12 berücksichtigt, Verbesserungen in der Handelsbilanz in Abschnitt 6.3.9.

6.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Abschnitte 6.4.1 bis 6.4.3 fassen die Nutzeneffekte für die einzelnen ECONGRID-Szenarien zusammen. Dargestellt sind nur jene Effekte (vgl. Tabelle 20), welche nicht bereits im Rahmen der Erhebung der Investitionskosten (vgl. Abschnitt 5.1) berücksichtigt wurden (z.B. reduzierte Betriebs-, Instandhaltungs- und Instandsetzungskosten im Verteilernetzbereich, verzögerte Investitionen im Verteilernetzbereich). Die Ergebnisse wurden unter Annahmen der beschriebenen Szenarien und Prognosen auf Basis nationaler und internationaler Literatur erstellt. Die Nutzeneffekte geben Auskunft, in welchem Ausmaß zusätzliche Nutzeneffekte entsprechend der getätigten Annahmen entstehen wenn der smarte

(smart plus) Migrationspfad gewählt wird. Tabelle 20 zeigt die für die ECONGRID-Szenarien getroffene Aufteilung der Nutzeneffekte nach Begünstigten.

Tabelle 20: Zuweisung der Nutzeneffekte an die Begünstigten – ECONGRID-Szenarien

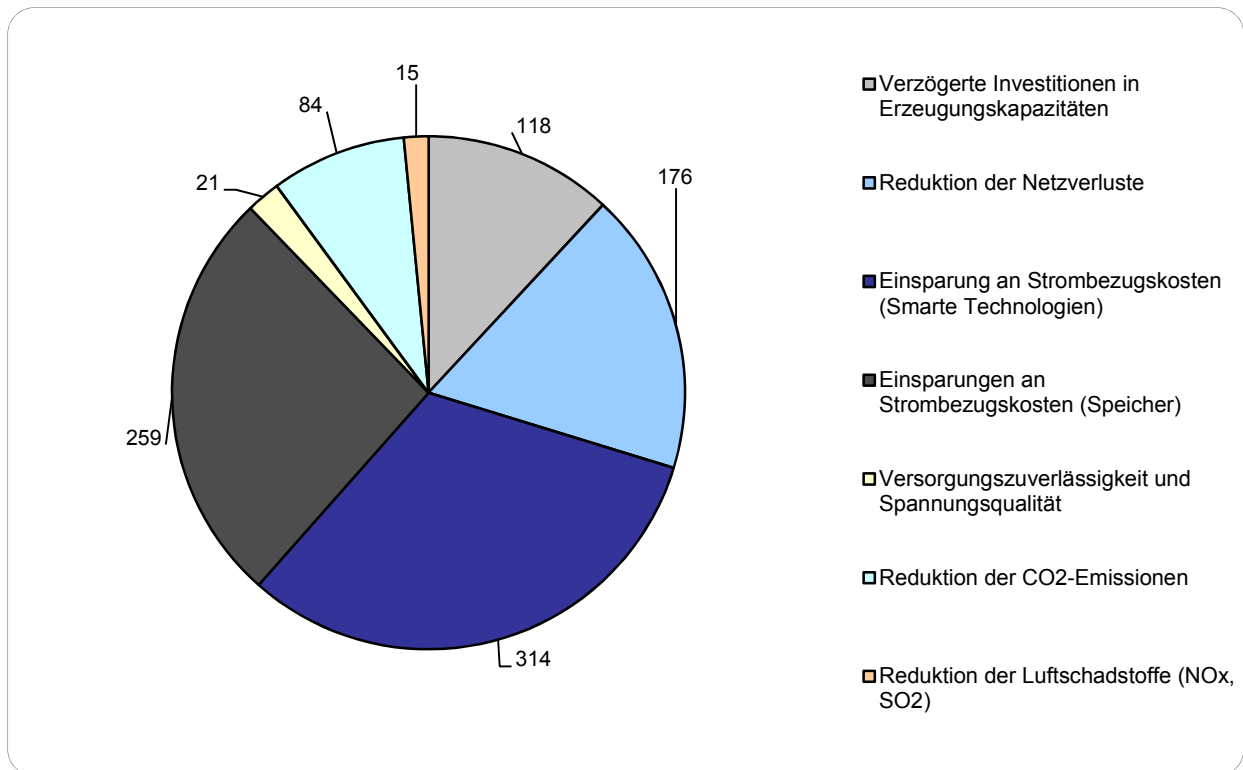
Nutzeneffekt	Begünstigte
Verzögerte Investitionen in Erzeugungskapazitäten	ELU
Reduktion der Netzverluste	ELU
Einsparung an Strombezugskosten (Smarte Technologien)	Kunde, ELU
Einsparung an Strombezugskosten (Speicher)	Kunde
Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität	Kunde
Reduktion der CO ₂ -Emissionen	Gesellschaft
Reduktion der Luftschadstoffe	Gesellschaft

Quelle: eigene Darstellung

6.4.1 Current Policy Szenario

Im Current Policy Szenario werden, unter den im Rahmen des Projekts ECONGRID getroffenen Rahmenbedingungen und Annahmen, im Zeitraum 2014-2030 Nutzeneffekte im Ausmaß von ca. € 988 Mio. generiert. Mit ca. € 314 Mio. entfällt fast ein Drittel der gesamten Effekte auf Einsparmöglichkeiten mittels smarten Technologien (Smart Meter, Energieeinsparung, Demand Response). Ein Viertel der Effekte kann den Kunden anhand verminderter Strombezugskosten durch die Eigenerzeugung des Stroms mittels der hauseigenen PV-Anlagen und den dezentralen Speichern zugewiesen werden (vgl. Abbildung 87). Durch eine Reduktion der Netzverluste können sich die Elektrizitätsunternehmen im Current Policy Szenario ca. € 176 Mio. einsparen, zusätzlich können Investitionen in Erzeugungskapazitäten im Ausmaß von € 118 Mio. vermieden werden. Die Reduktion der CO₂-Emissionen führt zu einem Nutzeneffekt in der Höhe von € 84 Mio. und trägt damit zu 9 % an den gesamten Effekten bei. Die Effekte aus der Reduktion der Luftschadstoffe (NO_x, SO₂) bzw. der Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität weisen einen Anteil von jeweils 2 % auf.

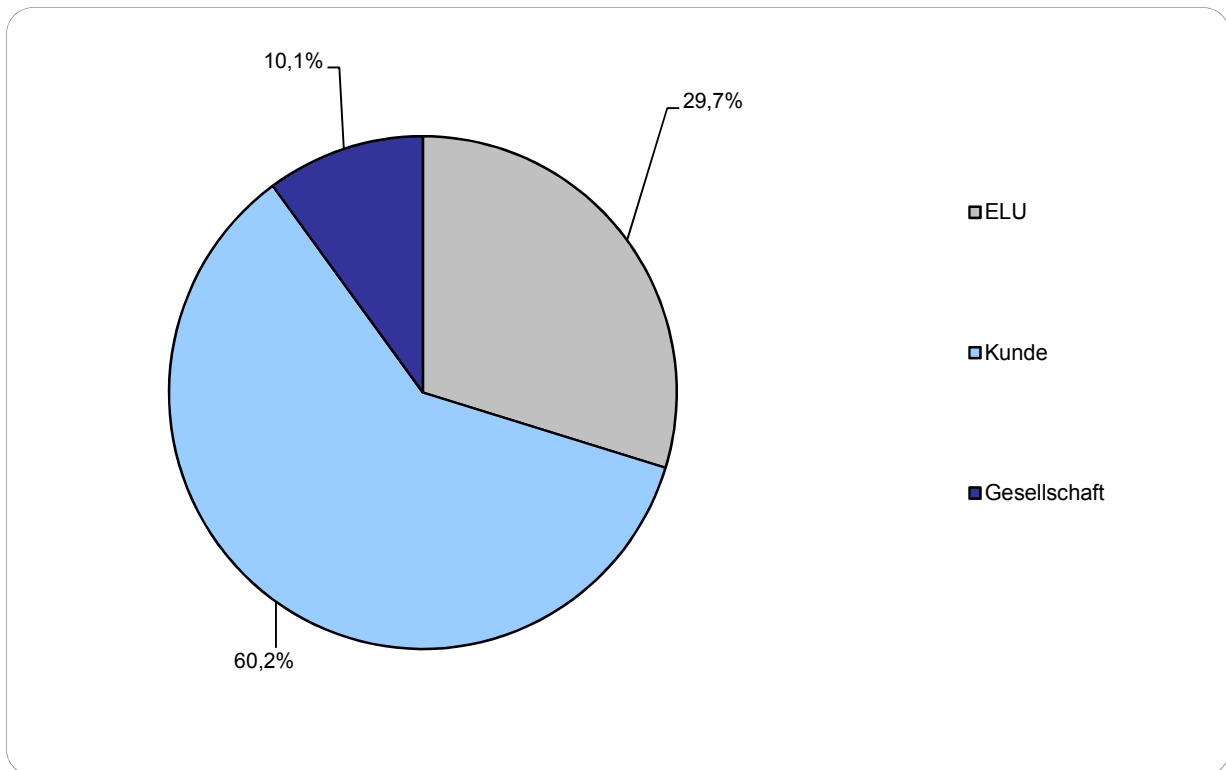
Abbildung 87: Nutzeneffekte, Current Policy Szenario 2014-2030, in Mio. €



Quelle: eigene Darstellung

In dem betrachteten Zeitraum entfallen von den gesamten Nutzeneffekten in der Höhe von € 988 Mio. mehr als 60 % auf die Gruppe der Kunden und damit auch auf jene Gruppe, die im Rahmen der Implementierung von Smart Grids auch die wesentlichen Kosten zu tragen hat (vgl. Abbildung 88). Knapp 30 % der Effekte können den Elektrizitätsunternehmen zugerechnet werden, nicht berücksichtigt sind hier verringerte Investitionen ins Verteilernetz (diese wurden bereits über verringerte Investitionen auf der Kostenseite berücksichtigt). Die reduzierten Kosten durch die Verringerung der Emissionsbelastung wurden allgemein der Gesellschaft zugerechnet (Anteil 10 %).

Abbildung 88: Aufgliederung der Nutzeneffekte im Current Policy Szenario

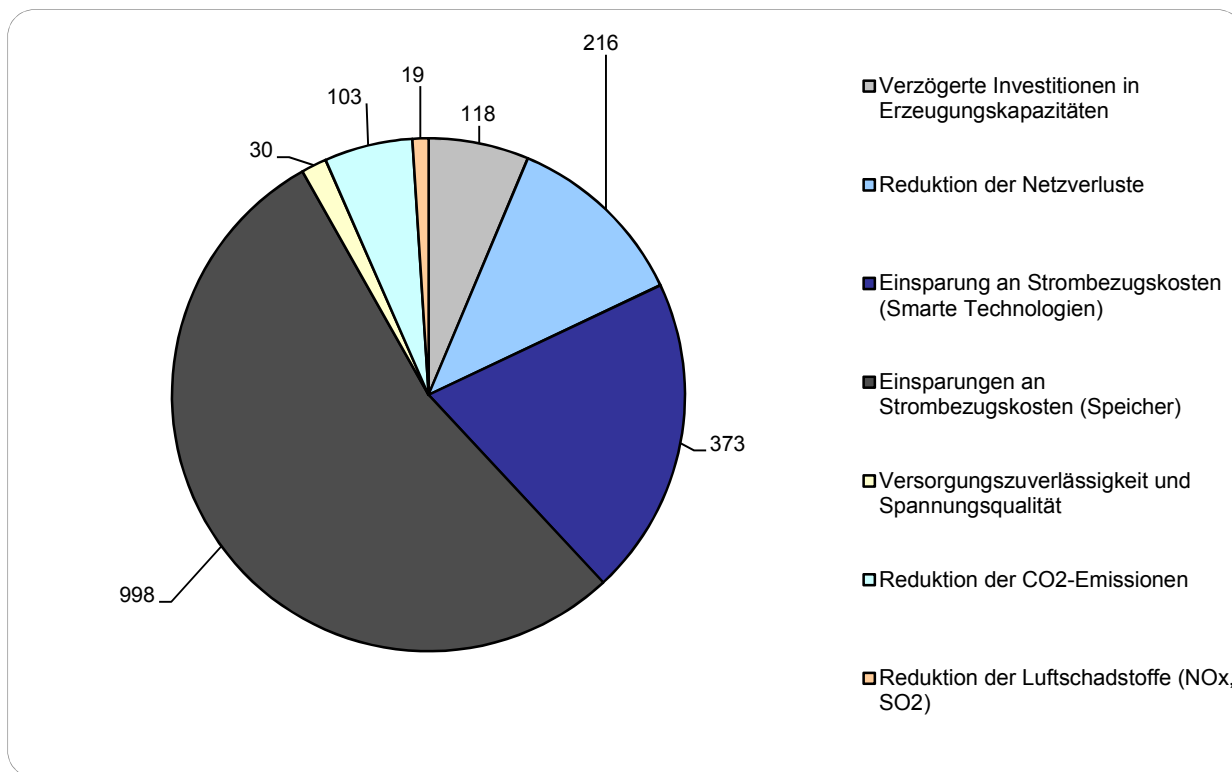


Quelle: eigene Darstellung

6.4.2 Renewable+ Szenario

Im Renewable+ Szenario entstehen Nutzeneffekte in Summe von über € 1,85 Mrd. Mit einem Anteil von 54 % entfallen mehr als die Hälfte der gesamten Nutzeneffekte auf Einsparungen durch reduzierte Strombezugskosten zurückzuführen auf die Ausstattung der privaten Haushalte mit Speichern. Die Kunden können zusätzlich noch Strombezugskosten im Ausmaß von € 373 Mio. einsparen (vgl. Abbildung 89), zum überwiegenden Anteil bedingt durch die Reduktion des Stromkonsums. Die Elektrizitätsunternehmen können über den Betrachtungszeitraum 2014-2030 ca. € 216 Mio. durch die Verringerung der Netzverluste einsparen, Nutzeneffekte im Ausmaß von € 118 Mio. fallen durch verzögerte Investitionen in Erzeugungskapazitäten an. Die Reduktion der CO₂-Emissionen führt zu einem Nutzeneffekt im Ausmaß von € 103 Mio., der Anteil liegt bei 6 %. Die Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit führt zu einem Nutzeneffekt in der Höhe von € 30 Mio., der Reduktion der Luftschadstoffe (NO_x, SO₂) stehen Nutzeneffekte im Ausmaß von € 19 Mio. gegenüber.

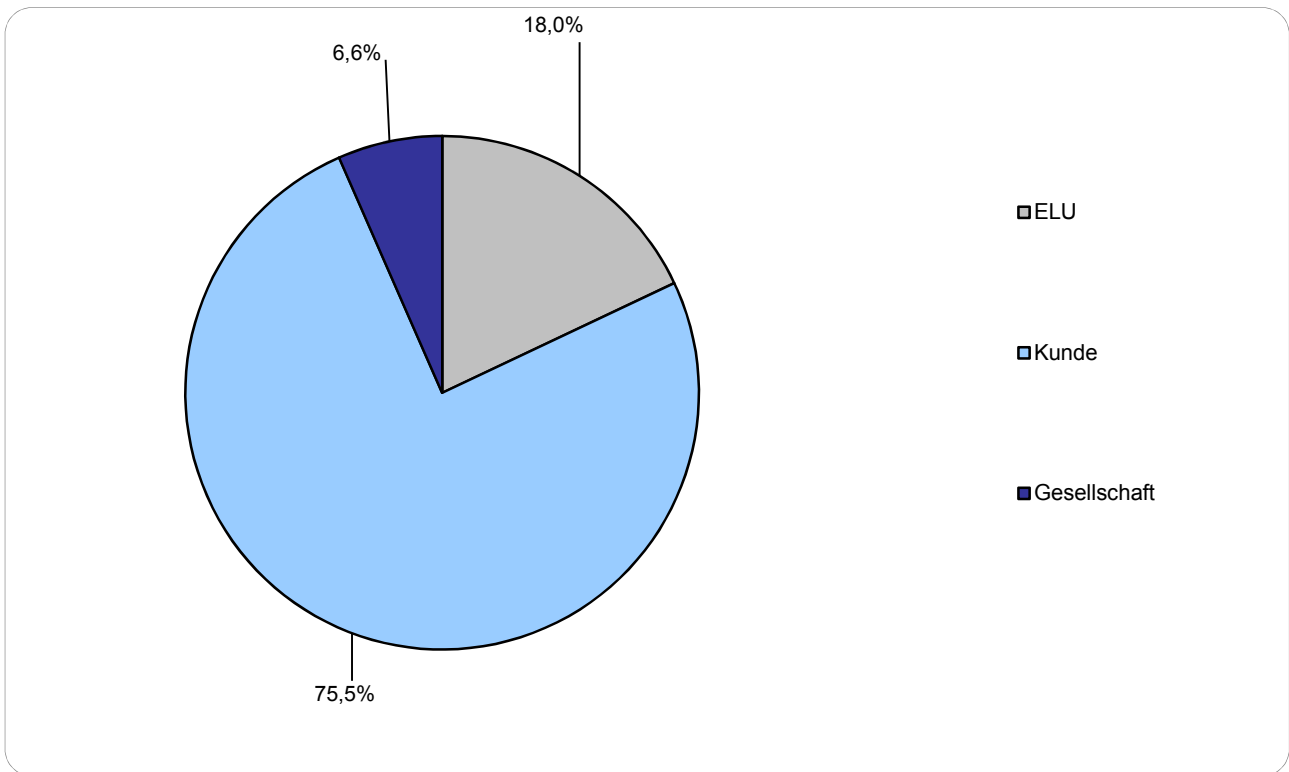
Abbildung 89: Nutzeneffekte, Renewable⁺ Szenario 2014-2030, in Mio. €



Quelle: eigene Darstellung

Die Gliederung der Nutzeneffekte nach den betroffenen Gruppen und für den betrachteten Zeitraum zeigt, dass Dreiviertel der Nutzeneffekte im Ausmaß von € 1,86 Mrd. auf die Kunden fallen (vgl. Abbildung 90) – es dominieren die Einsparungen aus den reduzierten Strombezugskosten (bedingt durch die Ausstattung der Haushalte mit dezentralen Speichern, bzw. dem Anreiz und der Möglichkeiten zur Reduzierung des Stromkonsums durch smarte Technologien). 18 % der Nutzeneffekte entfallen auf die Elektrizitätsunternehmen (nicht berücksichtigt sind hier weitere Nutzeneffekte wie der verzögerte Netzausbau – diese Bewertung erfolgte über die Kosten). Die übrigen 6,6 % setzen sich aus den ökologischen Effekten (Reduktion der CO₂-Emissionen, Reduktion der Luftschadstoffe) zusammen und können der Gesellschaft allgemein als Nutzeneffekt zugerechnet werden.

Abbildung 90: Aufgliederung der Nutzeneffekte im Renewable⁺ Szenario



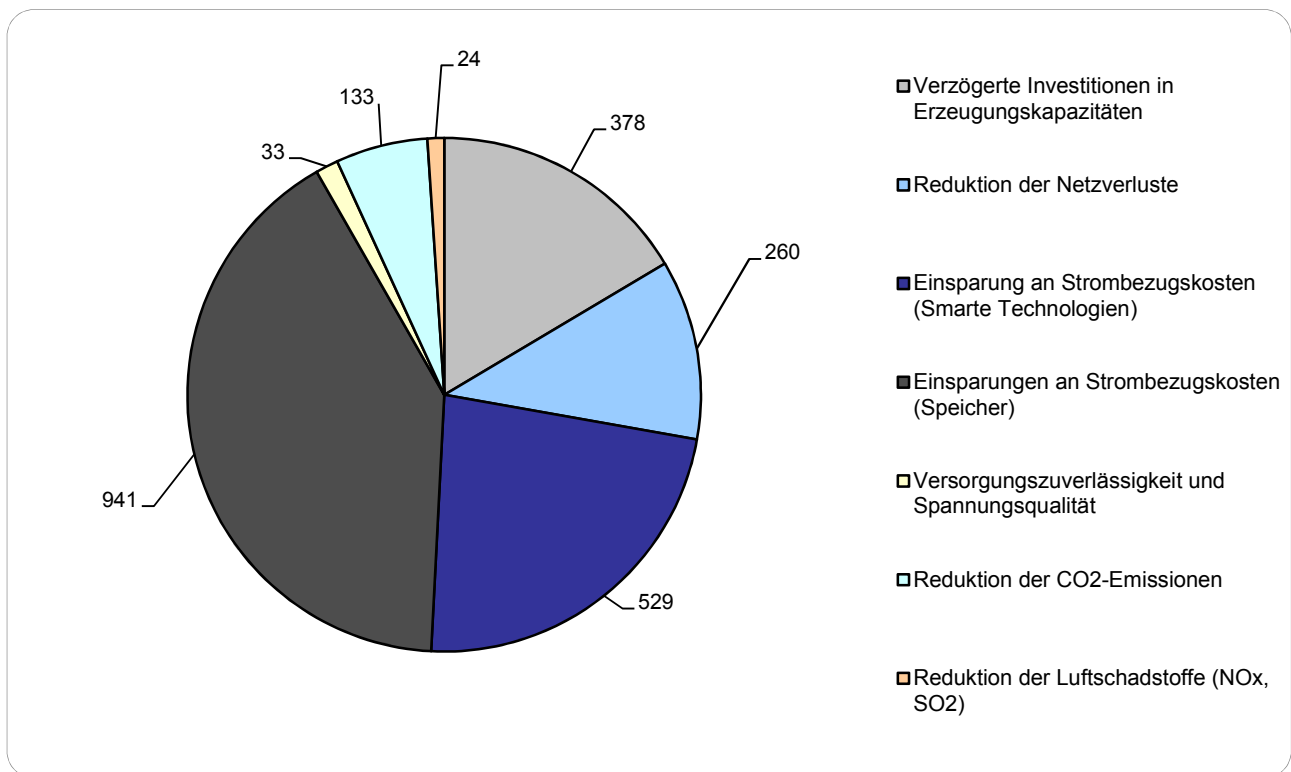
Quelle: eigene Darstellung

6.4.3 Flexdemand Szenario

Flexdemand

Im Szenario *Flexdemand* entstehen Nutzeneffekte in Summe in der Höhe von € 2,3 Mrd. Insgesamt sparen die Kunden im Szenario *Flexdemand* knapp € 1,5 Mrd. an Strombezugskosten ein; zum überwiegenden Teil durch die Eigenversorgung mittels PV-Anlagen und dezentralen Speichern (€ 941 Mio.) aber auch zu einem beträchtlichen Teil durch eine Reduktion des Stromkonsums bzw. der Verschiebung der Lasten (€ 529 Mio.) (vgl. Abbildung 91). Das Demand Response Potential von bis zu 500 MW führt zu verzögerten Investitionen in Erzeugungskapazitäten im Ausmaß von € 378 Mio., zusätzlich können Netzverluste in der Höhe von € 260 Mio. eingespart werden. Die Reduktion der CO₂-Emissionen tragen mit € 133 Mio. zu den gesamten Nutzeneffekten bei, des Weiteren entstehen Nutzeneffekte durch die verminderten Luftschadstoffe bzw. durch geringere Kosten von Versorgungsunterbrechungen.

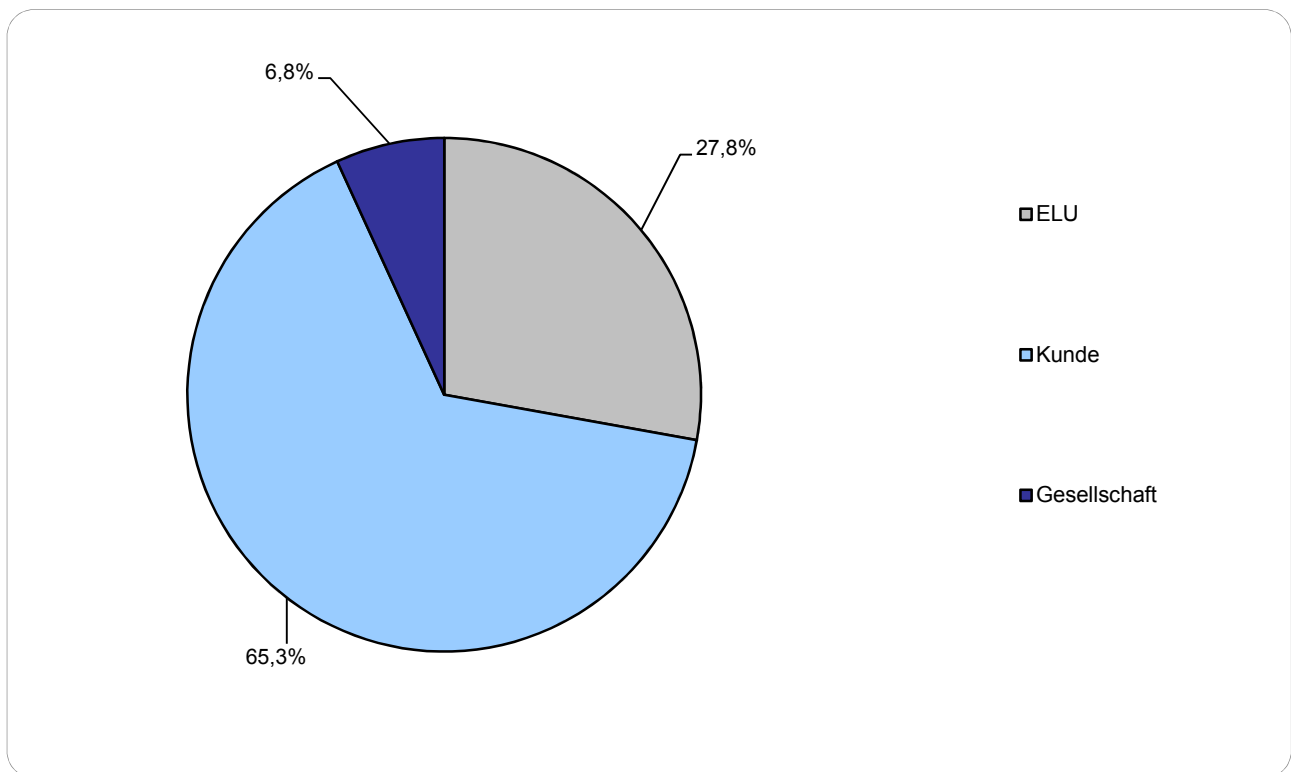
Abbildung 91: Nutzeneffekte, Flexdemand Szenario 2014-230, in Mio. €



Quelle: eigene Darstellung

Knapp € 640 Mio. bzw. ca. 28 % der gesamten Effekte entfallen auf die Elektrizitätsunternehmen (zusätzlich fallen noch geringere Investitionen in die Verteilernetze, vgl. Abschnitt 5.1.3 bzw. 5.2 an). Mit € 1,5 Mrd. entfallen 65 % der Nutzeneffekte im betrachteten Zeitraum auf die Kunden (vgl. Abbildung 92), welche primär auf verminderte Strombezugskosten zurückzuführen sind. Zusätzlich profitiert die Gesellschaft durch eine Reduktion der CO₂-Emissionen bzw. eine Reduktion der Luftschadstoffe im Ausmaß von € 157 Mio. (6,8 %).

Abbildung 92: Aufgliederung der Nutzeneffekte im *Flexdemand* Szenario

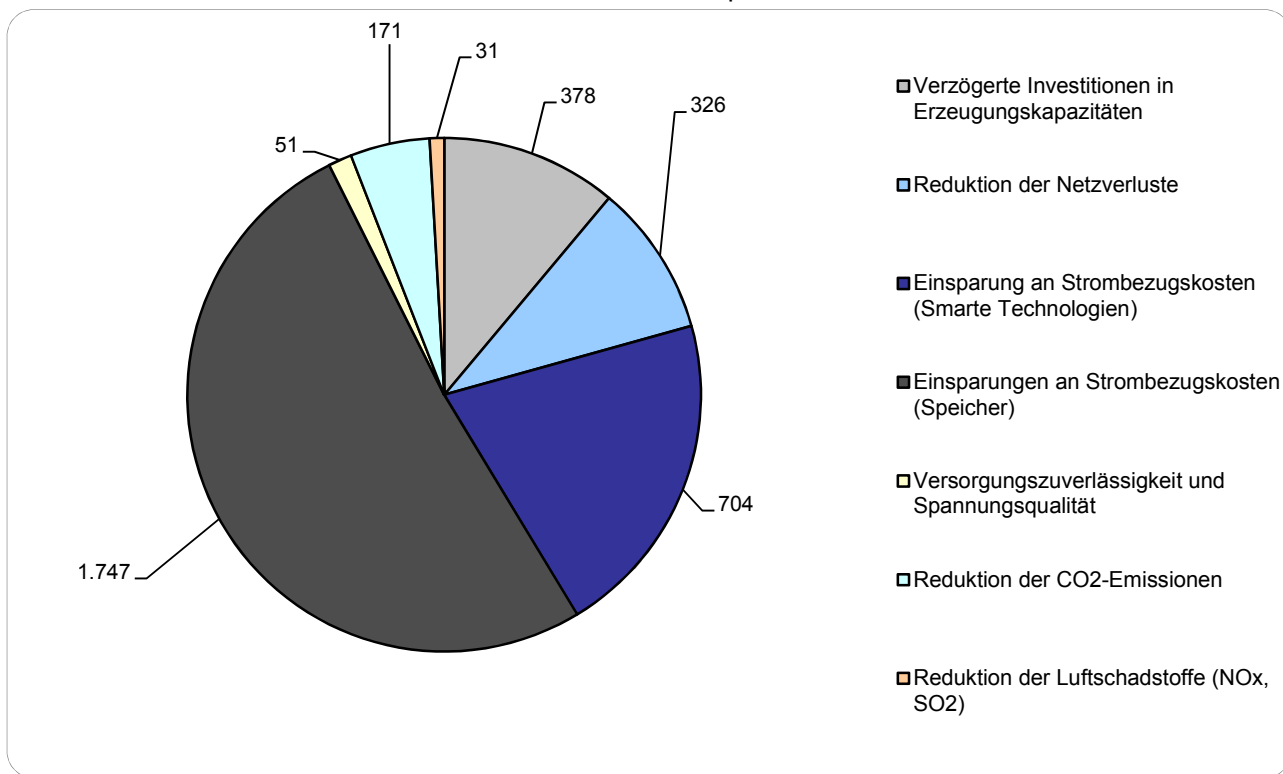


Quelle: eigene Darstellung

*Flexdemand*_{spk}

Im Szenario *Flexdemand*_{spk} treten in Summe die höchsten Nutzeneffekte auf: insgesamt € 3,4 Mrd. an Nutzeneffekte können im Betrachtungszeitraum 2014-2030 erreicht werden und auch hier dominieren – aufgrund der hohen Anzahl an dezentralen Speichern – die verminderten Strombezugskosten aus dem Netz. Insgesamt können die Kunden durch den Einsatz von dezentralen Speichern ihre Strombezugskosten aus dem öffentlichen Stromnetz in der Höhe von knapp € 1,75 Mrd. reduzieren (vgl. Abbildung 93). Eine Reduktion des Stromverbrauchs um 0,6 % führt zu Einspareffekten bei den Strombezugskosten in der Höhe von € 704 Mio. Die Reduktion der Netzverluste (€ 326 Mio.) sowie die verzögerten Investitionen in Erzeugungskapazitäten (€ 378 Mio.) führen zu Einsparungen seitens der Elektrizitätsunternehmen. Die Reduktion der CO₂-Emissionen tragen mit € 171 Mio. (5 %) zu den gesamten Nutzeneffekten bei.

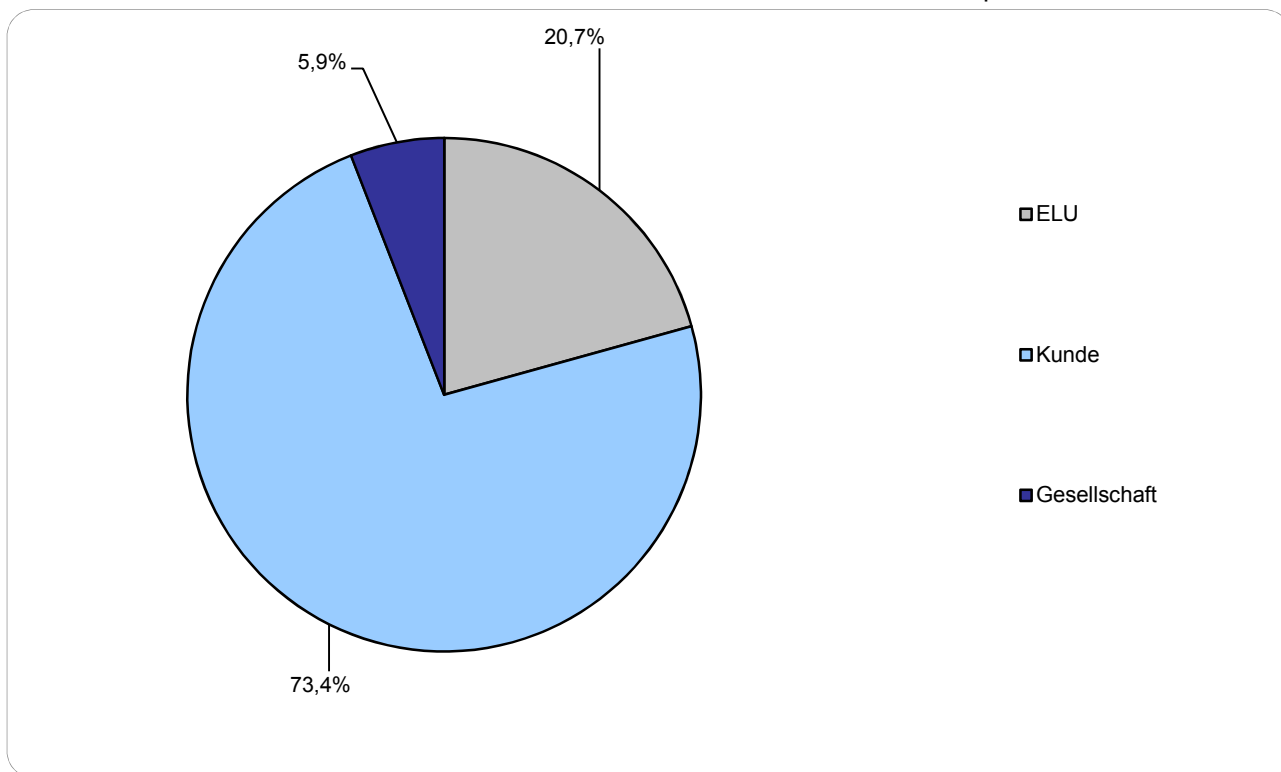
Abbildung 93: Nutzeneffekte, Flexdemand_{spk} Szenario 2014-230, in Mio. €



Quelle: eigene Darstellung

Die Gliederung nach den betroffenen Gruppen (Abbildung 94) zeigt, dass mit 73,4 % der überwiegende Anteil der Nutzen wiederum auf die Kunden entfällt (zurückzuführen auf die Einsparung an Strombezugskosten, vgl. Abbildung 93). Knapp 21 % der gesamten Nutzeneffekte (ca. € 705 Mio.) entfallen auf die Elektrizitätsunternehmen (zusätzlich fallen noch geringere Investitionen in die Verteilernetze, vgl. Abschnitt 5.1.3 bzw. Abschnitt 5.2 an). Ebenfalls profitiert die Gesellschaft durch eine Reduktion der CO₂-Emissionen bzw. eine Reduktion der Luftschadstoffe im Ausmaß von € 201 Mio. (5,9 %).

Abbildung 94: Aufgliederung der Nutzeneffekte im *Flexdemand_{spk}* Szenario



Quelle: eigene Darstellung

Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

7 Kosten-Nutzen-Analyse

Im Hinblick auf die bedeutenden Investitionserfordernisse zur Modernisierung der Netzinfrastruktur (vgl. Abschnitt 5.1) ist eine wissenschaftlich fundierte Bewertung von volkswirtschaftlichen Effekten nachhaltiger Systemänderungen eine wichtige Basis für mögliche Schwerpunktsetzungen im Bereich der Energie- und Forschungspolitik. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind demgemäß zusätzliche Investitionen in die Netze nach ihrer gesamtwirtschaftlichen Wirkung zu hinterfragen. Während kurzfristig davon ausgegangen wird, dass die Implementierung von Smart Grids hohe Kosten verursachen werden, kann es langfristig zu Einsparungen, beispielsweise im Bereich der Infrastrukturbereitstellung kommen. Ziel ist es daher, die Kosten und Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Grids auf Basis unterschiedlicher Szenarien abzuschätzen und die Nutznießer bzw. die Träger der Kosten zu identifizieren.

7.1 Methodik zur Kosten-Nutzen-Analyse

7.1.1 Die Entscheidungskriterien: Kapitalwert, interner Zinsfuß und Nutzen/Kosten Verhältnis

Im Rahmen des Projekts ECONGRID werden die einzelnen Szenarien im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse hinsichtlich der gesamtwirtschaftlichen Effizienz untersucht. In einem ersten Schritt, werden die Kosten und Nutzen, die über einem mehrjährigen Zeitraum verteilt auftreten, auf einen gemeinsamen Zeitpunkt, unter der Verwendung der sozialen Diskontrate (s) abgezinst. Der Kapitalwert (NPV) ergibt sich aus der Differenz des Barwerts der Nutzeneffekte ($PV(B)$) sowie des Barwerts der Kosten ($PV(C)$) (vgl. Boardman et al., 2011:12f):

$$PV(B) = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+s)^t}$$

$$PV(C) = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+s)^t}$$

$$NPV = PV(B) - PV(C)$$

Entscheidungskriterium Kapitalwert

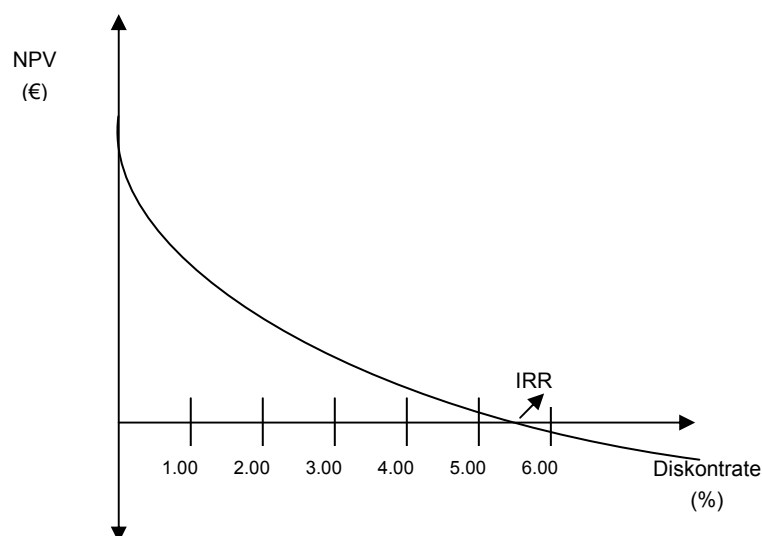
Wird als Entscheidungskriterium der Kapitalwert (NPV) herangezogen, ist das entsprechende Projekt wirtschaftlich, wenn dieser positiv ist. Stehen mehrere Varianten zur Auswahl, sollte jenes Projekt mit dem höchsten Kapitalwert realisiert werden. Bei Verwendung des Kapitalwerts als Entscheidungskriterium kann sichergestellt werden, dass die effizientere Allokation von Ressourcen gewählt wird, jedoch

nicht zwangsläufig die Effizienteste: werden beispielsweise die Varianten A und B verglichen und gilt $NPV(A) > NPV(B)$ würde das Entscheidungskriterium des Kapitalwertes die Variante A bevorzugen. Da nicht auszuschließen ist, dass es eine noch effizientere Variante (C) gibt, stellt das Entscheidungskriterium nicht zwangsläufig sicher, dass auch die effizienteste Lösung gewählt wurde (vgl. Boardman et al., 2011:13f). Campbell und Brown (2003:49ff) verweisen auch auf mögliche Entscheidungsproblematiken wenn mehrere Projekte ausgewählt werden sollen und gleichzeitig das Budget begrenzt ist bzw. wenn Projekte mit einer unterschiedlichen Laufzeit beurteilt werden.

Entscheidungskriterium interner Zinsfuß

Der Zinssatz bei welchem der Kapitalwert den Wert Null erreicht, wird als interner Zinsfuß (IRR = internal rate of return) bezeichnet (vgl. Abbildung 95). Wird der interne Zinsfuß als Entscheidungskriterium herangezogen, ist einem Projekt der Vorzug zu geben, wenn der interne Zinsfuß über der angemessenen sozialen Diskontrate (vgl. Abschnitt 7.1.2) liegt, andernfalls ist die Variante abzulehnen. Die Verwendung des internen Zinsfußes als Entscheidungskriterium ist nicht unproblematisch, da es beispielsweise mehrere Diskontzinssätze geben kann bei dem ein Kapitalwert von Null auftritt. Dies ist dann der Fall wenn die jährlichen Nettonutzen ihr Vorzeichen mehr als einmal im Betrachtungszeitraum (von positiv auf negativ) ändern. Des Weiteren werden Zinssätze in Prozent und nicht in monetären Werten angegeben und eignen sich daher auch nicht für die Auswahl eines Projekts aus einer Gruppe von Projekten unterschiedlichen Ausmaßes. Dieses Problem trifft generell auf die Anwendung von Verhältnissen als Entscheidungskriterium (und damit auch bei der Anwendung des Nutzen/Kosten Verhältnissen) zu (vgl. Boardman et al., 2011:158). Campbell and Brown (2003:47f) weisen zudem auf die Problematik bei sich gegenseitig ausschließenden Investitionsprojekten hin.

Abbildung 95: Kapitalwert (NPV) in Abhängigkeit der Diskontrate und interner Zinsfuß (IRR)



Quelle: Campbell and Brown (2003:26), eigene Darstellung

Entscheidungskriterium Nutzen-Kosten Verhältnis

Zur Berechnung des Nutzen-Kosten Verhältnisses (auch Benefit-Cost Ratio BCR) wird der Barwert der Nutzeneffekte (PV (Benefits)) durch den Barwert der Kosten (PV (Costs)) dividiert (vgl. Campbell and Brown, 2003:43):

$$BCR = \frac{PV(\text{Benefits})}{PV(\text{Costs})}$$

Bei einem Kapitalwert größer bzw. gleich Null ergibt sich daraus auch ein Nutzen-Kosten Verhältnis größer bzw. gleich eins. Ist der Barwert negativ, liegt das Nutzen-Kosten Verhältnis unter eins. Werden mehrere Varianten verglichen kann das Nutzen-Kosten Verhältnis zu einer falschen Entscheidung führen (vgl. Tabelle 21), daher wird empfohlen den Kapitalwert als Entscheidungskriterium heranzuziehen (vgl. Campbell and Brown, 2003:44; Boardman et al., 2011:33f).

Tabelle 21: Das Nutzen-Kosten Verhältnis als Entscheidungskriterium

	PV Benefits	PV Costs	NPV	BCR
Project A	€ 100	€ 60	€ 40	1,67
Project B	€ 80	€ 45	€ 35	1,78

Quelle: Campbell and Brown (2003:44), eigene Darstellung

7.1.2 Diskontrate

In der Kosten-Nutzen-Analyse werden Beträge, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, auf einen gemeinsamen Zeitpunkt abdiskontiert. Generell wird das Konzept verfolgt, dass Ressourcen die zu einem späteren Zeitpunkt verfügbar sind, heute weniger wert sind als dieselbe Menge an Ressourcen die bereits heute zur Verfügung stehen (vgl. Boardman et al. 2011:238). Die soziale Diskontrate soll die gesellschaftliche Sichtweise widerspiegeln in welchem Ausmaß künftige Nutzen und Kosten gegen heutige gewertet werden sollen (vgl. European Commission 2008:208).

Zur Festlegung der sozialen Diskontrate kann entsprechend Abay (2005) in der ökonomischen Theorie zwischen den Konzepten der sozialen Zeitpräferenzrate und der sozialen Opportunitätskostenrate (sozialen Opportunitätskosten des Kapitals) unterschieden werden.⁹⁴

Konsumzinsrate (soziale Zeitpräferenzrate)

Die Verwendung der Konsumzinsrate als Diskontsatz liegt das Argument zugrunde, dass Investitionen einerseits künftige Konsummöglichkeiten erhöhen andererseits aber auch einen Verzicht des Konsums von heute bedeuten (vgl. Abay, 2005:8). Um den Wert des Konsums in zwei verschiedenen Perioden miteinander vergleichen zu können, wird ein Zinssatz verwendet mit welchem der künftige Konsum auf

⁹⁴ Boardman et al. (2011:249ff) verweisen noch auf zwei weitere Konzepte (Verwendung des Refinanzierungssatzes des öffentlichen Sektors bzw. einem gemischten Ansatz, da öffentliche Projekte sowohl private Investitionen als auch privaten Konsum verdrängen und auch über Finanzierungsmöglichkeiten aus dem Ausland finanziert werden).

den heutigen Zeitpunkt abgezinst wird. Ein positiver Zinssatz ergibt sich aus der Zeitpräferenz der Konsumenten und aus dem ökonomischen Wachstum. Die Zeitpräferenz wird dadurch ausgedrückt, dass Individuen dazu tendieren, einem künftigen Nutzen einen geringeren Wert als einem heutigen Nutzen zuzuweisen (vgl. Campbell and Brown, 2003:222) oder anders ausgedrückt, den Konsum von heute jenem von morgen vorziehen (vgl. Abay, 2005:5). Dadurch wird auch die Unsicherheit der Zukunft berücksichtigt. Ein weiterer Grund der für eine positive Diskontrate spricht, ist die Annahme eines positiven Wirtschaftswachstums bzw. der damit einhergehende abnehmende Grenznutzen des Konsums. Da davon ausgegangen wird, dass sich die Lebensumstände über den Zeitablauf verbessern (positives Wirtschaftswachstum), ist der Grenznutzen eines Euros in der Zukunft für das Individuum weniger wert als der Konsum des Euros zum heutigen Zeitpunkt (vgl. Campbell and Brown, 2003:222; Abay, 2005:5). Während letzteres Phänomen über den „utility growth factor“ (Wachstumsrate des Konsums) abgebildet wird, wird die reine („pure“) Zeitpräferenzrate (utility discount factor) dadurch begründet, dass der heutige Konsum aufgrund von individuellen Präferenzen oder der Unsicherheit der Zukunft stärker gewichtet wird. Beide zusammen ergeben damit die „consumption rate of interest“ (Konsumzinsrate), welche entsprechend Campbell und Brown (2003:223) in entwickelten Ländern bei 4 % liegt. Campbell und Brown (2003) schlussfolgern unter dem Risiko, dass einzelne Personen vielleicht den Nutzen künftigen Konsums nicht mehr erleben, dennoch für die Gesellschaft im Allgemeinen ein Nutzen entsteht. Daher sollte aus einem gesellschaftlichen Blickwinkel nur der „utility growth factor“ berücksichtigt werden, womit die soziale Diskontrate damit bei ca. 3 % liegen würde⁹⁵ (vgl. Campbell and Brown, 2003:223).

Als Approximation der sozialen Zeitpräferenzrate kann folgende Formel herangezogen werden (vgl. European Commission, 2008:208):

$$r = eg + p$$

Der Ausdruck r steht für die reale soziale Diskontrate (soziale Zeitpräferenzrate), der Term g kann als Wachstums des Konsums und e als Elastizität des Grenznutzens des Konsums interpretiert werden. Der Term p steht für die „pure“ Zeitpräferenzrate. Die Europäische Kommission fasst für ausgewählte Länder Werte für die soziale Zeitpräferenzrate zusammen (vgl. Tabelle 22), demnach liegt für Österreich die soziale Diskontrate bei 4,1 % (vgl. European Commission, 2008:209).

⁹⁵ Während mit diesem Ansatz die reine Zeitpräferenzrate auf Null gesetzt wird, gibt es auch Ansichten, dass bei der Verwendung der jährlichen Sterblichkeitsrate als Näherung der reinen Zeitpräferenzrate ein höherer Wert angesetzt werden sollte (da in den Sterberaten Risiken wie bspw. Seuchen oder Kriege nicht enthalten sind) (vgl. Abay, 2005:12).

Tabelle 22: Indikative Soziale Diskontrate(SDR) für ausgewählte EU-Länder basierend auf dem Ansatz der sozialen Zeitpräferenzrate

Länder außerhalb des Kohäsionsfonds	g	e	p	SDR
Österreich	1,9	1,63	1,0	4,1
Dänemark	1,9	1,28	1,1	3,5
Frankreich	2,0	1,26	0,9	3,4
Italien	1,3	1,79	1,0	3,3
Deutschland	1,3	1,61	1,0	3,1
Niederlande	1,3	1,44	0,9	2,8
Schweden	2,5	1,20	1,1	4,1
Kohäsionsfonds Länder	g	e	p	SDR
Tschechische Republik	3,5	1,31	1,1	5,7
Ungarn	4,0	1,68	1,4	8,1
Polen	3,8	1,12	1,0	5,3
Slowakei	4,5	1,48	1,0	7,7

Quelle: European Commission (2008:209); eigene Darstellung

Soziale Opportunitätskosten des Kapitals (soziale Opportunitätskostenrate)

Zusätzlich zum Konzept der Ableitung der sozialen Diskontrate über die soziale Zeitpräferenzrate wird in der ökonomischen Literatur auch das Konzept der sozialen Opportunitätskostenrate vertreten. Argument dafür ist, dass öffentliche Projekte Vorhaben aus dem privaten Sektor verdrängen und damit eine vergleichbare Rendite wie Projekte im privaten Sektor erzielen sollen (vgl. Abay, 2005:7). Abay (2005:7) verweist jedoch darauf, dass öffentliche Projekte nicht immer zulasten privater Projekte durchgeführt werden müssen (sondern auch zu Lasten privaten Konsums) und dass in den privaten Ertragsrechnungen beispielsweise keine externen Kosten (Luftschadstoffe etc.) berücksichtigt und damit die Rendite des privaten Sektors nicht mit der sozialen Rendite vergleichbar ist. Auch Boardman et al. (2011:251) verweisen darauf, dass die Erträge des privaten Sektors durch Marktverzerrungen (negative Externalitäten und Marktpreise über den sozialen Grenzkosten) zu hoch angesetzt werden. Werden Projekte über Steuern und nicht über Kredite finanziert, werden sie wahrscheinlich eher den Konsum anstatt Investitionen verdrängen.

Die Wahl des Diskontsatzes ist ein wesentlicher Faktor für die (positive oder negative) Bewertung eines Projekts bzw. der Bewertung (Reihung) unterschiedlicher Varianten. Hohe Diskontraten werden im Allgemeinen die positive Bewertung von Projekten erschweren, da die Kosten zeitlich gesehen zumeist vor den Nutzeneffekten auftreten (vgl. Boardman et al., 2011:18). Generell favorisieren niedrige Diskontraten Projekte mit den insgesamt höchsten Nutzeneffekten, unabhängig davon wann sie auftreten. Eine Erhöhung der Diskontrate führt dazu, dass Nutzen und Kosten in der Zukunft schwächer gewichtet werden und demzufolge auch Projekte mit spät auftretenden Nutzeneffekten schwerer rechtfertigen (vgl. Boardman et al., 2011:240). Die Variation von Diskontsatzes sollte daher im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse (vgl. Abschnitt 7.1.4.) durchgeführt werden.

Da die Abschätzungen künftiger Entwicklungen mit einem Risiko verbunden sind, wird teilweise der Ansatz gewählt den Diskontsatz um eine Risikoprämie zu erhöhen. Campbell und Brown (2003:196) weisen hier auf mehrere Probleme hin. Wird beispielsweise eine konstante Risikoprämie über den gesamten Betrachtungszeitraum angesetzt, nimmt man an, dass das Ergebnis je weiter man in die Zukunft geht unsicherer wird, oftmals sind allerdings die ersten Jahre einer Investition die risikoreichsten. Zudem wird die Risikoprämie oft subjektiv festgelegt und bei Anwendung der Prämie auf den Nettocashflow wird anhand dieser Vorgangsweise suggeriert, dass die prognostizierten Kosten und Nutzeneffekte im gleichen Ausmaß vom Risiko betroffen sind – und dies ist oftmals nicht der Fall. Anstelle den Diskontfaktor mit einer Risikoprämie zu versehen, sollten Unsicherheiten über künftige Entwicklungen im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse berücksichtigt werden (vgl. Abschnitt 7.1.4).

In Österreich beauftragte die E-Control PricewaterhouseCoopers (PwC) Austria mit der Durchführung einer Studie hinsichtlich der Erhebung der Kosten und Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metern im Strom- und Gasbereich (PricewaterhouseCoopers Österreich, 2010). Als soziale Diskontrate wurde der risikolose Zinssatz der Systemnutzungstarif-Verordnung von 4,15 % übernommen. (vgl. PricewaterhouseCoopers Österreich, 2010:47). Die von Capgemini Consulting Österreich AG für den Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) untersuchte Kosten-Nutzen Analyse der Einführung von Smart Meter in Österreich, verwendete für die Abzinsung der Kapitalwerte einen Zinssatz von 7,025 %. (vgl. Capgemini Consulting Österreich AG, 2010:12).

Die Europäische Kommission (2012) verweist entsprechend der Publikationen der European Commission (2008) und European Commission (2009) auf die Verwendung einer sozialen Diskontrate von 3,5 %, 4 % und 5,5 %, andere Werte können, beispielsweise durch spezifische makroökonomische Rahmenbedingungen einzelner Mitgliedsländer gerechtfertigt sein (vgl. European Commission, 2012:13).

7.1.3 Zeitrahmen

Die Europäische Kommission schlägt für Energieinfrastrukturprojekte einen Betrachtungszeitraum von 20 bis 30 Jahren vor. Bei unterschiedlichen Lebensdauern der eingesetzten Technologien kann der Zeithorizont entsprechend der Hauptkomponenten gewählt und eine kürzere Einsatzdauer von Komponenten über eine Reinvestition berücksichtigt werden. Bei einer sehr langen Einsatzdauer kann ein Restwert in die Berechnungen miteinbezogen werden (vgl. European Commission, 2012:14).

Für die Durchführung der Kosten-Nutzen-Analyse wurde im ECONGRID-Projekt der Betrachtungszeitraum von 2014 bis 2030 gewählt. Der eingeschränkte Betrachtungszeitraum setzt voraus, dass am Ende des Betrachtungszeitraums, d.h. im Jahr 2030 Restwerte berücksichtigt werden.

7.1.4 Sensitivitätsanalyse

Die (oftmals über einen längeren Zeitraum) zu bewertenden Kosten und Nutzeneffekte unterliegen weitreichenden Unsicherheiten und Risiken. Eine Möglichkeit diese zu berücksichtigen besteht darin eine Risikoprämie anzuwenden (vgl. Abschnitt 7.1.2). Eine weitere Möglichkeit liegt in der Durchführung einer Sensitivitätsanalyse deren Ziel es ist aufzuzeigen, wie empfindlich die prognostizierten Nettonutzen hinsichtlich der getätigten Annahmen reagieren. Die Ergebnisse können als robust angesehen werden, wenn sich das Vorzeichen des errechneten Nettonutzens, bei einer Anpassung der Variablen in einem plausiblen Rahmen, nicht ändert (vgl. Boardman et al., 2011:177).

Bei der Durchführung einer „*partiellen Sensitivitätsanalyse*“ wird jener Parameter, für den die größte Unsicherheit besteht und welcher das Ergebnis am stärksten beeinflusst, variiert, während die anderen Parameter konstant gehalten werden. Darüber hinaus kann eine „*Worst- and Best-Case Analyse*“ Aufschluss über die Robustheit der Ergebnisse geben. Dafür wird zunächst von den in der Berechnung des Kapitalwerts herangezogenen monetären Werte ausgegangen. Für jeden festgelegten Parameter kann in einem weiteren Schritt der ungünstigste (pessimistischste) sowie der günstigste (optimistischste) Wert festgelegt werden. Der Kapitalwert wird einmal für den pessimistischen und ein weiteres Mal für den optimistischen Fall errechnet. Nachteil dieser Methode ist, dass allgemein angenommen wird, dass Werte rund um die Ausgangssituation (Basisannahmen) wahrscheinlicher als Werte der Extremfälle (worst- and best-case) sind. Generell kann keine Aussage darüber getroffen werden, wie wahrscheinlich der Eintritt der einzelnen Ergebnisse ist. Zusätzlich vermittelt die Worst- and Best-Case Analyse ebenso wenig wie die partielle Sensitivitätsanalyse einen Hinweis auf die Varianz oder die Streuung der statistischen Verteilung der Nettonutzen. Ausweg aus dieser Situation bietet die Durchführung einer „*Monte-Carlo Analyse*“ (vgl. Boardman et al., 2011:180ff). Im Rahmen der Monte-Carlo Analyse werden die unsicheren Parameter mit einer Wahrscheinlichkeitsfunktion hinterlegt und über möglichst viele Simulationen die Wahrscheinlichkeit eines bestimmten Ergebnisses (Kapitalwert) angegeben.

Die Europäische Kommission (2012) empfiehlt die Durchführung einer Sensitivitätsanalyse für eine Reihe von Variablen (z.B. Entwicklung des künftigen Stromverbrauchs, Spitzenlastverschiebung, Variation der Netzverluste, Value of Lost Load (VOLL), Diskontrate) (vgl. European Commission, 2012:31ff).

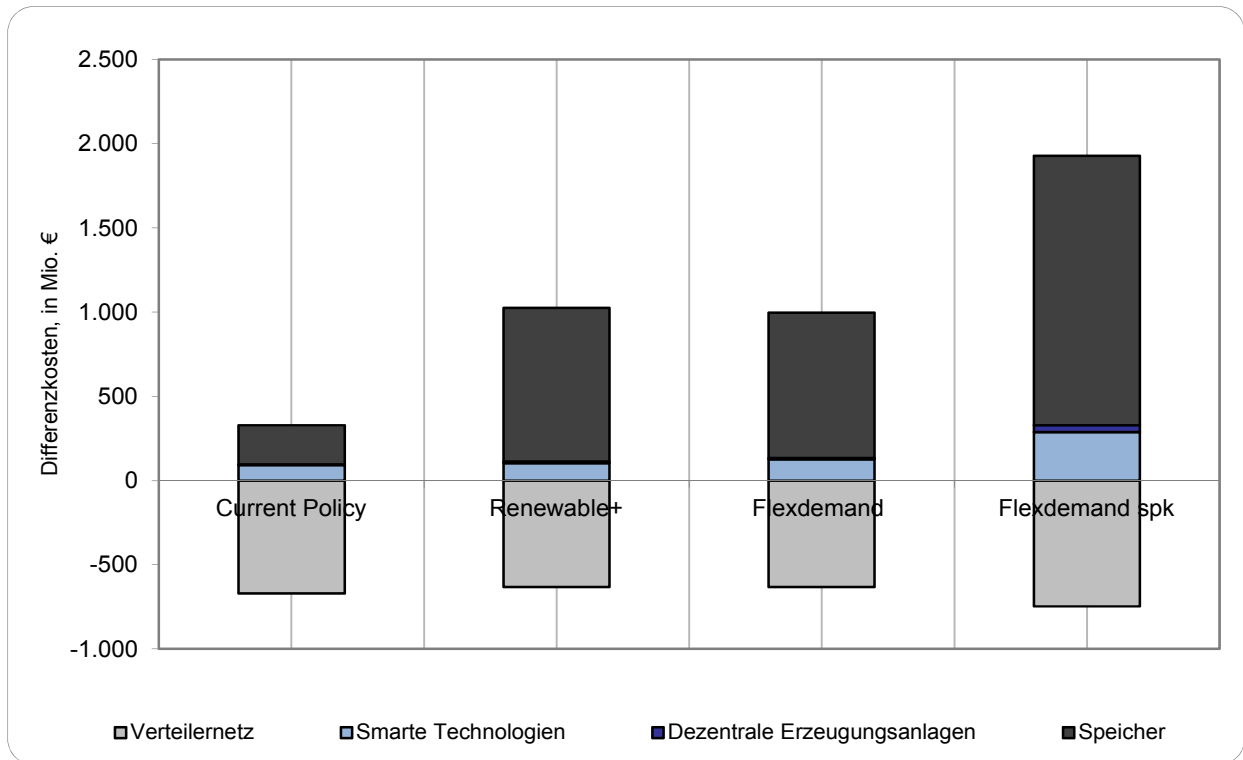
7.2 Durchführung der Kosten-Nutzen-Analyse

Zur Durchführung der Kosten-Nutzen-Analyse werden die erhobenen Differenzkosten bzw. Nutzeneffekte aus den Abschnitten 5.2 und 6 herangezogen, berücksichtigt wird jeweils die Differenz der Kosten- bzw. Nutzeneffekte zwischen den Migrationspfaden smart (smart plus) und konventionell. Ein positiver Kapitalwert⁹⁶ weist darauf hin, dass ein smarter Netzausbau dem konventionellen Migrationspfad vorzuziehen ist.

7.2.1 Differenzkosten und -nutzen in den ECONGRID-Szenarien

Abbildung 96 und Abbildung 97 fassen die Differenzkosten und Nutzeneffekte im Vergleich zur konventionellen Investitionsstrategie zusammen. Während das Current Policy Szenario insgesamt negative Differenzkosten aufweist und damit bei einer reinen Betrachtung der Kostenseite zu bevorzugen wäre (vgl. Abbildung 96), können im Szenario Flexdemand bei Vergleich der Migrationspfade smart plus und konventionell mit ca. € 3,4 Mrd. in Summe die höchsten sonstigen Nutzeneffekte erreicht werden (Flexdemand_{spk}, vgl. Abbildung 97).

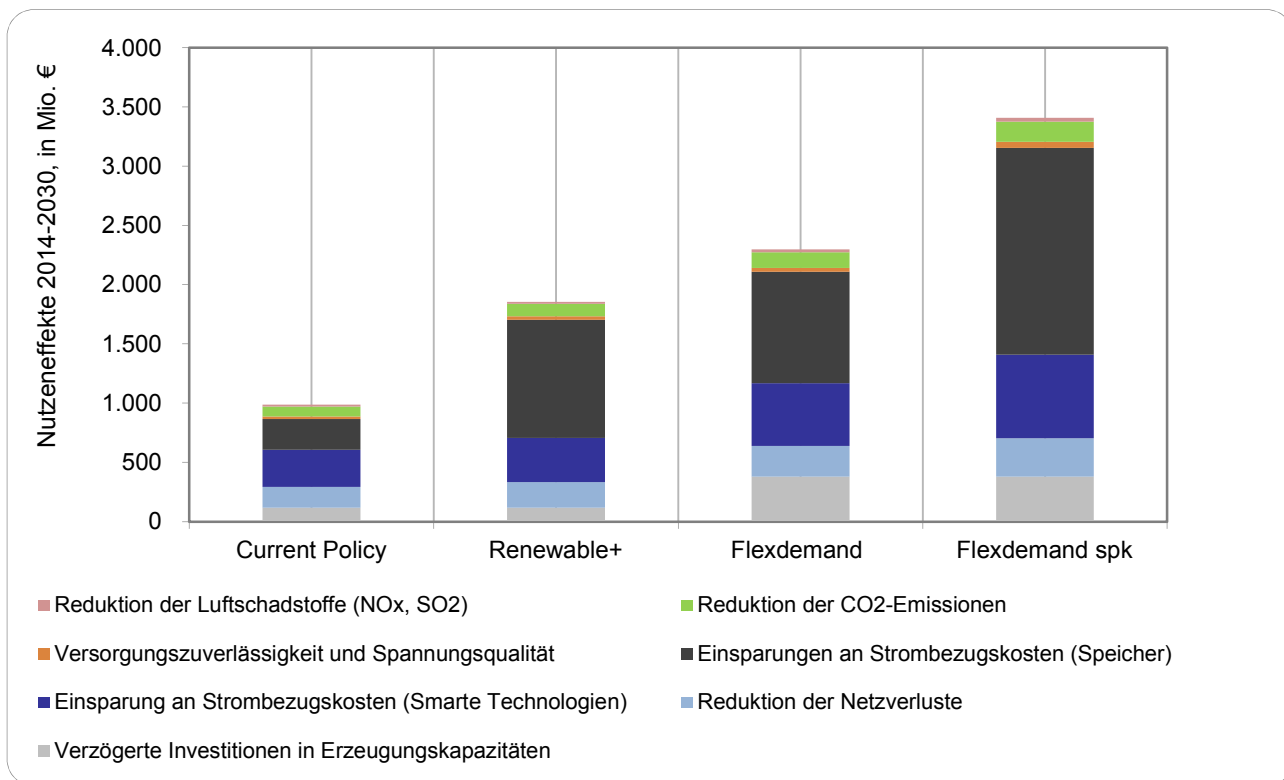
Abbildung 96: Differenzkosten der smarten Migrationspfade im Vergleich zur konventionellen Investitionsstrategie, ECONGRID-Szenarien, 2014-2030



Quelle: eigene Darstellung

⁹⁶ Netto-Nutzen im Vergleich zur konventionellen Investitionsstrategie.

Abbildung 97: Nutzeneffekte in den ECONGRID-Szenarien



Quelle: eigene Darstellung

7.2.2 Ergebnisse⁹⁷

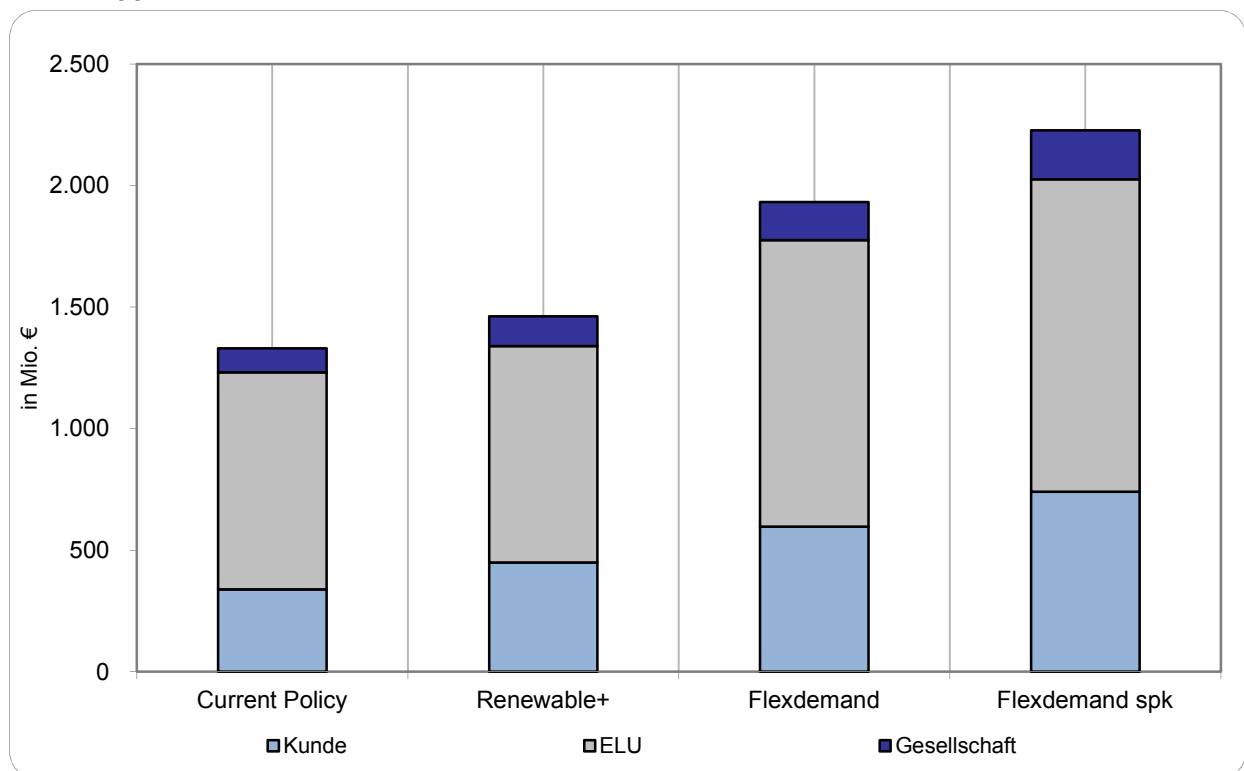
Die Berechnung des Kapitalwerts⁹⁸ zeigt für alle Szenarien einen positiven Wert (vgl. Abbildung 98); verglichen mit der konventionellen Investitionsstrategie ist der smarte Migrationspfad zu bevorzugen. Hier sei nochmals darauf hingewiesen, dass in den ECONGRID-Szenarien mit Speicherkosten gerechnet wurde, welche heute noch unter den aktuellen Preisen liegen (es wurde die Annahme getroffen, dass die privaten Haushalte nur dann großflächig in den Einsatz von Speichern investieren, wenn über die Nutzungsdauer keine Verluste entstehen, vgl. Abschnitt 5.1) Die höchsten Nutzen treten, unabhängig von den gewählten Szenarien, für die Gruppe der Elektrizitätsunternehmen auf; sie profitieren insbesondere von verzögerten Investitionen im Verteilernetz und zusätzlich von verringerten Netzverlusten sowie verzögerten Investitionen in Erzeugungskapazitäten. Aus Sicht der Elektrizitätsunternehmen ist das Szenario *Flexdemand_{spk}* am rentabelsten, hier treten die höchsten Nutzeneffekte auf. Auch gesamtwirtschaftlich – über alle betroffenen Gruppen hinweg – betrachtet ist das Szenario *Flexdemand_{spk}* mit einem Kapitalwert von mehr als 2,2 Mrd. € zu bevorzugen. Unter der Annahme rentabler Speicherkosten entstehen in diesem Szenario auch für die Kunden die höchsten Nutzeneffekte; des Weiteren profitiert die Gesellschaft durch Einsparungen im Stromverbrauch und der Änderung im Stromerzeugermix durch einen

⁹⁷ Hierzu gilt es insbesondere die im Rahmen dieser Studie getroffenen Annahmen und Einflussfaktoren (wie z.B. Ausbau der erneuerbaren Energiequellen – siehe Ökostromgesetz 2012) zu berücksichtigen. Zusätzlich wurde im Projekt ECONGRID eine Verfügbarkeit der eingesetzten Technologien (z.B. Speicher) vorausgesetzt.

⁹⁸ Die Kapitalwerte der einzelnen Szenarien wurden für die Differenzkosten und -nutzen berechnet. Ein positiver Kapitalwert bevorzugt den smarten (smart plus) Ausbau im Vergleich zu einer konventionellen Investitionsstrategie.

Rückgang der Emissionen und Luftschadstoffe. Das Szenario *Flexdemand* vereint eine hohe Integration erneuerbarer Energien sowie eine hohe Flexibilisierung der Nachfrage (Demand-Side-Management). Während bei einer reinen Betrachtung der Kostenseite (vgl. Abschnitt 7.2.1) das Current Policy Szenario den anderen Szenarien vorzuziehen wäre (negative Differenzkosten), zeigt sich, dass in den Szenarien *Renewable⁺* und *Flexdemand* (*Flexdemand_{spk}*) die Nutzeneffekte die Kostennachteile bei weitem überwiegen.⁹⁹

Abbildung 98: Kapitalwerte im Vergleich zur konventionellen Investitionsstrategie, 2014-2030, nach betroffenen Gruppen

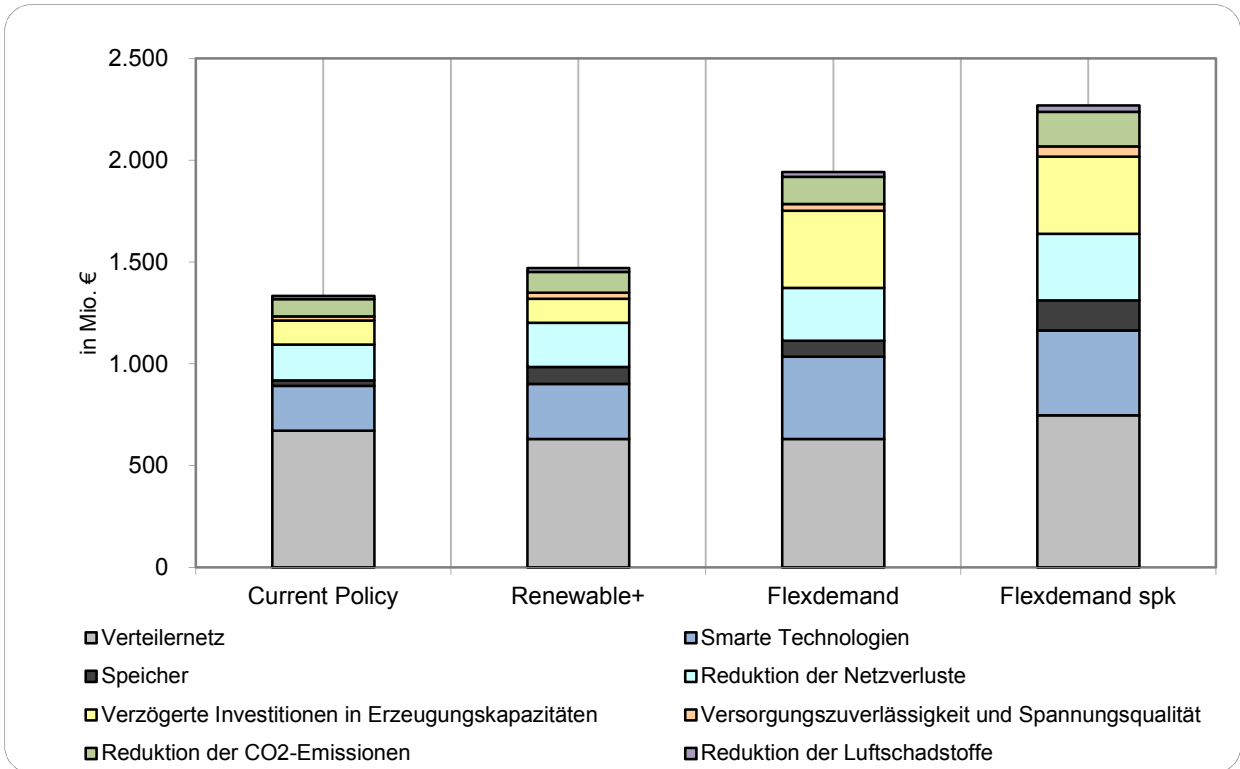


Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 99 bildet die Gesamteffekte (Kosten minus Nutzen) der smarten Migrationspfade, verglichen mit der konventionellen Investitionsstrategie, ab. Kosteneinsparungen werden als Nutzeneffekte (z.B. Verteilernetz) dargestellt, für die Positionen Speicher und smarte Technologien sind jeweils die gesamten Effekte (Kosten abzüglich der Nutzeneffekte Einsparung an Strombezugskosten) abgebildet. Die Kosten sowohl der smarten Technologien als auch jene der dezentralen Speicher werden, durch die im Rahmen der ECONGRID-Szenarien festgelegten Nutzeneffekte überkompensiert, insgesamt bleibt für beide Kategorien ein positiver Effekt erhalten. Zusätzlich können, in Abhängigkeit der gewählten Szenarien und Rahmenbedingungen, noch weitere Nutzeneffekte (Reduktion der Netzverluste, verzögerte Investitionen in Erzeugungskapazitäten etc.) generiert werden.

⁹⁹ Die Ergebnisse sind insbesondere von der Entwicklung der Rentabilität der Speicher abhängig, vgl. Abschnitt 7.3.

Abbildung 99: Gesamteffekte im Vergleich zur konventionellen Investitionsstrategie, 2014-2030¹⁰⁰



Quelle: eigene Darstellung

7.3 Sensitivitätsanalyse

Im Zuge der Berechnungen der gesamtwirtschaftlichen Effekte zeigte sich, dass insbesondere die Annahmen zur Rentabilität der Speicher die kritische Variable für die Höhe des Gesamteffekts ist. Daher wurde für die Position Speicher eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Des Weiteren zeigt sich, dass eine Variation des Diskontsatzes zwar zu einer Änderung der Gesamteffekte führt, allerdings auch bei einem Anstieg des Diskontsatzes auf 10 % positive Kapitalwerte in allen Szenarien erzielt werden.

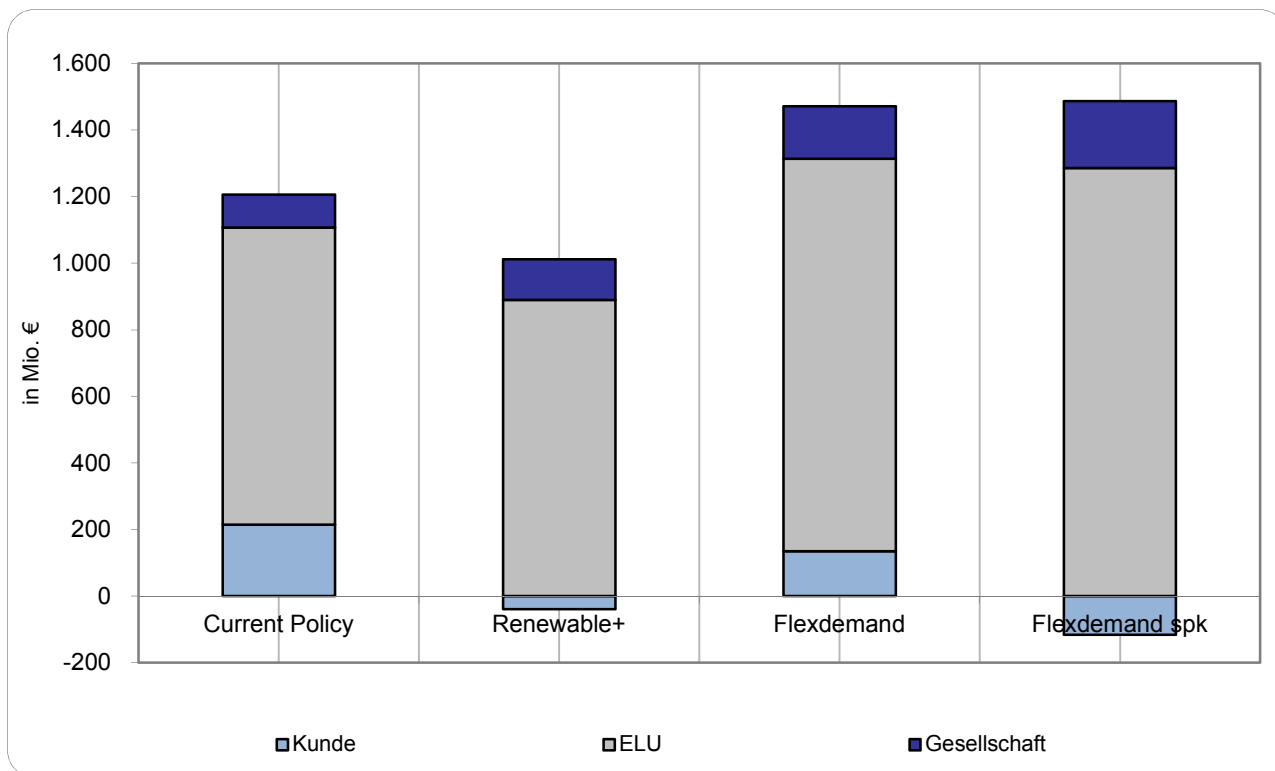
7.3.1 Hohe Speicherkosten

Im Zuge der Sensitivitätsanalyse wurde die Kosten-Nutzen-Analyse auch mit den derzeit marktüblichen hohen, d.h. unter den derzeitigen Rahmenbedingungen für die Kunden noch unrentablen Speicherkos-

¹⁰⁰ Ausgenommen der Kostenposition „Dezentrale Erzeugungsanlagen“. Durch eine geringe Ausstattung der Gebäude mit KWK-Anlagen (z.B. Schwarmstrom-Anlagen) kann davon ausgegangen werden, dass dem Kunden zusätzlich noch weitere Einsparungen an Strombezugskosten entstehen. Die daraus resultierenden Effekte konnten aufgrund der Nichtabschätzbarkeit der künftigen Geschäftsmodelle im Rahmen der Bewertung der ECONGRID-Szenarien jedoch nicht bewertet werden. Die Differenzkosten der Kostenposition „Dezentrale Erzeugungsanlagen“ sind – verhältnismäßig mit den gesamten Differenzkosten – als gering einzustufen und liegen bei max. € 41 Mio.

ten durchgeführt.¹⁰¹ Trotz der hohen Speicherkosten sind die Kapitalwerte in allen Szenarien positiv; die Kunden sind in den Szenarien Renewable⁺ und Flexdemand_{spk} jedoch negativ betroffen: die hohen Speicherkosten können nicht durch verringerte Strombezugskosten gedeckt werden und auch die weiteren Nutzeneffekte (Reduktion des Stromverbrauchs, Lastverschiebung etc.) reichen nicht aus, um die negativen Effekte zu kompensieren. Anders in den Szenarien Current Policy und Flexdemand: während in ersterem die Speicheranzahl verhältnismäßig noch gering ist und die weiteren Nutzeneffekte insgesamt die Kunden günstiger stellen, überwiegen insbesondere die Stromeinsparungen durch smarte Technologien im Szenario Flexdemand die hohen Speicherkosten im Szenario Flexdemand. Insgesamt weist das Szenario Renewable⁺ den geringsten Kapitalwert auf. Vergleicht man die Szenarien Current Policy und Renewable⁺ zeigt sich, dass sich die Speicheranzahl im Renewable⁺ Szenario verdoppelt. Die hohen Investitionskosten der Speicher führen zu einer deutlichen Belastung der Kunden, welche auch nicht durch andere Nutzeneffekte (Stromeinsparung durch smarte Technologien etc.) wettgemacht werden können.

Abbildung 100: Sensitivitätsanalyse – Kapitalwerte Variante hohe Speicherkosten, 2014-2030



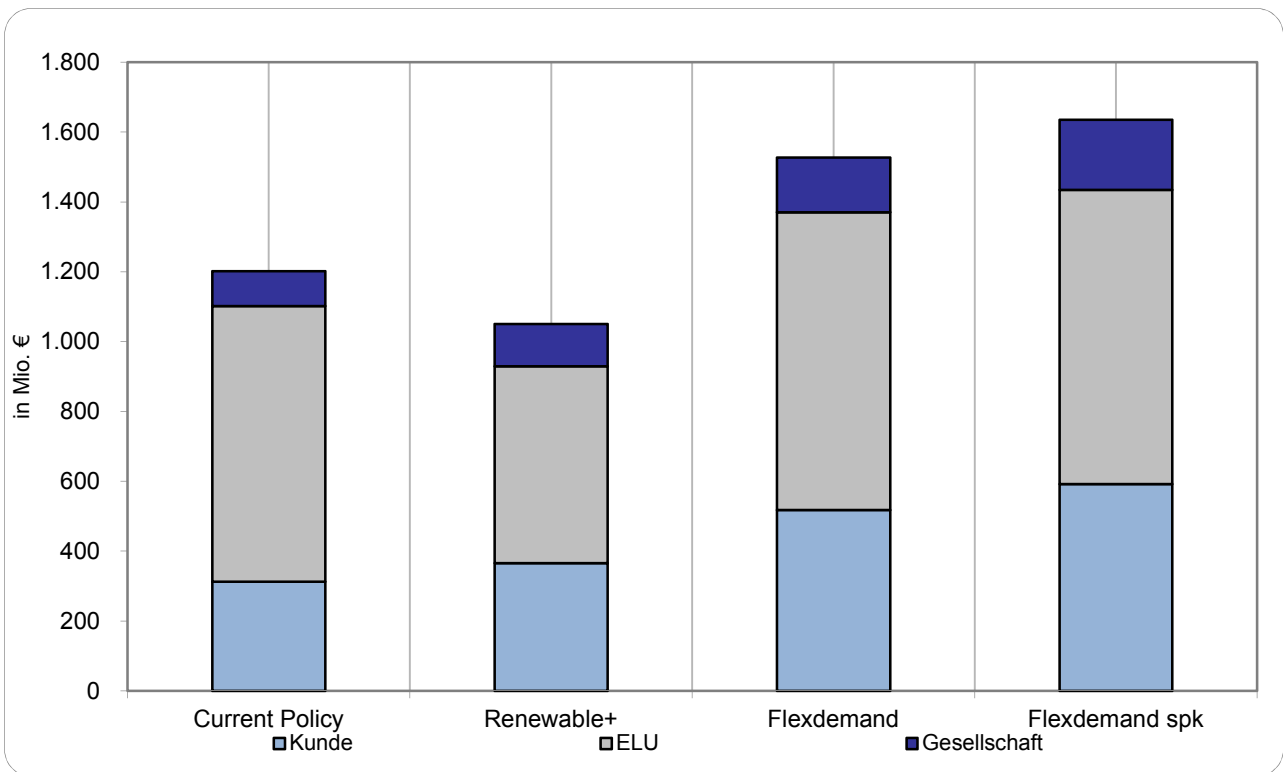
Quelle: eigene Darstellung

¹⁰¹ Die Speicherkosten wurden zur Durchführung der Sensitivitätsanalyse von 101,4 €/kWh auf 170 €/kWh erhöht; die Investitionskosten der Laderegler von 140 €/kWh auf 200 €/kWh. Die Lebensdauer der Speicher (Laderegler) wurde einheitlich mit 6 (7) Jahren festgelegt.

7.3.2 Smart Grids ohne Speicher

Die aktive Integration des Kunden inkl. der Integration von Speichern und Flexibilisierung des Verbrauchs stellt ein zentrales Element von smarten Netzen dar. Da sich im Rahmen des Projekts ECON-GRID herausstellte, dass eine hohe Speicherdurchdringung für die Kunden eine hohe Belastung darstellt und die künftige Kostenentwicklungen ungewiss sind, wurde eine Variante ohne den Einsatz von Speicher untersucht. Berücksichtigt wurde dabei, dass nun auch im smarten Verteilernetz höhere Investitionen nötig sind. Abbildung 101 zeigt das Ergebnis der Analysen: alle Gruppen von Betroffenen sind positiv von der Einführung von Smart Grids betroffen, allerdings fallen die Einsparungen in der Kategorie Verteilernetz, verglichen mit der Variante mit Speicher, niedriger aus. Aus Sicht der Elektrizitätsunternehmen ist der dezentrale Einsatz und der damit einhergehende verzögerte Netzausbau entsprechend zu begrüßen. Andererseits zeigt Abbildung 100 dass die Kunden nur dann von den dezentralen Speichern profitieren, wenn die Kosten für Speicher und Laderegler sinken und damit die Rentabilität gegeben ist. Es bleibt in Frage gestellt, ob ein hoher Durchdringungsgrad von Speichern tatsächlich realisiert werden kann, solange die Rentabilität der Speicher nicht gegeben ist.

Abbildung 101: Sensitivitätsanalyse – Kapitalwerte Variante ohne Speicher, 2014-2030



Quelle: eigene Darstellung

Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

8 Berechnung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte

Ergänzend zur Kosten-Nutzen-Analyse (vgl. Abschnitt 7) wurde eine makroökonomische Analyse zur Bewertung der mit dem Ausbau von Smart Grids in Verbindung stehenden Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte in Österreich durchgeführt. Die breite Einführung von Smart-Grids-Lösungen erfordert einen beträchtlichen Investitionsbedarf – in Abhängigkeit der Migrationspfade (vgl. Abschnitt 5.1). Während der hohe Investitionsbedarf einerseits als Herausforderung sowie für die Kunden als Belastung wahrgenommen werden kann, generieren andererseits jene Investitionen erhebliche Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte. Anhand einer makroökonomischen Bewertung soll aufgezeigt werden, welche volkswirtschaftlichen Effekte durch die Investitionen entstehen. Dabei gilt es in den Berechnungen sowohl die direkten als auch indirekten Effekte zu berücksichtigen, denn durchgeführte Investitionen in einem Wirtschaftssektor bedingen auch Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in vorgelagerten Branchen.¹⁰²

Auf Basis einer sehr detaillierten Erhebung und Abschätzung der Investitionskosten in den Szenarien Current Policy (Migrationspfad smart) und *Flexdemand* (Migrationspfad smart plus) wurden, die mit der Einführung von Smart-Grids-Lösungen zusammenhängenden Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte, unter Verwendung eines am Institut für Höhere Studien (IHS) Wien entwickelten allgemeinen Gleichgewichtsmodells für die Österreichische Wirtschaft berechnet. Der Betrachtungszeitraum erstreckt sich von 2014 bis 2020.

8.1 Modellbeschreibung und Zuweisung der Kosten

Die Berechnung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte erfolgte mit dem am IHS entwickelten und betreuten multi-sektoralen statischen Arbeitsmarktmodell LEMMA¹⁰³. Basis des Modells bilden die von Statistik Austria publizierten Input-Output Tabellen¹⁰⁴ welche die Produktion der einzelnen Sektoren der Wirtschaft inklusive der Vorleistungen anderer Sektoren sowie den Produktionsfaktoren Kapital und Arbeit abbilden. Die errechneten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte berücksichtigen daher auch Effekte in den vorgelagerten Branchen bzw. andere wirtschaftliche Effekte, wie beispielsweise die Veränderung der Kaufkraft in Abhängigkeit der Einkommen, Nachfrageveränderungen in Abhängigkeit der Preise etc. Zusätzlich wird im multi-sektoralen Arbeitsmarktmodell LEMMA zwischen 13 verschiedenen produzierenden Sektoren (vgl. Tabelle 25), drei Haushaltsagenten (gering-, mittel- oder hochqualifizierte Arbeiter) und einem Regierungsagenten unterschieden (vgl. Abbildung 102).

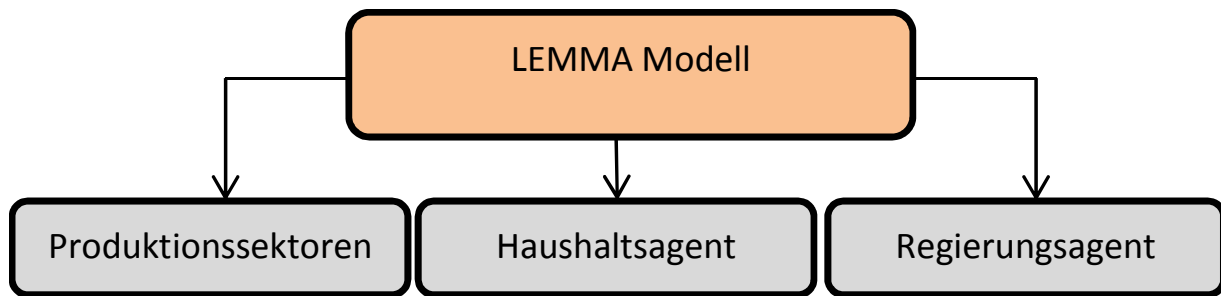
¹⁰² Direkte Beschäftigungseffekte entstehen in jenen Sektoren, in welche investiert wird bzw. in jenen Sektoren, welche von einer Förderung profitieren, indirekte Beschäftigungseffekte bezeichnen Arbeitsplatzzugewinne in den anderen Sektoren.

¹⁰³ Labour and Energy Market Model for Austria. Für Dokumentationen des LEMMA Modells, siehe z.B. Balabanov et al. (2010), Miess et al. (2011) unter „E3-Arbeitsmarktmodell“. Das theoretische Fundament des Modells ist in Böhringer et al. (2003, 2004) sowie in Hutton und Ruocco (1999) dargestellt.

¹⁰⁴ Für weitere Informationen der Statistik Austria zu den Input-Output Tabellen siehe:

http://www.statistik.at/web_de/statistiken/volkswirtschaftliche_gesamtrechnungen/input-output-statistik/index.html.

Abbildung 102: Aufbau des LEMMA Modells



Quelle: eigene Darstellung

8.1.1 Social Accounting Matrix

Im LEMMA Modell produzieren die Produktionssektoren je nach Nachfrage der Konsumenten unter Minimierung der Produktionskosten. Die Konsumagenten konsumieren die Güter in Abhängigkeit des Preises und maximieren ihren Nutzen (Freizeit und Konsum). Die Produktionssektoren erhalten die Faktoren Kapital und Arbeit von den Haushalten und beziehen Vorleistungsgüter aus (fast allen) anderen Sektoren, um die Güter herstellen zu können. In der Social Accounting Matrix (SAM) können die sich daraus ergebenden Wirtschaftsströme dargestellt werden (vgl. Tabelle 23). (vgl. Miess et al., 2011:21)

Tabelle 23: Social Accounting Matrix

in Mio €	AGR	FERR	CHEM	ENG	OTHER	BUI1	BUI2	TRA	F&E	SERV	E	OWNINT	LS	MS	HS	G	ROW	TOTAL
AGR	9037	-5	-5	-6	-3849	-16	-1	-3	0	-372	-1	-1880	-200	-1361	-610	-198	-531	0
FERR	0	16939	-32	-3640	-479	-321	-436	-12	0	-47	-5	-3766	-27	-183	-82	0	-7908	0
CHEM	-159	-102	17443	-626	-2177	-56	-220	-19	-37	-1776	-28	-1650	-134	-911	-408	-1078	-8062	0
ENG	-228	-231	-137	94738	-1637	-788	-1732	-596	-24	-4558	-508	-18698	-1853	-12625	-5657	0	-45466	0
OTHER	-468	-307	-538	-2484	79024	-3788	-1143	-225	-36	-9210	-134	-12559	-1898	-12929	-5794	-201	-27311	0
BUI1	-72	-19	-22	-69	-162	21558	-181	-96	-2	-3061	-49	-1684	-1433	-9761	-4374	0	-572	0
BUI2	-35	-18	-19	-66	-137	-456	12078	-83	-5	-3650	-22	-368	-647	-4404	-1974	0	-196	0
TRA	-23	-341	-257	-750	-2203	-398	-65	19696	-5	-3269	-125	-1506	-433	-2949	-1322	-394	-5654	0
F&E	0	-20	-46	-267	-81	-2	-18	1720	-177	-10	-181	0	0	0	0	-64	-851	0
SERV	-616	-1244	-1009	-8031	-9264	-2698	-1997	-4639	-359	260697	-976	-66164	-8865	-60383	-27059	-45848	-21546	0
E	-291	-1735	-965	-409	-1277	-484	-108	-1343	-15	-3115	29774	-11809	-518	-3531	-1582	0	-2591	0
OWNINT	-1880	-3766	-1650	-18698	-12559	-1684	-368	-1506	-181	-66164	-11809	120265	0	0	0	0	0	0
LS	-62	-151	-98	-1092	-1118	-1016	-535	-253	-112	-6436	-186	0	11058	0	0	0	0	0
MS	-275	-961	-623	-6967	-7134	-3466	-1827	-3660	-455	-47327	-1186	0	0	73879	0	0	0	0
HS	-45	-309	-200	-2237	-2290	-942	-497	-598	-255	-26830	-381	0	0	0	34583	0	0	0
Importe	-2211	-5928	-10098	-43286	-26291	-414	-315	-4382	-240	-12980	-10978	0	0	0	0	0	117125	0
K	-2671	-1802	-1743	-6112	-8365	-5030	-2651	-2263	5	-71724	-3377	0	1106	67545	33520	0	3562	0
LTAX	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4517	-32308	-17142	53967	0	0
PENSION	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9373	17255	7612	-34240	0	0
MoeSt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-328	-2235	-1002	3565	0	0
CONSTAX	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1792	-12205	-5469	19466	0	0
INTTAX	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-691	-4706	-2109	7506	0	0
UEBEN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	563	989	299	-1850	0	0
OTHTAX	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1019	-6202	-3571	10792	0	0
OTHTRANS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2254	7025	2142	-11422	0	0
TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Quelle: Miess et al. (2011:22), bezüglich der verwendeten Abkürzungen siehe Tabelle 24

Während die Spalten die verschiedenen Produktionssektoren und Konsumagenten darstellen, stehen die Zeilenbezeichnungen für jene Güter die von den Sektoren produziert, Faktoren, welche von den Haushaltsagenten als Leistung erbracht wurden sowie Importe gleichartiger Güter und diverse Steuern und Transfers. Positive Zeileneintragungen geben die Produktionsmengen des Sektors an, negative

Werte sind als Vorleistungen zu interpretieren. Positive Spalteneinträge bezeichnen die Einnahmen aus den Verkäufen von produzierten und importierten Gütern des Sektors, negative Spalteneinträge stellen Ausgaben des Sektors für Güter und Faktoren (benötigt als Vorleistungen) dar. Positive Einträge der Konsumagenten bezeichnen Einkommen aus Steuern, Transfers, Arbeit, Kapital und Importen, negative Einträge weisen auf Ausgaben für Konsum, Steuern oder Transfers hin. (vgl. Miess et al., 2011:22)

Tabelle 24 erklärt die in Tabelle 25 verwendeten Abkürzungen.

Tabelle 24: Verwendete Abkürzungen in der SAM

AGR	Land- und Forstwirtschaft
FERR	Metallverarbeitende Industrie (Metalle und Halbzeug daraus)
CHEM	Chemische Industrie
ENG	Maschinenbau
OTHER	andere Konsumgüterproduktion
BUI1	Hoch- und Tiefbau
BUI2	Bauinstallationen, Ausbau- und Bauhilfsgewerbe
TRA	Transport
F&E	Forschung & Entwicklung
SERV	Dienstleistungen
ELE	Elektrizitätswirtschaft
FERNW	Fernwärme
E	Kohle, Öl, Gas
G	Öffentlicher Konsum
LS	niedrigqualifizierte Arbeitskräfte (Haushaltsgruppe)
MS	mittelqualifizierte Arbeitskräfte (Haushaltsgruppe)
HS	hochqualifizierte Arbeitskräfte (Haushaltsgruppe)
Importe	Importe an gleichartigen Gütern pro Sektor
K	Kapitalnachfrage
LTAX	Lohnsteuer inkl. Sozialversicherungsbeiträge der Dienstgeber und Dienstnehmer
PENSION	Pensionen
MoeSt	Mineralölsteuer
CONSTAX	Konsumsteuer
INTTAX	Produktionsabgaben der Unternehmen (werden dem Haushalt zugeschrieben)
UEBEN	Arbeitslosenzahlungen
OTHTAX	andere Steuern
OTHTRANS	andere Sozialtransfers

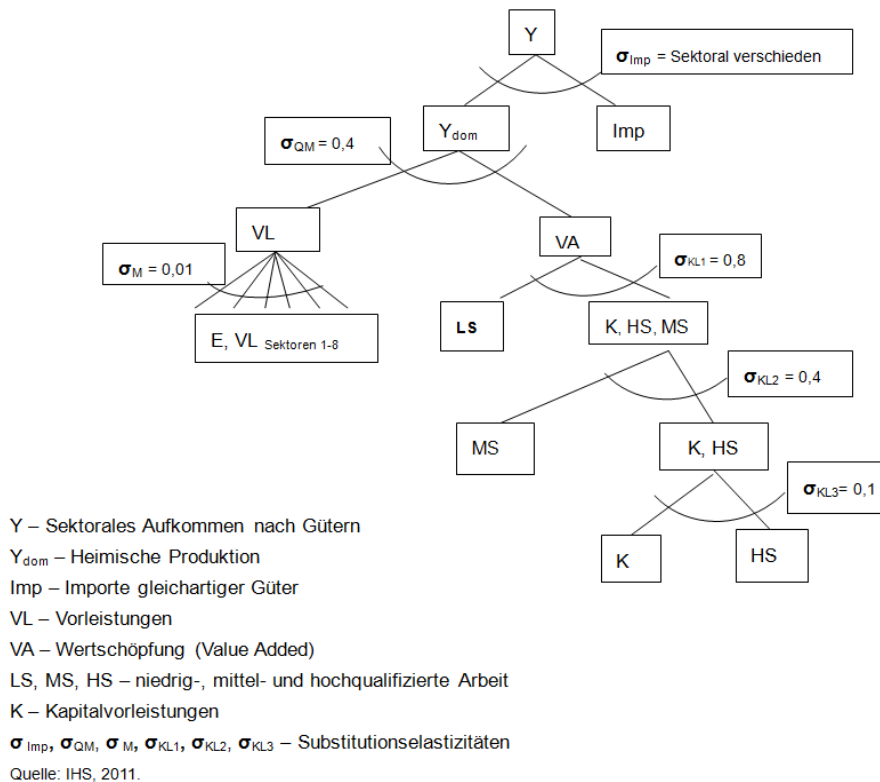
Quelle: Miess et al. (2011:23)

8.1.2 Produktionssektoren

Die Produktionssektoren generieren unter Verwendung der Faktoren Arbeit, Kapital und Vorleistungen anderer Sektoren, Güter, die von den Haushalten als Konsumgüter (Endnachfrage) und von anderen

Produktionssektoren wiederum als Vorleistungen nachgefragt werden. Die „Inputs“ für die Produktion sind sektoral verschieden, eine Substitution zwischen den einzelnen Inputs ist anhand einer konstanten, exogen vorgegebenen Substitutionselastizität möglich. Steigt der Preis eines Faktors (z.B. Arbeit durch eine Erhöhung der Lohnsteuer) an, kann ein anderer Faktor in unterschiedlichem Ausmaß als Substitut für die Produktion verwendet werden (z.B. Kapital). Wie Güter und Faktoren untereinander substituiert werden können, ist abhängig von der Nesting-Struktur (vgl. Abbildung 103) und den zugrunde gelegten Substitutionselastizitäten. Das jeweils untere Ende eines jeden Zweiges ist ein Vorleistungsgut für die Produktion, welches dann wiederum in der nächsthöheren Ebene zu einem Vorleistungsbündel aggregiert wird. Die einzelnen Verzweigungen zeigen, welche Güterbündel untereinander substituiert werden können, die Elastizitäten hingegen geben an, in welchem Ausmaß einzelne Güter(-bündel) untereinander ausgetauscht werden können. Eine niedrige Elastizität (nahe Null) bedeutet, dass eine Substitution kaum möglich ist, eine höhere Elastizität entspricht einer guten Substituierbarkeit. Eine Elastizität von Null bedeutet somit keine Substituierbarkeit (Güter sind perfekte Komplemente), eine (theoretische) Elastizität nahe Unendlich eine perfekte Substituierbarkeit (perfekte Substitute). Jeder Sektor hat die Möglichkeit Vorleistungen zu importieren, allerdings werden nur jene Güter importiert, die vom Sektor auch selbst produziert werden würden (Importe gleichartiger Güter). Der Preis für importierte Güter ist – entsprechend der Annahme einer kleinen offenen Volkswirtschaft – immer derselbe (fixer Weltmarktpreis). Die Substitutionsmöglichkeiten zwischen den heimisch produzierten und importierten Gütern sind wiederum abhängig von der Substitutionselastizität. (vgl. Miess et al., 2011:24f)

Abbildung 103: LEMMA-Modell – Nesting-Struktur für die sektorale Produktion



Quelle: Miess et al. (2011:24)

Insgesamt wird im LEMMA Modell zwischen 13 verschiedenen Produktionssektoren unterschieden. Die einzelnen Wirtschaftszweige (ÖNACE 2003) werden den Sektoren im LEMMA Modell entsprechend Tabelle 25 zugewiesen.

Tabelle 25: Gliederung der Produktionssektoren im LEMMA Modell und sektorale Zuweisung der ÖNACE 2003

Sektorbezeichnung LEMMA		ÖNACE 2003	
AGR	Land- und Forstwirtschaft	01, 02, 05	Land- und Forstwirtschaft, Fischerei
FERR	Metallverarbeitende Industrie (Metalle u. Halberzeugnisse daraus)	27	Metallerzeugung und -bearbeitung
CHEM	Chemische Industrie	24	H.v. Chemikalien und chemischen Erzeugnissen
ENG	Maschinenbau	28-32, 34, 35	Maschinenbau, H.v. Datenverarbeitungsgeräten, H.v. elektrischen Ausrüstungen, H.v. Metallerzeugnissen, Büromaschinen, Computer, Kraftwagen und sonstige Fahrzeuge, Rundfunk-, Fernseh- und Nachrichtentechnik
OTHER	andere Konsumgüterproduktion	14-22, 25, 26, 33, 36, 37	H.v. Nahrungs- u. Genussmitteln und Getränken, Textilien, Leder, Holz-, Papier-, Kunststoff-, Glas-, Steinwaren, Verlagswesen; Vervielfältigung;
BUI1	Hoch- und Tiefbau	45A	Hoch- und Tiefbau (z.B. Kabelnetzleitungstiefbau)
BUI2	Bauinstallationen, Ausbau- und Bauhilfsgewerbe	45B	Bauinstallationen, Ausbau- und Bauhilfsgewerbe (z.B. Elektroinstallationen)
TRA	Transport	60, 61, 62	Verkehr
F&E	Forschung & Entwicklung	73	Forschung und Entwicklung
SERV	Dienstleistungen	41, 50-55, 63-72, 74-95	Dienstleistungen ohne Forschung und Entwicklung (z.B. Ingenieurbüros); Wasserversorgung
ELE	Elektrizitätswirtschaft	40A	Elektrizitätsversorgung
FERNW	Fernwärme	40C	Fernwärmeversorgung
E	Kohle, Öl, Gas	40B, 10, 11, 23	Gasversorgung, Bergbau, Mineralölversorgung

Quelle: Friedl et al. (2013:7)

8.1.3 Haushaltsagenten

Die Differenzierung des Haushaltsagenten erfolgt nach dem Qualifikationsniveau, es wird zwischen gering- (GQ), mittel- (MQ) und hochqualifizierten (HQ) Arbeitskräften unterschieden. Die Arbeitskräfte besitzen Kapital, beziehen ein Arbeitseinkommen bzw. Sozialleistungen und zahlen Steuern. Die Haushalte bieten den Sektoren ihr gesamtes Kapital und einen Teil ihrer Zeit (als Arbeitszeit) an. Dafür erhalten sie ein Lohn- bzw. Erwerbseinkommen und ein Kapitaleinkommen. Die Haushalte verwenden ihr gesamtes Einkommen, nach Abzug von Steuern und Abgaben, gänzlich für den Güterkonsum. (vgl. Miess et al., 2011:25f)

Den realen Kapitalstock, mit dem sie ausgestattet sind, überlassen die Haushalte den Unternehmen in Form eines homogenen Kapitalguts¹⁰⁵ zur Produktion und erhalten dafür ihr Kapitaleinkommen. Der

¹⁰⁵ Zum Kapitalgut zählen die Investitionsgüter aller Sektoren, es wird keine Unterscheidung zwischen den Investitionsgütern verschiedener Sektoren getroffen.

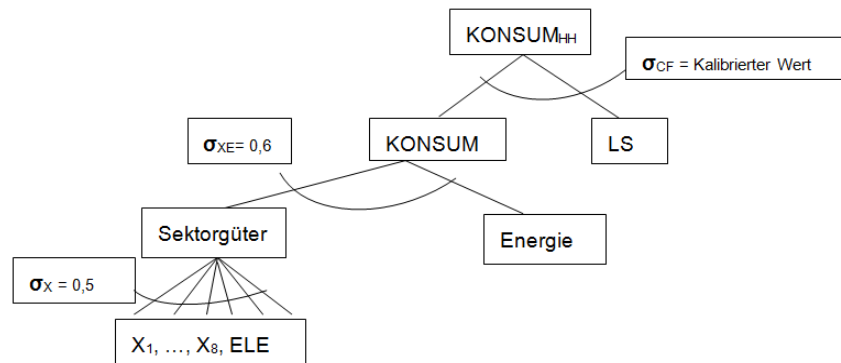
Preis, zu dem die Haushalte dieses an die Sektoren vermieten, also die Kosten, welche die Unternehmen für ihre Kapitalverwendung zur Produktion tragen, ist keine eindeutig bestimmbar volkswirtschaftliche Einheit und wird in der Literatur zur allgemeinen Gleichgewichtstheorie üblicherweise mit „rental rate of capital“ bezeichnet. Diese Größe ist sozusagen ein gewichtetes Mittel u. a. aus Zinshöhen, Abschreibungsraten, Gewinnspannen und dem Preis des Kapitalguts. (vgl. Miess et al., 2011:25f)

Die Sektoren wiederum stehen im Besitz der Haushalte und machen keine Gewinne (Zero-Profit Bedingungen), sondern liefern etwaige Betriebsüberschüsse als Kapitalfluss an die Haushalte ab. Im statischen Modell LEMMA wird jeweils nur eine Periode betrachtet (das langfristige Gleichgewicht der Volkswirtschaft), daher können Investitionen – die eine Veränderung des Kapitalstocks zwischen den verschiedenen Perioden mit sich bringen – nicht explizit modelliert werden. Dazu wäre eine intertemporale Entscheidung der Unternehmen und Haushalte bezüglich der optimalen Höhe des Kapitalstocks für jede Periode notwendig. (vgl. Miess et al., 2011:26)

Investitionen werden dementsprechend in LEMMA wie folgt modelliert: jede Investition bedeutet in erster Linie den Kauf eines realen Wertgegenstands, sei es eine Produktionsmaschine, ein Gebäude oder ein sonstiges Investitionsgut. Daher wird durch die Form der statischen Analyse primär auf die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte fokussiert, die durch Produktion und Kauf des Investitionsguts entstehen. (vgl. Miess et al., 2011:26)

Die Haushalte generieren ihren Nutzen aus dem Konsum von Freizeit und Gütern. Das Konsumverhalten der Haushalte ist abhängig von der Nesting-Struktur bzw. ihren Substitutionsmöglichkeiten (vgl. Abbildung 104). Die Entscheidung, in welchem Ausmaß die Haushalte ihre Arbeit anbieten, hängt von der Höhe der Löhne und der Konsumgüterpreise ab. Bei hohen Löhnen und geringen Konsumgüterpreisen (Anstieg des Reallohns) wird das Arbeitskräfteangebot verstärkt, bei niedrigen Löhnen und teuren Güterpreisen (Sinken des Reallohns) hingegen wird vermehrt Zeit in Freizeit investiert. Die Veränderung des tatsächlichen Gleichgewichts am Arbeitsmarkt wird in der Folge im Zusammenspiel zwischen dem Angebotsverhalten der Haushalte und der Nachfrage durch die Sektoren bestimmt. (vgl. Miess et al., 2011:26)

Abbildung 104: LEMMA Modell: Nesting-Struktur der Haushalte



KONSUM_{HH} – Finaler Haushaltskonsum
 KONSUM – Güterkonsum des Haushalts
 LS – Freizeitkonsum
 Sektorgüter – Konsumgüterbündel aus verschiedenen Sektorgütern
 X₁, ..., X₈, ELE – Konsumgüter aus den verschiedenen Wirtschaftssektoren
 Energie – Energiekonsum des Haushalts
 σ_{CF} , σ_{XE} , σ_X – Substitutionselastizitäten

Quelle: IHS, 2011.

Quelle: Miess et al. (2011:27)

Die Arbeitslosigkeit wird im LEMMA Modell über einen inversen Zusammenhang mit der Lohnkurve modelliert. Empirisch konnte nachgewiesen werden, dass zwischen der regionalen Arbeitslosigkeit und dem regionalem Lohnniveau ein inverser Zusammenhang besteht, d.h. bei steigenden Löhnen sinkt die Arbeitslosigkeit. (vgl. Miess et al. 2011:27)

8.1.4 Regierungsagent und Refinanzierungsmöglichkeiten

Der Regierungsagent stellt öffentliche Güter und Transfers zur Verfügung und finanziert sich über verschiedene Steuerinstrumente (Arbeits-, Konsum-, Kapital- bzw. Energiesteuern). Er kann als Subventionsgeber fungieren und je nach Szenario seine Mehrausgaben über diverse Steuern oder zusätzliche Verschuldung refinanzieren. (vgl. Miess et al. 2011:29) Zusätzlich zu den Veränderungen am Arbeitsmarkt (Beschäftigung, Arbeitslosigkeit, Lohnentwicklung) können die Auswirkungen der getätigten Investitionen und Subventionen auf die Indikatoren BIP (Wertschöpfungseffekte), Konsum und Preise abgebildet werden.

Gegenwärtig sind im LEMMA Modell folgende Steuern implementiert:

- Steuern auf den Faktor Arbeit (Lohn- und Einkommenssteuern)
- Steuern auf den Haushaltskonsum (Mehrwertsteuer)
- Steuern auf fossile Energie (Haushalte und Firmen, v.a. Mineralölsteuer)
- Steuern auf Elektrizität und Kapital

Die Refinanzierung der eingesetzten Kosten erfolgt in den Szenarien Current Policy und *Flexdemand* wie folgt: Kosten für die Erhaltung und Modernisierung der Verteilernetze werden über die Netztarife finanziert. Ausgaben für Smart Meter bzw. die (Teil-)Förderung von Photovoltaikanlagen werden über die Stromkosten (z.B. Messentgelt, Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag) refinanziert. Die verbleibenden Investitionen (z.B. für den Einsatz smarterer Technologien) werden direkt von den Kunden getragen (vgl. Friedl et al., 2013:10).

8.1.5 Außenhandel

Über den Außenhandel werden produzierte Güter exportiert und die heimischen Sektoren mit Importgütern versorgt. Die Export- bzw. Importnachfrage ist abhängig vom Preis des im jeweiligen Sektor produzierten Gutes. Bei einem steigenden heimischen Preis, kommt es zu einem Rückgang der Auslandsnachfrage bzw. zu einem Anstieg der Importmenge. Bei sinkenden heimischen Preisen kommt es zu gegengleichen Effekten. Im LEMMA Modell bleiben die Importpreise, unabhängig von der heimischen Wirtschaftsentwicklung, für die einzelnen Güter unverändert (Weltmarktpreis), exportiert wird zum heimischen Preis. Die sich daraus ergebende Handelsbilanz dient den Sektoren als zusätzliche Kapitalvorleistung. (vgl. Miess et al., 2011:29f)

8.1.6 Sektorale Zuordnung der Kosten

Die in Abschnitt 5.1.1 und 5.1.3 erhobenen Kosten für die Szenarien Current Policy (Migrationspfad smart) und *Flexdemand* (Migrationspfad smart plus) werden über eine Zuordnung der Tätigkeiten und Wirtschaftszweige (vgl. Tabelle 26) den Sektoren im LEMMA Modell zugeordnet.

Entsprechend der sektoralen Gliederung werden Investitionen in den Sektoren Maschinenbau, Hoch- und Tiefbau, Bauinstallationen, Ausbau- und Bauhilfsgewerbe sowie den Dienstleistungssektor getätigt. Der Sektor Maschinenbau umfasst die für Smart Grids Investitionen relevanten NACE Kategorien wie beispielsweise Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung u.ä., Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten u. -einrichtungen. In den beiden Bausektoren fallen Tätigkeiten zur Errichtung von Rohrfernleitungen, Hochspannungsleitungen, Elektroinstallationen etc. Im aggregierten Dienstleistungssektor sind u.a. Tätigkeiten von Ingenieurbüros sowie Dienstleistungen der Informationstechnologie enthalten. Arbeitsplatzzugewinne in jenen Sektoren werden als direkte Beschäftigungseffekte bezeichnet, indirekte Beschäftigungseffekte bezeichnen Arbeitsplatzeffekte in den übrigen Sektoren (z.B. Metallverarbeitende Industrie, Land- und Forstwirtschaft)

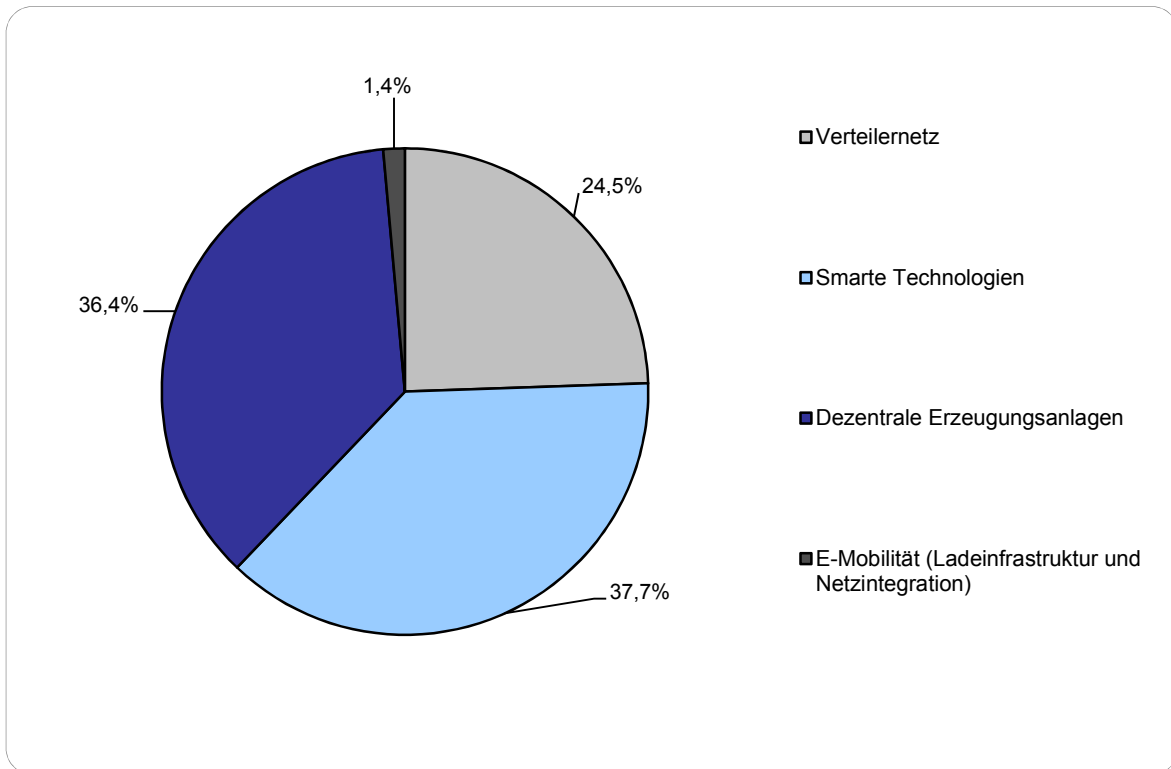
Tabelle 26: Sektorale Zuweisung der Kosten in den Szenarien Current Policy und Flexdemand

Sektorbezeichnung LEMMA		ÖNACE 2003		Relevante Tätigkeiten in Bezug auf Smart Grids (gemäß ÖNACE 2003)
ENG	Maschinenbau	28-32, 34, 35	Maschinenbau, H. v. Datenverarbeitungsgeräten, H. v. elektrischen Ausrüstungen, H. v. Metallernzeugnissen, Büromaschinen, Computer, Kraftwagen und sonstige Fahrzeuge, Rundfunk-, Fernseh- und Nachrichtentechnik	H. v. Elektromotoren, Generatoren und Transformatoren, H. v. Elektrizitätsverteilungs- und -schalteneinrichtungen, H. v. isolierten Elektroka beln, -leitungen u. -drähten, H. v. Akkumulatoren und Batterien
BUI1	Hoch- und Tiefbau	45A	Hoch- und Tiefbau (z.B. Kabelnetzleitungstiefbau)	Errichtung von Rohrfernleitungen, Fernmelde- und Hochspannungsleitungen sowie Errichtung von städtischen Rohrleitungs- und Kabelnetzen einschließlich zugehöriger Arbeiten
BUI2	Bauinstallationen, Ausbau- und Bauhilfsgewerbe	45B	Bauinstallationen, Ausbau- und Bauhilfsgewerbe (z.B. Elektroinstallationen)	Installation von elektrischen Leitungen und Armaturen, Leitungen f. Telekommunikationssysteme, Solarkollektoren etc.
SERV	Dienstleistungen	41, 50-55, 63-72, 74-95	Dienstleistungen ohne Forschung und Entwicklung (z.B. Ingenieurbüros); Wasserversorgung	Tätigkeiten von Ingenieurbüros, Dienstleistungen (inkl. der Informationstechnologie)

Quelle: eigene Darstellung

Die detaillierte Abschätzung der für die einzelnen Szenarien notwendigen Netzbau- und Netzadaptionskosten zeigt, dass sich diese deutlich zwischen den Szenarien unterscheidet. Für das Szenario Current Policy wurden für den Beobachtungszeitraum 2014-2020 jährliche Gesamtkosten in der Höhe von rund € 915 Mio. berechnet, die sich prozentuell auf die einzelnen Kostenkategorien entsprechend Abbildung 105 aufteilen.

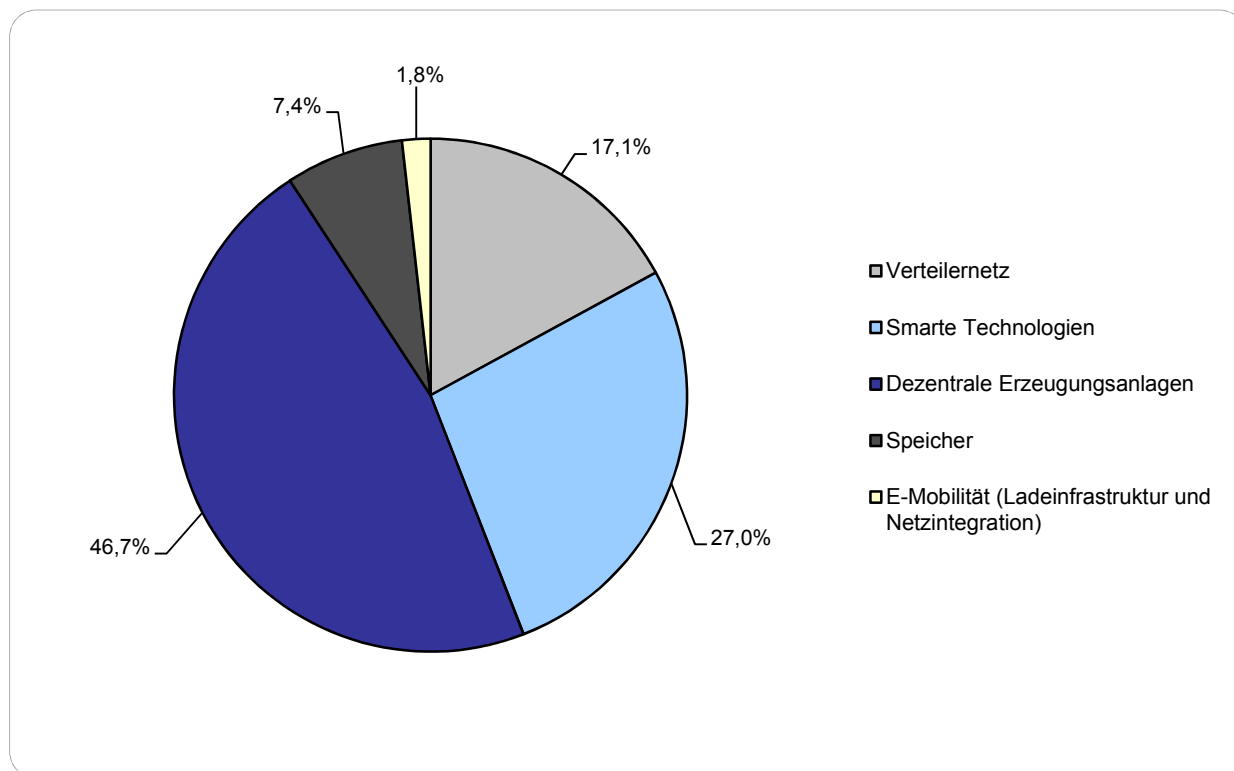
Abbildung 105: Aufteilung der Kosten nach Technologien/Kostenkategorien Current Policy Szenario



Quelle: eigene Darstellung

Der größte Kostenblock (€ 344,7 Mio. oder 37,7 %) entfällt auf die Anschaffung smarterer Technologien; mitberücksichtigt ist in den Berechnungen die Umstellung der konventionellen Stromzähler hin zu Smart Metern (entsprechend der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO (2012)). Nur geringfügig niedrigere Kosten von rund € 333,2 Mio. werden für den Ausbau der dezentralen Erzeugungsanlagen im Verteilernetz berücksichtigt. Auf die Erweiterung des Verteilernetzes entfällt knapp ein Viertel (€ 223,6 Mio.) der ausgewiesenen Kosten. Dazu zählen u.a. die Einbindung der Transformatorstationen in die Leittechnik, der erforderliche Zu- und Umbau der Transformatorstationen unter Berücksichtigung von regelbaren Ortsnetztransformatoren. Im Vergleich dazu sind die Kosten für die zusätzliche Ladeinfrastruktur (öffentliche Elektrotankstellen, Ladestationen in Garagen, Messverteiler etc.) mit 1,4 % bzw. ca. € 13,1 Mio. jährlich als verhältnismäßig gering einzustufen.

Abbildung 106: Aufteilung der Kosten nach Technologien/Kostenkategorien *Flexdemand Szenario*



Quelle: eigene Darstellung

Eine etwas andere Verteilung der Kosten auf die einzelnen Kategorien zeigt sich für das Szenario *Flexdemand* wie in Abbildung 106 ersichtlich. In Summe werden für das Szenario *Flexdemand* deutlich höhere jährliche Kosten von ca. € 1,295 Mrd. ausgewiesen. Diese Kostensteigerung lässt sich zu einem Teil auf eine deutlich höhere Ausstattung mit dezentralen Erzeugungsanlagen erklären. Mit rund € 604,5 Mio. entfallen 46,7 % der jährlichen Kosten durch die Anschaffung von dezentralen Erzeugungsanlagen auf die Kunden. Weitere 27 % der Kosten entstehen durch den vermehrten Einsatz von Smart-Home-Technologien; darin berücksichtigt ist, wie bereits erwähnt, die Einführung von Smart Metern sowie der punktuellen Einbau einer Verbrauchssteuerung über Lastschaltgeräte. Die eingesetzten Technologien ermöglichen den Haushaltskunden über den Stromverbrauch flexibel auf unterschiedliche Tarife zu reagieren und damit an Demand Response Programmen teilzunehmen. Im Szenario *Flexde-*

mand werden verstärkt dezentrale Speicher eingesetzt. Damit kann die Regelenergie zentraler Kraftwerke begrenzt und flexibel auf das Stromangebot bzw. die Stromnachfrage reagiert werden. Die Kosten für die eingesetzten Speicher belaufen sich im Betrachtungszeitraum (2014-2020) auf jährlich € 96,4 Mio. und entsprechen damit knapp 7,4 % der jährlichen Kosten, welche von unterschiedlichen Marktteilnehmern getätigt werden müssen. Insgesamt müssen im Szenario *Flexdemand* jährlich rund € 221,1 Mio. in die Adaption der Verteilernetze investiert werden. Wie im Szenario *Current Policy* stellen die Kosten für die E-Mobilität mit € 23,1 Mio. nur einen geringen Teil dar.

8.2 Ergebnisse der makroökonomischen Analyse

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der modellbasierten Analyse für Österreich dargestellt. Dabei wird das Ausgangsgleichgewicht der Wirtschaft durch eine Politikmaßnahme verändert und der neuerliche Gleichgewichtszustand, der alle Anpassungen in der Wirtschaft modellhaft abbildet, errechnet. Die langfristigen Effekte der Politikmaßnahme ergeben sich sodann durch den Vergleich der beiden Gleichgewichtszustände (komparativ-statische Analyse).

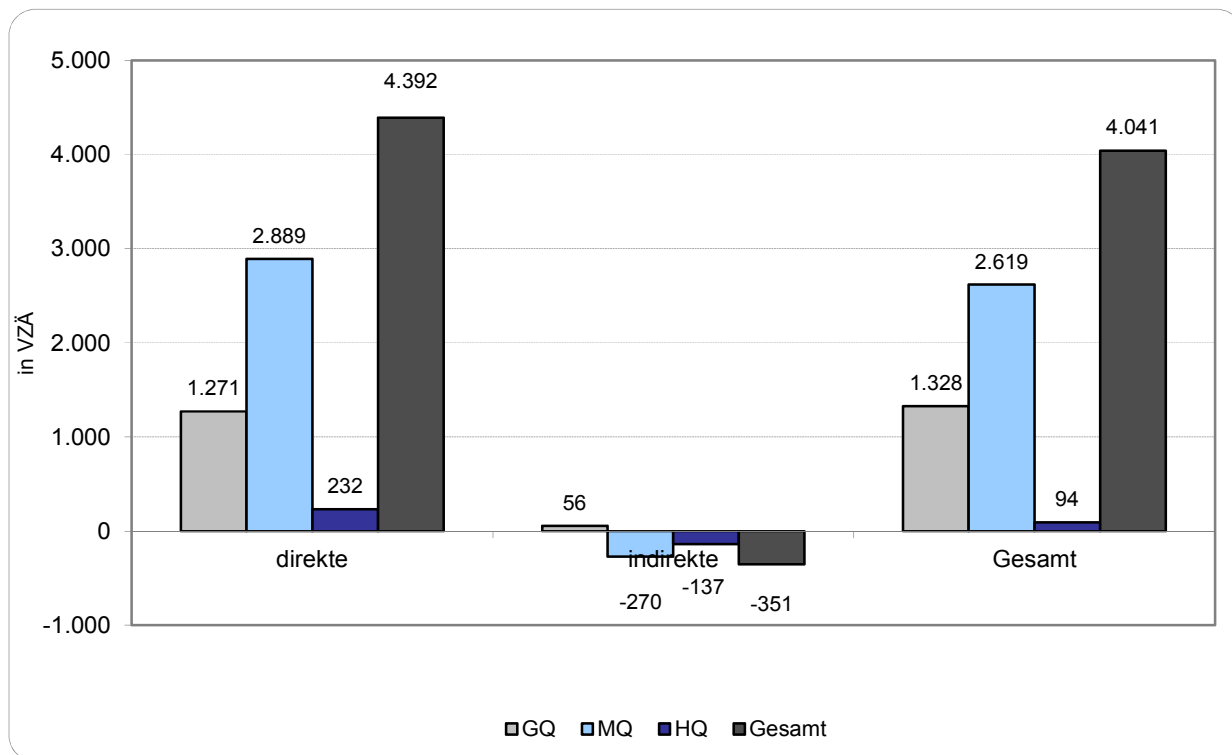
Um eine übersichtliche Darstellung zu gewährleisten und die Bandbreite der zu erwartenden volkswirtschaftlichen Effekte darzulegen, werden die Ergebnisse für die einzelnen Szenarien separat dargestellt.

8.2.1 Current Policy Szenario

Durch die zu tätigen Investitionen in die Verteilernetze, dezentrale Erzeugungsanlagen, Elektromobilität und smarte Technologien im Ausmaß von knapp € 915 Mio. jährlich entstehen im *Current Policy* Szenario insgesamt 4.041 zusätzliche Arbeitsplätze (VZÄ)¹⁰⁶.

¹⁰⁶ Jährliche Effekte im Zeitraum 2014-2020.

Abbildung 107: Ausgelöste Beschäftigungseffekte im Szenario Current Policy (Arbeitsplätze in VZÄ)



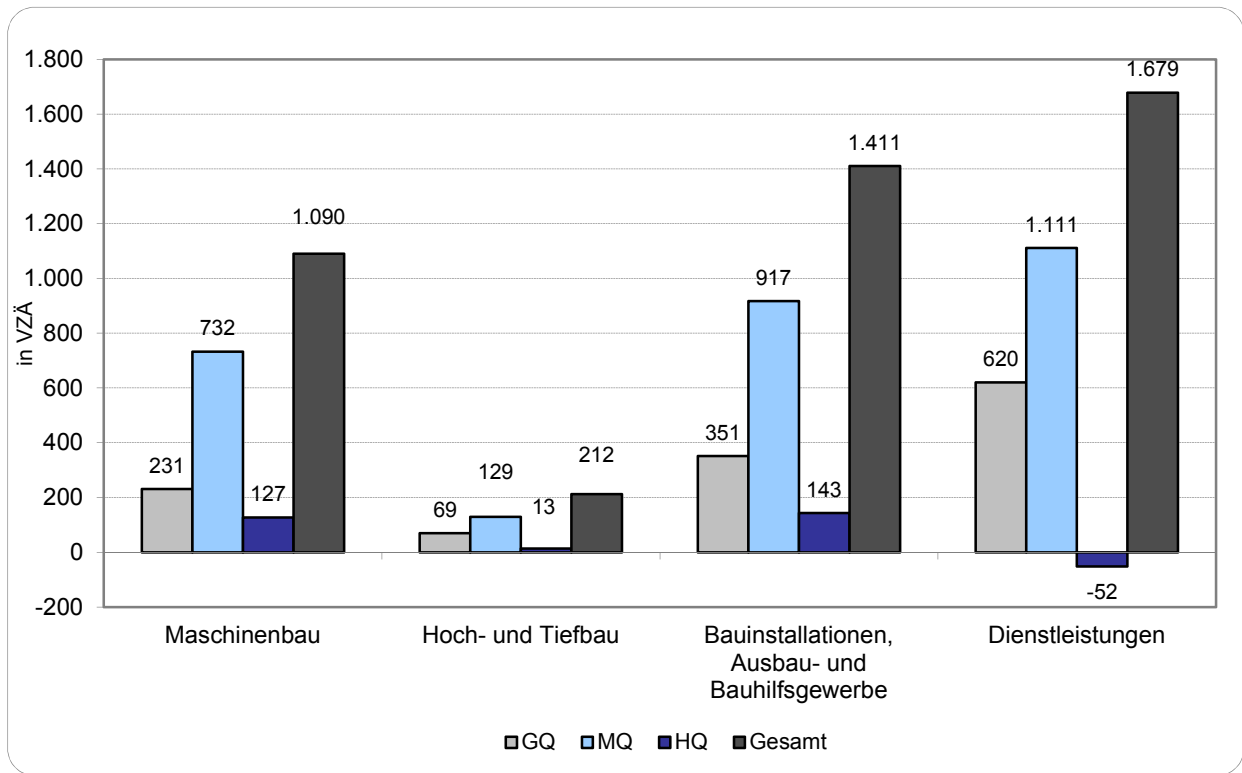
Quelle: eigene Darstellung

Dabei kann zwischen direkten und indirekten Beschäftigungseffekten unterschieden werden: direkte Beschäftigungseffekte entstehen in jenen Sektoren, in welche investiert wird bzw. in jenen Sektoren, welche von einer Förderung profitieren, indirekte Beschäftigungseffekte bezeichnen Arbeitsplatzzugewinne in den anderen Sektoren (z.B. in der metallverarbeitenden Industrie). Da die Refinanzierung der Investitionen über die Netztarife bzw. Strompreise einerseits direkt von den Haushalten (Einsatz smarter Technologien) andererseits erfolgt, kommt es zu entsprechenden Einkommens- und Substitutionseffekten. Dadurch ergeben sich negative indirekte Effekte.

Eine Unterscheidung der Arbeitsplätze hinsichtlich des Qualifikationsniveaus zeigt, dass in absoluten Zahlen gemessen, mittelqualifizierte (MQ) Arbeitskräfte von der Umsetzung der Smart-Grids-Lösung am meisten profitieren (vgl. Abbildung 107 und Abbildung 108) und damit vor allem jene Personen, die über eine Sekundarschulbildung 2 (Oberstufe) oder beispielsweise Aufbaulehrgänge verfügen¹⁰⁷. Dies erscheint nicht verwunderlich, da mittelqualifizierte Arbeitnehmer mit ca. 63 % der Arbeitsplätze die zahlenmäßig größte Beschäftigungsgruppe darstellen.

¹⁰⁷ Die Unterteilung des Qualifikationsniveaus erfolgt in drei Stufen und lehnt sich an die Klassifikation der ISCED (International Standard Classification of Education) an. Zu den Niedrigqualifizierten zählen Personen der Gruppe 0 bis 2 (Personen mit Pflichtschulabschluss oder darunter), in die Gruppe der mittelqualifizierten Personen fallen die Gruppen 3 bis 4 ISCED und unter Höherqualifizierten werden Personen mit einer tertiären Ausbildung zusammengefasst. (vgl. Balabanov et. al., 2010)

Abbildung 108: Ausgelöste direkte Beschäftigungseffekte im Szenario Current Policy (Arbeitsplätze in VZÄ)



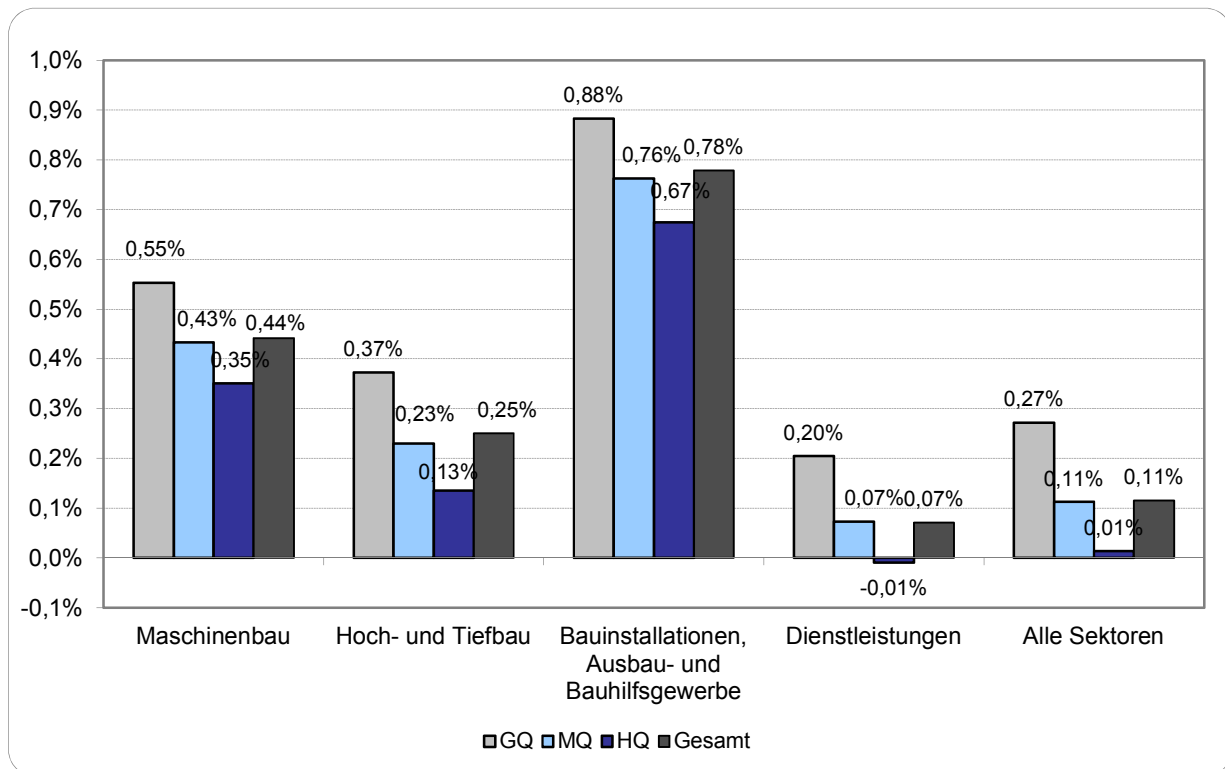
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 108 zeigt, dass die Arbeitsplatzgewinne überwiegend jenen Sektoren zugeordnet werden können, die direkt von den Investitionen betroffen sind. Dies sind die Sektoren Maschinenbau, Hoch- und Tiefbau, Bauinstallationen, Ausbau- und Bauhilfsgewerbe sowie der Dienstleistungssektor. Der NACE-Kategorie Elektrizitätswirtschaft werden lediglich die Beschäftigungseffekte zugerechnet, die mit der Erzeugung und Verteilung elektrischer Energie zusammen hängen. Aus diesem Grund profitiert der Sektor Elektrizitätswirtschaft nicht direkt von Investitionsmaßnahmen, da davon ausgegangen wird, dass durch die notwendigen Investitionen in die Netzinfrastruktur primär Sektoren profitieren, welche die entsprechenden Anlagengüter herstellen.

Die stärksten Beschäftigungszuwächse entstehen im Dienstleistungssektor; insgesamt finden in diesem Sektor zusätzlich 1.679 Personen einen Arbeitsplatz (VZÄ). Zum Dienstleistungssektor können alle unternehmensbezogenen Dienstleistungen (Planungstätigkeiten, Ingenieurbüros etc.) sowie Dienstleistungen im Bereich EDV und Datenverarbeitung gezählt werden. Zudem werden in diese Kategorie alle Dienstleistungen des Kredit- und Versicherungswesens gezählt. Der im LEMMA Modell aggregierte Sektor Maschinenbau umfasst auch die für Smart Grids Investitionen relevanten NACE-Kategorien (z.B. Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, Herstellung von elektrischen Ausrüstungen) (vgl. Tabelle 25). In Summe werden dem Sektor Maschinenbau Beschäftigungseffekte im Ausmaß von 1.090 VZÄ zugewiesen. Etwas höhere Beschäftigungseffekte ergeben sich für die Sektoren Bauinstallationen, Aus-

bau- und Bauhilfsgewerbe (1.411 VZÄ) bzw. deutlich niedrigere Effekte für den Bereich Hoch- und Tiefbau¹⁰⁸ mit 212 direkten Arbeitsplätzen.

Abbildung 109: Prozentuelle direkte Beschäftigungszuwächse im Szenario Current Policy



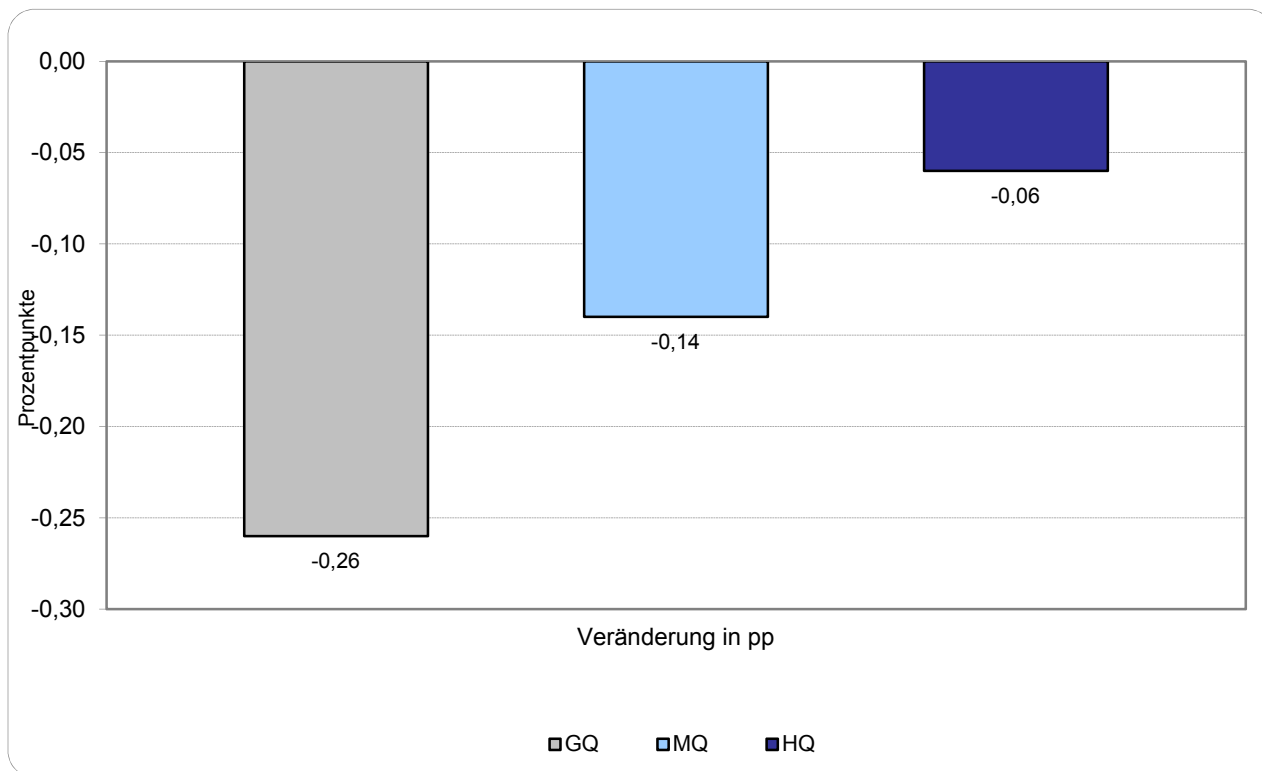
Quelle: eigene Darstellung

Wie aus Abbildung 109 hervorgeht, kann über alle betroffenen Sektoren gerechnet, die Beschäftigung um 0,11 % ausgeweitet werden. Relativ betrachtet profitiert am Stärksten der Sektor Bauinstallationen, Ausbau- und Bauhilfsgewerbe, wo die Beschäftigung – ohne Berücksichtigung der Qualifikationsklassen – um 0,78 % ansteigt. Deutlich geringer fällt die relative Veränderung der Beschäftigungszuwächse für den Sektor Maschinenbau (+ 0,44 %) und den Sektor Hoch- und Tiefbau (+ 0,25 %) aus. Der Dienstleistungssektor profitiert zwar am stärksten, gemessen in absoluten Arbeitsplätzen, aufgrund der relativ großen Bedeutung der Dienstleistungsbranche am BIP bzw. der Beschäftigung ist hier auch die relative Veränderung eher gering.

Die Arbeitslosigkeit sinkt bei allen Qualifikationsgruppen, relativ gesehen profitiert die Gruppe der Geringqualifizierten mit einem Rückgang der Arbeitslosenrate um 0,26 Prozentpunkte am stärksten (vgl. Abbildung 110). Dies verdeutlicht zusätzlich, dass die Geringqualifizierten relativ von allen Beschäftigungsgruppen am meisten profitieren.

¹⁰⁸ Im Sektor Hoch- und Tiefbau sind beispielsweise Tätigkeiten im Zusammenhang mit dem Kabelnetzleitungsbau berücksichtigt.

Abbildung 110: Veränderung der Arbeitslosenrate in Prozentpunkten, Szenario Current Policy



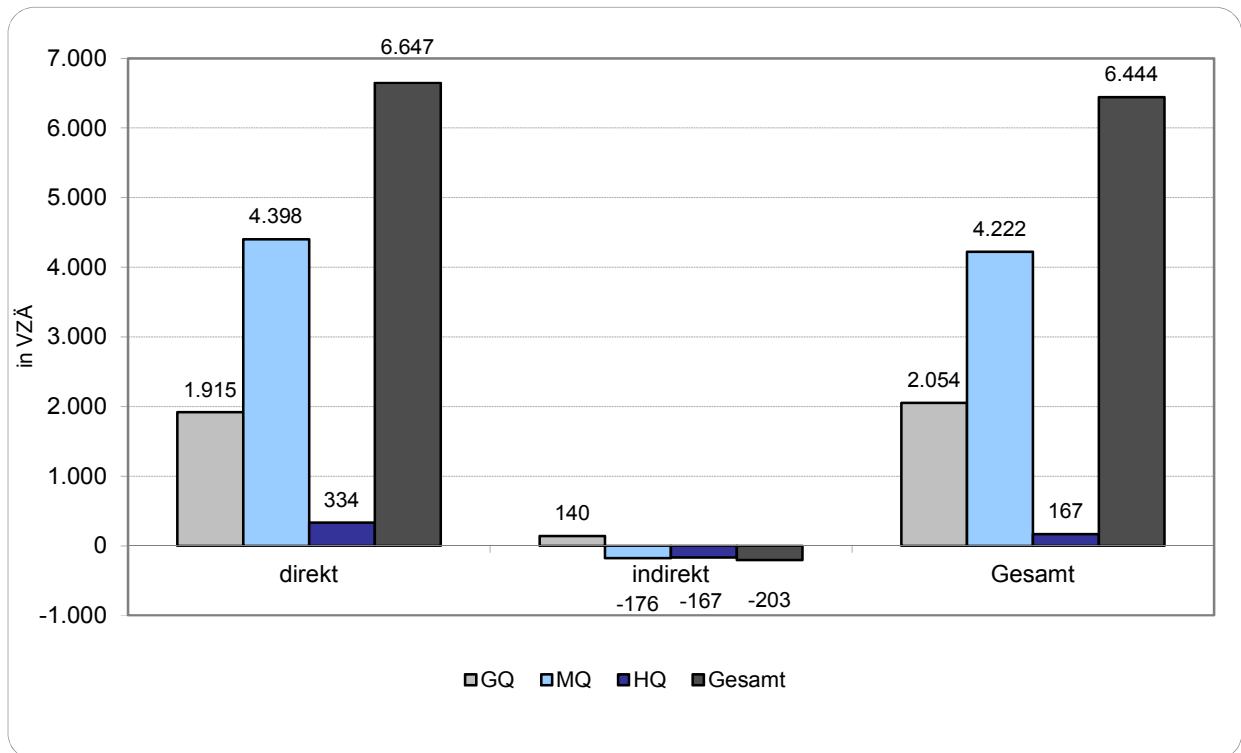
Quelle: eigene Darstellung

Der Wertschöpfungseffekt durch die Investitionsmaßnahmen fällt etwas geringer als die Beschäftigungseffekte aus; das Bruttoinlandsprodukt steigt durch die Investitionen im Szenario Current Policy geringfügig um 0,02 % an.

8.3 Flexdemand (smart plus)

Der deutlich höhere Investitionsbedarf im Szenario *Flexdemand* von rund € 1,295 Mrd. (plus 381 Mio. gegenüber Current Policy) lässt grundsätzlich höhere volkswirtschaftliche Effekte erwarten. Die Ergebnisse der Modellberechnungen bestätigen dies auch; so übertreffen die Beschäftigungseffekte im Szenario *Flexdemand* die Effekte des Current Policy Szenarios bei weitem. In Summe ergibt sich ein Beschäftigungseffekt von 6.444 Arbeitsplätzen (VZÄ) pro Jahr. Aufgrund der bereits erwähnten Einkommens- und Substitutionseffekte, ergibt sich auch hier ein geringfügig negativer indirekter Beschäftigungseffekt.

Abbildung 111: Beschäftigungseffekte im Flexdemand Szenario (smart plus) (Arbeitsplätze in VZÄ)



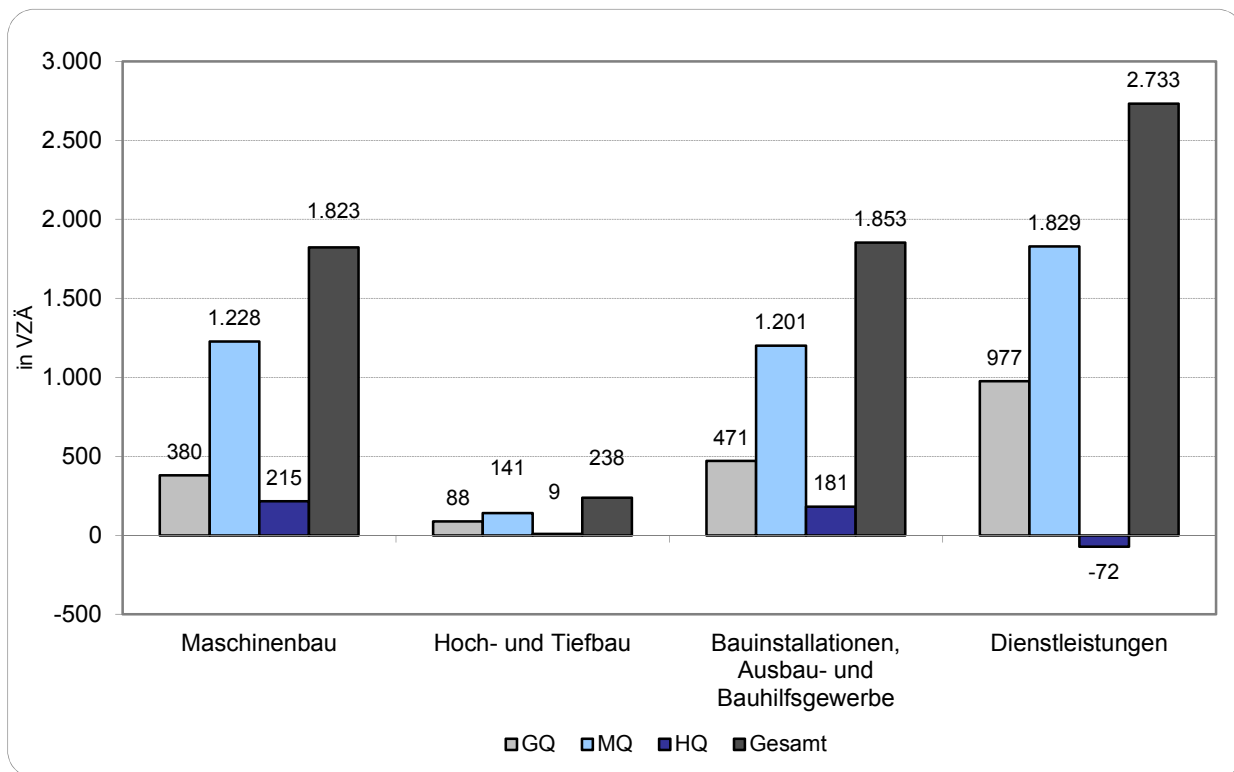
Quelle: eigene Darstellung

Wie aus Abbildung 112 hervorgeht, sind die Beschäftigungszuwächse im Sektor Maschinenbau – insgesamt finden in diesem Sektor zusätzlich 1.823 Personen einen Arbeitsplatz (VZÄ) und im Dienstleistungssektor (+ 2.733 VZÄ) deutlich höher als im vorangegangenen Szenario. Im Sektor Bauinstallationen, Ausbau- und Bauhilfsgewerbe steigt die Beschäftigung um 1.853 VZÄ, der Bereich Hoch- und Tiefbau¹⁰⁹ profitiert mit zusätzlichen 238 Arbeitsplätzen (VZÄ).

Da im Bausektor der Anteil an geringqualifizierten Beschäftigten am größten ist, sind in dieser Qualifikationsgruppe auch die höchsten relativen Zuwächse zu verzeichnen: insgesamt wächst die Beschäftigung der Geringqualifizierten im Sektor Bauinstallationen, Ausbau- und Bauhilfsgewerbe um ca. 1,18 %, im Durchschnitt über alle Beschäftigten nur um ca. 0,42 % (vgl. Abbildung 113).

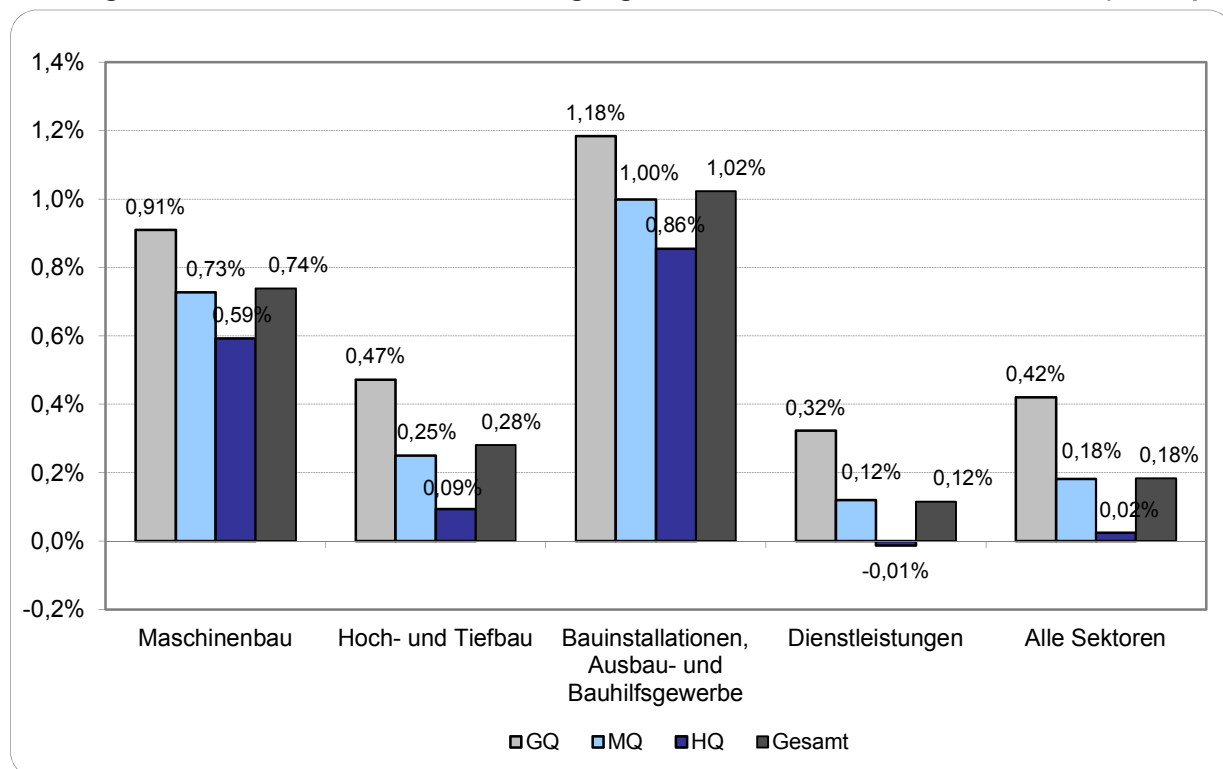
¹⁰⁹ Im Sektor Hoch- und Tiefbau sind beispielsweise Tätigkeiten im Zusammenhang mit dem Kabelnetzleitungsbau berücksichtigt.

Abbildung 112: Ausgelöste direkte Beschäftigungseffekte im Szenario Flexdemand (smart plus) (Arbeitsplätze in VZÄ)



Quelle: eigene Darstellung

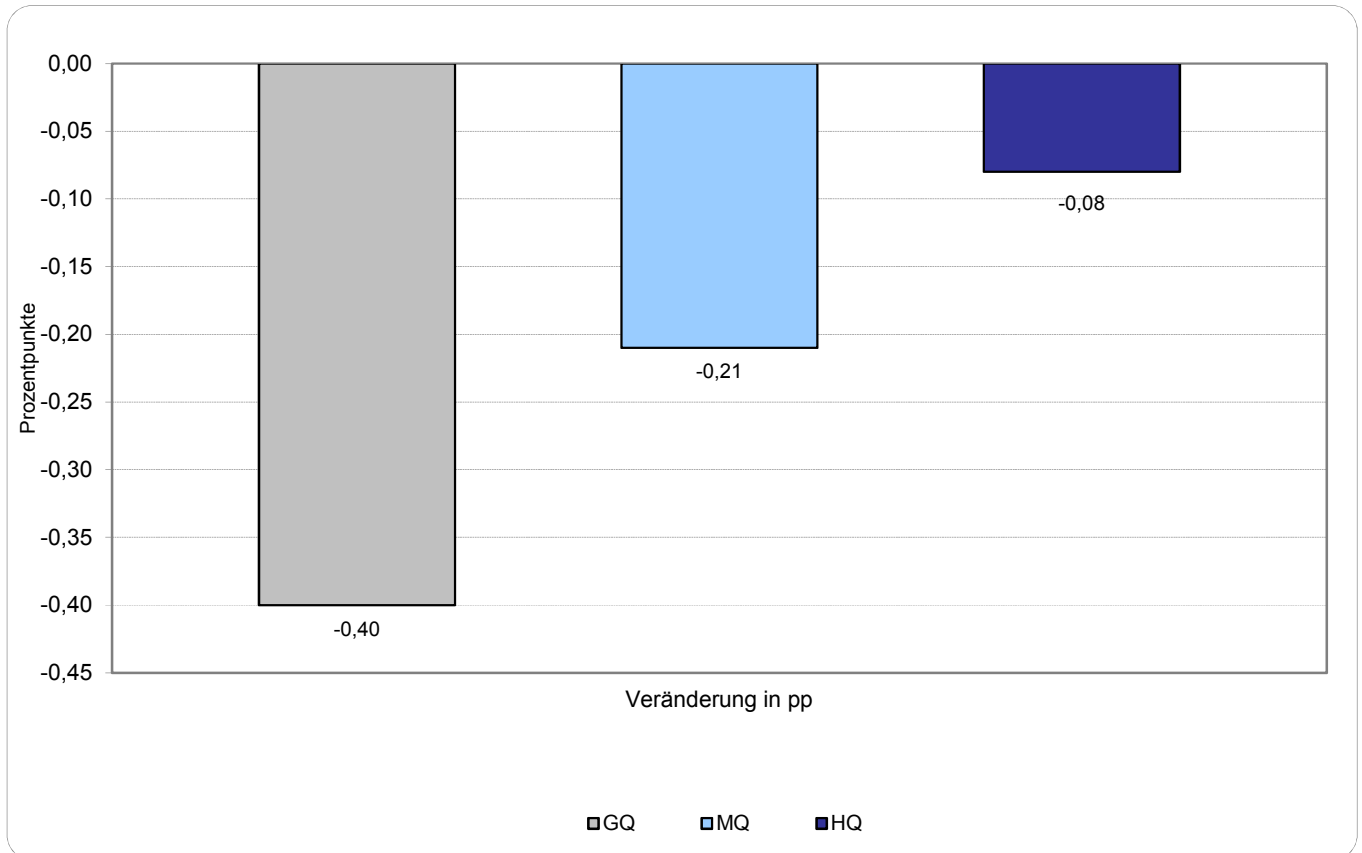
Abbildung 113: Prozentuelle direkte Beschäftigungszuwächse im Szenario Flexdemand (smart plus)



Quelle: eigene Darstellung

Für Hochqualifizierte fällt der Zuwachs an Beschäftigung mit 0,02 % am geringsten aus, Mittelqualifizierte liegen mit 0,18 % genau auf dem Durchschnittswert (vgl. Abbildung 113). Die sektorale Betrachtung zeigt, dass der relative Beschäftigungszuwachs in den Sektoren Maschinenbau (+0,74 %) bzw. Hoch- und Tiefbau (+1,02 %) am stärksten ausfällt und damit deutlich über dem Gesamtdurchschnitt (+0,18 %) liegt. Im Dienstleistungssektor liegt der relative Anstieg der Beschäftigung mit +0,12 % deutlich unter dem Durchschnitt; dieser Umstand ist insbesondere auf den hohen Anteil an hochqualifizierten Beschäftigten im Dienstleistungssektor und die Struktur der sektoralen Verflechtungen der Volkswirtschaft zurückzuführen.

Abbildung 114: Veränderung der Arbeitslosenrate in Prozentpunkten, Szenario *Flexdemand* (smart plus)



Quelle: eigene Darstellung

Die Auswirkungen der Smart Grid Investitionen auf die Arbeitslosigkeit sind auch im *Flexdemand* Szenario positiv. Die Modellberechnungen ergeben auch für dieses Szenario eine Reduktion der Arbeitslosenrate in Österreich, wenngleich es hinsichtlich der unterschiedenen Qualifikationsgruppen ein hohes Maß an Disparität gibt (vgl. Abbildung 114). So nimmt die Arbeitslosigkeit bei der Gruppe der Geringqualifizierten um 0,4 Prozentpunkte ab, im Gegensatz dazu sinkt die Arbeitslosigkeit bei Hochqualifizierten nur marginal (-0,08 Prozentpunkte).

Die Auswirkungen auf das Bruttoinlandprodukt sind im Szenario *Flexdemand* wesentlich höher. Mit +0,05 % zeigt sich, dass die betrachteten Investitionsmaßnahmen ein konjunkturell relevantes Ausmaß haben und zu einem Wirtschaftswachstum in Österreich beitragen können.

9 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die großflächige Integration erneuerbarer Energien in die bestehenden Verteilernetze erfordert umfangreiche Adaptierungen und Erweiterungen der Verteilernetze und der Netzinfrastruktur. Um die zukünftigen Aufgaben erfüllen zu können, müssen die bestehenden Verteilernetze hin zu Smart Grids weiterentwickelt werden. Diese Transformation ist jedoch mit einem hohen Investitionsbedarf verbunden, der einerseits bei Elektrizitätsunternehmen, Marktteilnehmern und Kunden große finanzielle Belastungen verursacht, andererseits aber auch neue Möglichkeiten und damit zusammenhängende zusätzliche Nutzeneffekte schafft.

Ziel des Projekts ECONGRID ist die gesamtwirtschaftliche Bewertung einer flächendeckenden Einführung von Smart-Grids-Lösungen in Österreich. Auf Basis einer fundierten Ableitung der Kosten und Nutzeneffekte in den drei gewählten ECONGRID-Szenarien wurden mit Hilfe einer Kosten-Nutzen-Analyse sowie einem makroökonomischen Modell der österreichischen Wirtschaft die volkswirtschaftlichen Effekte von Smart Grids quantifiziert und im Detail analysiert.

Es konnte gezeigt werden, dass unabhängig von den gewählten ECONGRID-Szenarien (Current Policy, Renewable⁺, Flexdemand) und den angenommenen Rahmenbedingungen (Ausbau erneuerbarer Energien, Einsatz von Smart Metern, Ausbau der Elektromobilität, ...) der Investitionsbedarf im Verteilernetz bei Beibehaltung der konventionellen Netzausbaustrategien deutlich höher ausfällt, als bei einem angenommenen smarten Netzausbau. Im Rahmen des Projekts konnte gezeigt werden, dass die smarten Migrationspfade, verglichen mit konventionellen Ausbaustrategien (ECONGRID-Migrationspfade) für die Elektrizitätsunternehmen, unter den im Rahmen des Projekts erarbeiteten Bedingungen, in allen ECONGRID-Szenarien vorteilhaft sind. Hierzu gilt es insbesondere, die auf Basis nationaler und internationaler Literatur im Rahmen dieses Projekts getroffenen Annahmen und Einflussfaktoren (wie z.B. Ausbau der erneuerbaren Energiequellen – siehe Ökostromgesetz 2012) zu berücksichtigen. Zusätzlich wurde im Projekt ECONGRID die Verfügbarkeit der eingesetzten Technologien (z.B. Smart Meter, E-Mobilität, Smart-Home-Technologien, Speicher) vorausgesetzt.

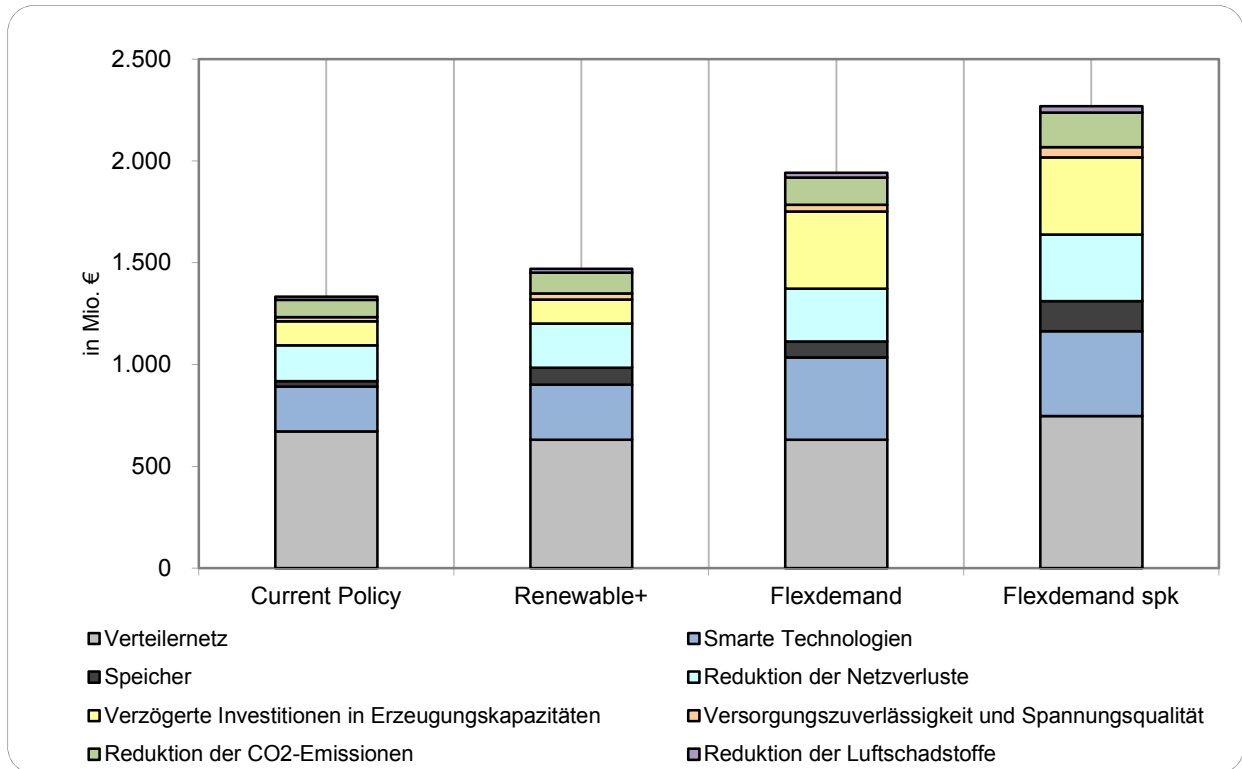
Die im Rahmen des Projekts ECONGRID durchgeführten Analysen zeigen, dass auch in den untersuchten Szenarien mit einer vergleichsweise sehr hohen Einspeisung aus volatilen erneuerbaren Energien (Szenarien Renewable⁺ 2030 und Flexdemand 2030) die bisherigen Netzausbaustrategien ausreichen, um über den klassischen Ausbau eine hohe Anzahl erneuerbarer Energien in das Stromnetz zu integrieren.

Es zeigt sich jedoch, dass die notwendigen Investitionen im Verteilernetz bei Wahl des smarten Migrationspfades deutlich niedriger ausfallen. Im Zeitraum 2014 bis 2030 sind die Investitionskosten in einem Smart Grid (Verteilernetz) um 32 % bis 37 % geringer, verglichen mit dem konventionellen Netzausbau. Zusätzlich bieten eine hohe Durchdringung smarterer Technologien mit dezentraler Energieerzeugung und lokaler Optimierung der Erzeugung und des Verbrauchs (z.B. Speicher) eine Reihe weiterer Nutzeneffekte.

effekte in Form von Einsparungen bei Strombezugskosten oder verzögerter Investitionen in Erzeugungskapazitäten etc.

Wie in der folgenden Abbildung dargestellt, sind die volkswirtschaftliche Nutzeneffekte eines Smart Grids, verglichen mit einem konventionellen Netzausbau, unabhängig von der Wahl des ECONGRID-Szenarios, immer positiv.

Abbildung 115: Gesamteffekte im Vergleich zur konventionellen Investitionsstrategie, 2014-2030¹¹⁰



Quelle: eigene Darstellung

Die höchsten positiven Gesamteffekte (Berücksichtigung der Kosten und Nutzeneffekte) treten im Szenario *Flexdemand_{spk}* auf, bei dem ein hohes Lastverschiebepotenzial und ein hohes Maß an Energieautonomie beim Kunden berücksichtigt wurden. Aufgrund der hohen Durchdringung mit dezentralen Speichern sind in dieser Variante die Einsparungen im Bereich der Verteilernetze am höchsten, d.h. die Elektrizitätsunternehmen profitieren in Form von vermiedenen Netzausbaukosten stark von einer kundenseitigen Investition in dezentrale Speicher. Der (großflächige) Einsatz von smart-grid-fähigen Haushaltsgeräten bietet den Kunden verstärkt die Möglichkeit auf Preisanreize zu reagieren, den Stromverbrauch zu reduzieren und damit die Strombezugskosten zu senken. Die Reduktion der Lastspitzen und

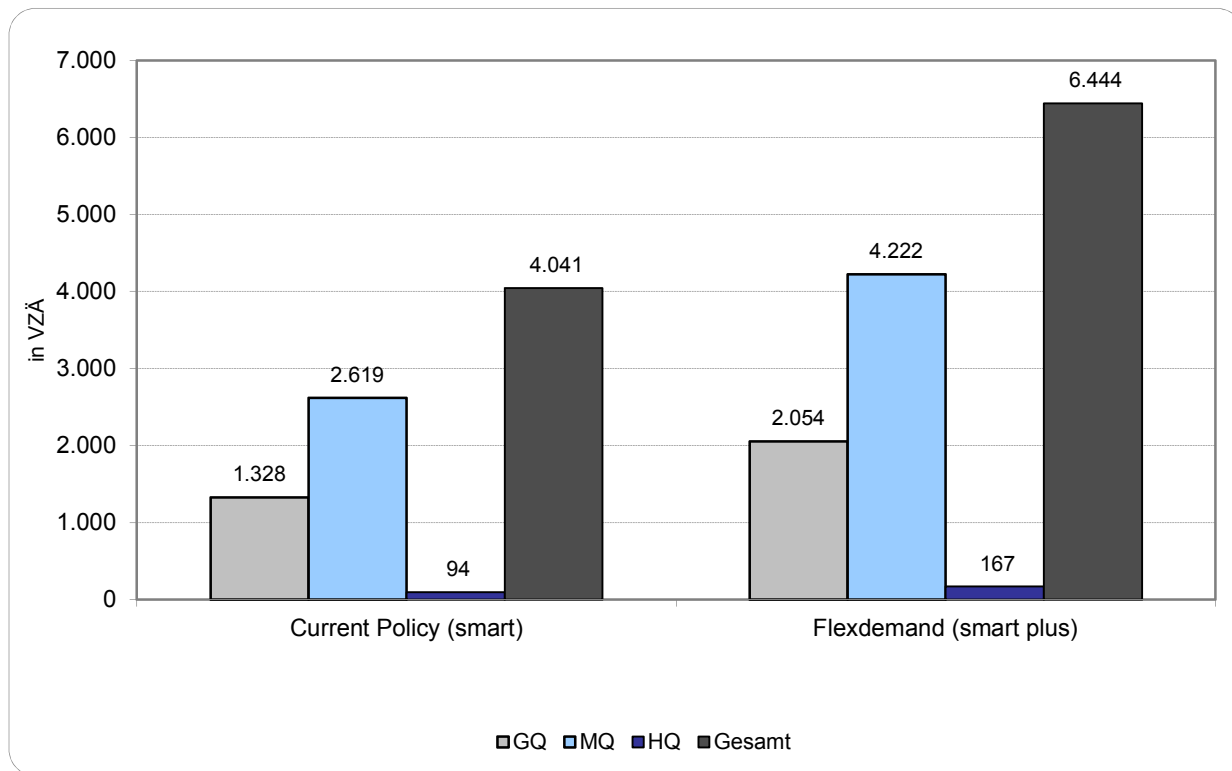
¹¹⁰ Ausgenommen der Kostenposition „Dezentrale Erzeugungsanlagen“. Durch eine geringe Ausstattung der Gebäude mit „Schwarmstrom-Anlagen“ kann davon ausgegangen werden, dass dem Kunden zusätzlich noch weitere Einsparungen an Strombezugskosten entstehen. Die daraus resultierenden Effekte konnten aufgrund der Nichtabschätzbarkeit der künftigen Geschäftsmodelle im Rahmen der Bewertung der ECONGRID-Szenarien jedoch nicht bewertet werden. Die Differenzkosten der Kostenposition „Dezentrale Erzeugungsanlagen“ sind – verhältnismäßig mit den gesamten Differenzkosten – als gering einzustufen und liegen bei max. € 41 Mio.

eine optimierte Erzeugung/Verbrauch im Verteilernetz führen zu einer lokalen Reduktion der Netzverluste, was wiederum positiv den CO₂-Ausstoß bzw. den Ausstoß von Luftschadstoffen beeinflusst.

Durchgeführte Sensitivitätsanalysen zeigen, dass die volkswirtschaftlichen Nutzeneffekte der Smart-Grids-Investitionen für die Kunden insbesondere von der Entwicklung der Anschaffungskosten und somit von der Rentabilität der Speicher abhängen. In den ECONGRID-Szenarien und den zugeordneten Migrationspfaden mit einer hohen Durchdringung von Speichern entfällt der Hauptteil der Differenzkosten auf die Kategorie Speicher. In den ECONGRID-Szenarien wurde die Annahme getroffen, dass die Speicherkosten über vermiedene Strombezugskosten kompensiert werden können, d.h. die in den Analysen eingesetzten Investitionskosten für Speicher und Laderegler liegen aktuell noch unter den derzeitigen Kosten. Unter Berücksichtigung der zum jetzigen Zeitpunkt noch hohen Speicherkosten können bei einer großflächigen Speicherdurchdringung die Kunden wirtschaftlich negativ betroffen sein. Insgesamt zeichnet sich jedoch über alle betroffenen Gruppen (Elektrizitätsunternehmen, Marktteilnehmer, Kunden) auch bei hohen Speicherkosten noch ein klar positives Bild für die Einführung von Smart Grids – verglichen mit einer konventionellen Investitionsstrategie – ab. Während in den ECONGRID-Szenarien die Elektrizitätsunternehmen und die Gesellschaft im Allgemeinen immer von einer Transformation hin zu einem Smart Grid profitieren, ist für die Kunden die künftige Entwicklung der Speicherkosten ausschlaggebend.

Die jährlich zu tätigen Investitionen in den smarten Migrationspfaden führen – in Abhängigkeit des Investitionsvolumens – zu deutlich positiven Beschäftigungseffekten. Jährliche Investitionen im Ausmaß von knapp € 915 Mio. im Current Policy Szenario (smart) schaffen im Zeitraum 2014 bis 2020 jährlich 4.041 VZÄ, wobei die ausgewiesenen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte eine Refinanzierung der eingesetzten Mittel berücksichtigen. Der deutlich höhere Investitionsbedarf im Szenario *Flexdemand* (Migrationspfad smart plus) im Ausmaß von rund € 1,295 Mrd. führt insgesamt zu Beschäftigungseffekten in der Höhe von 6.444 VZÄ, wie in der folgenden Abbildung zu sehen ist.

Abbildung 116: Beschäftigungseffekte in den Szenarien Current Policy (smart) und Flexdemand (smart plus) (Arbeitsplätze in VZÄ)



Quelle: eigene Darstellung, GQ= gering-, MQ= mittel-, HQ= hochqualifizierte Arbeitskräfte

Beschäftigungszugewinne verzeichnen insbesondere jene Sektoren; in welche investiert wird bzw. welche von einer Förderung profitieren und damit die Sektoren Maschinenbau (Herstellung von Elektromotoren, Generatoren und Transformatoren etc.), Hoch- und Tiefbau (z.B. Errichtung von Hochspannungsleitungen, städtischen Rohrleitungen und Kabelnetzen), Bauinstallationen, Ausbau und Bauhilfsgewerbe (z.B. Installation von elektrischen Leitungen) sowie Dienstleistungen (Tätigkeiten von Ingenieurbüros etc.).

Absolut betrachtet profitieren vor allem mittelqualifizierte Personen, d.h. Personen mit einer Sekundarschulbildung 2 (Oberstufe) bzw. absolvierten Aufbaulehrgängen. Die Arbeitslosigkeit der geringqualifizierten Arbeitskräfte sinkt am stärksten. Mit jährlichen Investitionen von € 1,295 Mrd. im ECONGRID-Szenario Flexdemand im Migrationspfad smart plus kommt es zu einem Anstieg des Bruttoinlandsprodukts um 0,05 %. Damit erreichen die Investitionen ein konjunkturell relevantes Ausmaß und können zum Wirtschaftswachstum beitragen.

Abschließend kann festgehalten werden, dass die Entwicklung der bestehenden Stromverteilernetze hin zu Smart Grids in Zukunft einen beachtenswerten Weg darstellt, der sich gesamtwirtschaftlich positiv auf Österreich auswirken kann. Dabei ist zu beachten, dass seitens der einzelnen Elektrizitätsunternehmen, der Marktteilnehmer und Kunden hohe Investitionen zu tätigen sind, um diese Technologien zu nutzen.

10 Ausblick und Empfehlungen

Im vorliegenden Projekt konnte gezeigt werden, dass die Entwicklung der bestehenden Stromverteilernetze hin zu Smart Grids einen beachtenswerten Weg darstellt der sich gesamtwirtschaftlich positiv auf Österreich auswirkt, wobei jedoch hohe Investitionen zu tätigen sind.

Die Einbindung der Marktteilnehmer in die möglichen neuen Funktionalitäten von Smart Grids, auf Basis der sich immer weiter entwickelnden Technologien, wird entscheidend dazu beitragen entsprechende Nutzeneffekte zu lukrieren. Planer, Betreiber und Kunden der Verteilernetze sind künftig gefordert, unter Berücksichtigung der Verbrauchs- und Erzeugungsentwicklung, die Stromerzeugung, die Stromverteilung und den Stromverbrauch in Bezug auf den rationellen Energieeinsatz und die Nutzung erneuerbarer Energien zu optimieren. Für die Adaptierung der bestehenden Verteilernetze hin zu Smart Grids sind Rahmenbedingungen und Zielsetzungen notwendig, welche die gesellschaftspolitischen Vorgaben berücksichtigen. Hier gilt für alle Marktteilnehmer, aber auch für die zuständigen Entscheidungsträger, die für das Förderregime zuständig sind (Bund, Länder), sich an den verfügbaren und zukünftigen Infrastrukturen und technischen Möglichkeiten zu orientieren.

Bestehende Verteilernetze sollten in Zukunft durch bidirektionale Kommunikationswege, u.a. für die Einsatzplanung, dem Erzeugereinsatz und der Steuerung des Stromverbrauchs, erweitert werden. Einerseits muss die Möglichkeit geschaffen werden, dass Stromerzeuger, Verteilernetzbetreiber und Kunden zum sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb beitragen und am Strommarkt teilnehmen können. Andererseits müssen die Voraussetzungen bereitgestellt werden, dass lokal vorhandene umweltfreundliche Energien effizient genutzt werden können. Dazu können moderne Erzeuger- und Netzstrukturen, IKT, mehrgliedrige Tarife genauso wie neue Geschäftsmodelle für Marktteilnehmer, Elektrizitätsunternehmen und Kunden dienen. Moderne bidirektionale Kommunikationswege können dann auch die Entwicklung der E-Mobilität unterstützen, in dem kreative Lade- und Speicherkonzepte genutzt werden.

Die Verteilung der Aufgaben in einem Smart Grid sowie die Übergabe der Gesamtverantwortung für eine zuverlässige Stromversorgung muss jedoch noch geklärt werden. Viele kleine Erzeugungsanlagen können entscheidend zur Stromversorgung beitragen, Voraussetzung ist jedoch eine entsprechende Aufgabenverteilung hinsichtlich Prognose, Einsatzplanung und Vorhaltung von Erzeugungsanlagen sowie Inselnetzfähigkeit.

Die breite Einführung von Smart Grids erfordert entsprechende rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen, die von der Politik umgesetzt werden müssen. Neben monetären Anreizsystemen zur Einführung von Smart Grids Applikationen können auch entsprechende Maßnahmen zur Bewusstseinsbildung eine Einführung begünstigen. Ferner bilden umfangreiche Investitionsmaßnahmen in das Stromnetz zahlreiche Beschäftigungschancen. Um diese entsprechend zu nutzen müssen nicht nur Investitionen in Anlagen, sondern auch in die Aus- und Weiterbildung der Mitarbeiter (Elektroinstallateur, Planer,

Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Architekten etc.) getätigt werden. Langfristig können moderne Stromnetze somit auch den Wirtschaftsstandort Österreich aufwerten und die Basis für zahlreiche Innovationen abseits der Smart Grids bilden.

11 Literaturverzeichnis

- A.T. Kearney (2008): Smart Metering – “Missing link” für den Umbau der Energiewirtschaft? Zusammenfassung der Studienergebnisse. Verfügbar unter:
http://www.atkearney.de/content/veroeffentlichungen/whitepaper_detail.php/id/50439/practice/energie. Download am 29.08.2011.
- Abay, G. (2005): Diskontsatz in Kosten-Nutzen-Analysen im Verkehr. Forschungsauftrag VSS 2003/201 auf Antrag des Schweizerischen Verbandes der Strassen- und Verkehrsfachleute (VSS). November 2005. Zürich.
- Appelrath, H.-J., Kagermann, H., Mayer, C. (2012): Future Energy Grid. Migrationspfade ins Internet der Energie. acatech Studie. Deutsche Akademie der Technikwissenschaften.
- Baer, W. S., Fulton B., Mahnovski, S. (2004): Estimating the Benefits of the GridWise Initiative. Phase I Report. Technical Report. RAND Science and Technology. TR-160-PNNL.
- Balabanov, T., Friedl, B., Miess, M., and Schmelzer, S. (2010): Mehr und qualitativere Green Jobs. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz. Wien.
- Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft, Teil 1 Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 6. Ausgabe 1990.
- Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft, Teil 4 Begriffsbestimmungen der Elektrizitätsübertragung und -verteilung, 4. Ausgabe 1979:10.
- Biermayr, P., Eberl, M., Ehrig, R., Fechner, H., Kristöfel, C., Eder-Neuhauser, P., Prügler, N., Sonnleitner, A., Strasser, C., Weiss, W., Wörgetter, M. (2012): Innovative Energietechnologien in Österreich. Marktentwicklung 2011. Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpen. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 12/2012. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien.
- Biermayr, P., Eberl, M., Ehrig, R., Fechner, H., Kristöfel, C., Leonhartsberger, K., Martelli, S., Strasser, C., Weiss, W., Wörgetter, M. (2013): Innovative Energietechnologien in Österreich. Marktentwicklung 2012. Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpen. Berichte aus

Energie- und Umweltforschung 17/2013. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien.

Bliem, M. (2006). Ein makroökonomischer Bewertungsansatz zu den Kosten eines Stromausfalls im österreichischen Versorgungsnetz. 9. Symposium Energieinnovation, TU Graz.

Bliem, M. (2007): Ökonomische Bewertung der Versorgungsqualität im österreichischen Stromnetz und Entwicklung eines Modells für ein Qualitäts-Anreizsystem. Dissertation. Alpen-Adria-Universität Klagenfurt.

Bliem, M. G., Haber, A., Friedl, B. (2011): Gesamtwirtschaftliche Nutzeneffekte von Smart Grids. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien – IEWT 2011. Wien.

Bliem, M., Friedl, B., Balabanov, T., & Zielinska, I. (2011): Energie [R]evolution 2050 Der Weg zu einer sauberen Energie-Zukunft in Österreich. Enderbericht. Institut für Höhere Studien (IHS). Wien.

BMVIT Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (2012): Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2011. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 12/2012. Wien.

BMWFJ Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (2013): Energiestatus Österreich 2013. (Entwicklung bis 2011). Wien.

Boardman, A. E., Greenberg, D. H., Vining, A. R., Weimer, D. L. (2011): Cost-Benefit Analysis. Concepts and Practice. Fourth Edition. International Edition. Pearson Education, Inc., New Jersey.

Böhringer, C., Boeters, S., Feil, M. (2004): "Taxation and Unemployment: An Applied General Equilibrium Approach," CESifo Working Paper Series No. 1272; ZEW Discussion Paper No. 02-39.

Böhringer, C., Wiegard, W., Starkweather, C., Ruocco, A. (2003): "Green Tax Reforms and Computational Economics. A Do-it-yourself Approach", Computational Economics, Springer, vol. 22(1), pages 75-109.

Bothe, D., Göddeke, A., Perner, J. (2011): Ökonomisches Potenzial spricht für Wahlfreiheit von Haushalten bei Smart Metern. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jg. Heft 6. S. 12-15.

Brandauer, W. (2009): Verluste im Niederspannungsverteilstromnetz. Diplomarbeit TU Graz. Graz.

Brauner, G. (2003): Blackout - Ursachen und Kosten. energy, 4, 18-19.

Bundesamt für Energie BFE (2009): Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz. Schlussbericht.

Bundesamt für Energie BFE (2012): Folgeabschätzung einer Einführung von „Smart Metering“ im Zusammenhang mit „Smart Grids“ in der Schweiz. Schlussbericht 5. Juni 2012.

Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung, Fassung vom 23.05.2013.

Campbell, H. and Brown, R. (2003): Benefit-Cost Analysis. Financial and Economic Appraisal using spreadsheets. Cambridge University Press. New York.

Cappgemini Consulting Österreich AG (2010): Analyse der Kosten – Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung. Durchgeführt für den Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ). Wien.

CEER – ERGEG (2010): Smart Grids and smart regulation help implement climate change objectives, FS-10-01, January 2010, www.energy-regulators.eu

Cisco Internet Business Solutions Group (2008): Smart Grid. Transforming the Electricity System to Meet Future Demand and Reduce Greenhouse Gas Emissions.

Darby, S. (2006): The effectiveness of feedback on energy consumption. A Review for Defra of the Literature on Metering, Billing and Direct Displays.

Downing et al. (2005): Social Cost of Carbon: A Closer Look at Uncertainty. Final project report. Oxford.

Ecofys, EnCT, BBH (2009): Ökonomische und technische Aspekte eines flächendeckenden Rollouts intelligenter Zähler. Im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn.

E-Control (2005): Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich. Ergebnisse 2004. Juli 2005.

E-Control (2006): Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich. Ergebnisse 2005. Juli 2006.

E-Control (2007): Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich. Ergebnisse 2006. August 2007.

E-Control (2008): Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich. Ergebnisse 2007. Oktober 2008.

E-Control (2009): Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich. Ergebnisse 2008 – korrigierte Fassung. 31.08.2009.

E-Control (2010): Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich. Ergebnisse 2009. 20.09.2010.

E-Control (2011): Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich. Ergebnisse 2010. 28.09.2011.

E-Control (2012a): Monitoring Report – Versorgungssicherheit Strom. Oktober 2012, www.e-control.at

E-Control (2012b): Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich. Ergebnisse 2011. 31.08.2012.

E-Control (2012c): Marktbericht 2012. Nationaler Bericht an die Europäische Kommission. Wien.

E-Energy (2013): E-Energy – Smart Energy Made in Germany. Verfügbar unter: <http://www.e-energy.de/de/index.php>. Download am 7.3.2013.

Electricity Advisory Committee (2008): Smart Grid: Enabler of the New Energy Economy.

Elektromagnetische Verträglichkeitsverordnung 2006 – EMVV 2006: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit und des Bundesministers für Verkehr, Innovation und Technologie über elektromagnetische Verträglichkeit, BGBl. II Nr. 529/2006, Ausgegeben am 28. Dezember 2006

EIWOG (2010) – Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010, BGBl 110, Jahrgang 2010, Ausgegeben am 23. Dezember 2010, idF BGBl. I Nr. 6/2013

EPRI (2004): Power Delivery System of the Future. A Preliminary Estimate of Costs and Benefits. Final Report. 1011001.

EPRI (2008): The Green Grid: Energy Savings and Carbon Emissions Reductions Enabled by a Smart Grid. Palo Alto, CA. 1016905.

EPRI (2010): Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects. Final Report. 1020342.

EPRI (2011): Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid. Technical Report. Final Report. 1022519.

Ernst & Young (2012): Smart Grid: a race worth winning? A report on the economic benefits of smart grid. SmartGrid GB. London.

EURELECTRIC (2012): The Smartness Barometer. How to quantify smart grids projects and interpret results. A EURELECTRIC paper. February 2012.

Europäische Kommission (2010): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach - ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz. KOM(2010) 677 endgültig. Brüssel.

European Commission (2007): Strategic Research Agenda for Europe's Electricity Networks for the future. European Technology Platform SmartGrids. Brussels.

European Commission (2009): Commission Impact Assessment Guidelines. Verfügbar unter:
http://ec.europa.eu/governance/impact/commission_guidelines/commission_guidelines_en.htm. Download am 13.03.2013.

European Commission (2011a): Commission Staff Working Document. Impact Assessment. A roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. Brussels.

European Commission (2011b): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Energy Roadmap 2050. COM(2011) 885 final. Brussels.

European Commission (2011c): Commission staff working paper. Impact assessment. Accompanying the document Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC. COM(2011) 658 final. SEC(2011) 1234 final.

- European Commission (2012): Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects. Joint Research Centre.
- European Commission, Directorate General Regional Policy (2008): Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Projects. Verfügbar unter:
http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/guides/cost/guide2008_en.pdf. Download am 13.03.2013.
- Faruqui, A. and Palmer, J. (2011): Dynamic Pricing of Electricity and its Discontents. The Brattle Group.
- Faruqui, A., Harris, D., Hledik, R. (2009): Unlocking the € 53 Billion Savings from Smart Meters in the EU. How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment. The Brattle Group. Discussion Paper.
- Fechner, H. et al. (2007): Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich. Berichte aus Energie- und Umweltforschung. 28/2007. Wien.
- Fickert, L., Muhr, M.; Woschitz, R.; Sakulin, M.; Schmutzner, E.; Renner, H.; Pack, S.; Schmaranz, R.; Ammer, C.; Trajanoska, B.; Obkircher, C.; Friedl, W.; Schossig, W.; Nagler, W.: 110-kV-Kabel / -Freileitung – Eine technische Gegenüberstellung, Institut für Elektrische Anlagen, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, 2005, Verlag der Technischen Universität Graz, ISBN: 3-902465-11-5, 2. überarbeitete Auflage.
- Fischer, C. (2007): Influencing Electricity Consumption via Consumer Feedback. A Review of Experience. Paper submitted to the ECEEE 2007 Summer Study, 4-9 June 2007. Berlin.
- Friedl, B., Bliem, M.G., Miess, M.G., Schmelzer, S., Aigner, M., Haber, A., Schmutzner, E. (2013): Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von Smart-Grids-Lösungen. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. IEWT 2013. Wien.
- Frontier Economics (2012): A framework for the evaluation of smart grids. A report prepared for Ofgem. EA Technology. March 2012. London.
- Gesamte Rechtsvorschrift für Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010, Fassung vom 23.01.2013.

- Großhans, S.: Regelbare Ortsnetztrafos entlasten das Niederspannungsnetz, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61. Jg. (2011) Heft 6, Seite 32-33
- Haber, A. (2005): Entwicklung und Analyse eines Qualitätsregulierungsmodells für die österreichischen Mittelspannungsnetze. Dissertation, Technische Universität Graz.
- Haber, A.; Bliem, M.G. (2010): Smart Grids – Auswirkungen auf die Netzentgelte, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60. Jg. (2010) Heft 1/2.
- Hantsch, S. und Moidl, S. (2007): Das realisierbare Windkraftpotenzial in Österreich bis 2020. IG Windkraft. St. Pölten.
- Hinterberger, R. und Polak, S. (2011): Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich Chancen und Potentiale in zukünftigen Smart Grids. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien.
- Hutton, J., Ruocco, A. (1999): "Tax Reform and Employment in Europe," *International Tax and Public Finance*, Springer, vol. 6(3), pages 263-287.
- Illinois Smart Grid Initiative (2009): Empowering Consumers Through a Modern Electric Grid. Report of the Illinois Smart Grid Initiative.
- Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2011): Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik. Beginn der dezentralen Energierevolution oder Nischeneffekt? Berlin, Hamburg.
- Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO (2012): 138. Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO). Ausgegeben am 24. April 2012, idF BGBl. II Nr. 138/2012.
- Jackson, J. (2009): Are Smart Grids a Smart Investment? Hourly Load Analysis of 800,000 Utility Customers at 200 of the Largest US Utilities.
- KEMA (2008): The U.S. Smart Grid Revolution. KEMA's Perspectives for Job Creation. Prepared for the GridWise Alliance.

- KEMA Nederland B.V. (2010): Smart meters in the Netherlands. Revised financial analysis and policy advice. Final draft. Arnhem.
- Klobasa, M. (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation ETH Zürich.
- Krewitt W. und 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.
- Lebensministerium (2009): Erneuerbare Energie 2020 – Potenziale und Verwendung in Österreich. Wien.
- Lugmaier, A.; Brunner, H.; Prügler, W.; Glück, N.; Kupzog, F.; Fechner, H.; Tauschek, U.; Rieder, T.; Derler, K.; Mühlberger, T. (2010): Roadmap Smart Grids Austria, Der Weg in die Zukunft der elektrischen Stromnetze! www.smartgrids.at
- Miess, M., Schmelzer, S. und Schnabl, A. (2011): Evaluierung der regionalen Beschäftigungs- und Wachstumsoffensive 2005/2006. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend.
- Mukherjee J. (2008): Societal Benefits of Smart Grid – An Economics Perspective. In: Automation Insight. KEMA. April 2008.
- Nabe, C., Beyer, C., Brodersen, N et al. (2009): Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. Ecofys. EnCT. BBH. Im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn.
- Nagel H. (2008): Systematische Netzplanung, 2. Auflage, Herausgeber Rolf R. Cichowski, Anlagentechnik für elektrische Verteilernetze.
- National Energy Technology Laboratory (2010): Understanding the Benefits of the Smart Grid. Smart Grid Implementation Strategy. DOE/NETL-2010/1413.

- Ökostromgesetz – ÖSG 2012 (2012): Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz – ÖSG 2012). Ausgegeben am 29. Juli 2011, idF BGBl. I Nr. 75/2011.
- ÖNORM M 7102 (2011): Begriffe der Energiewirtschaft – Elektrizitätswirtschaft, Ausgabe: 2011-06-01.
- ÖVE/ÖNORM EN 50160 (2011): Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Ausgabe: 2011-03-01
- Pacific Northwest National Laboratory (2010): The Smart Grid: An Estimation of the Energy and CO₂-Benefits. PNNL-19112, Revision 1. Prepared for the U.S. Department of Energy.
- Perman, R., Ma, Y., McGilvray, J., Common, M. (2003): Natural Resource and Environmental Economics. Third edition. Pearson Education Limited.
- Pöyry (2008): 2nd Opinion für den VSE Lastgangmessung versus Standardlastprofile. Management Summary.
- PricewaterhouseCoopers Österreich (2010): Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering. Im Auftrag der E-Control.
- Reichl, J. und Schmidthaler, M. (2011): Blackouts in Österreich (BlackÖ.1). Teil I. Endbericht. August 2011.
- Reichl, J., Schmidthaler, M. Schneider, F. (2011): Zahlungsbereitschaft der österreichischen Bevölkerung für eine sichere Versorgung mit elektrischer Energie. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. IEWT 2011.
- Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009, über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG
- SAIC Smart Grid Team (2006): San Diego Smart Grid Study. Final Report. Prepared for EPIC. Final Draft 10-9-06.
- Sakulin, M.; Hipp, W. (2004): Netzaspekte von dezentralen Erzeugungseinheiten, Studie im Auftrag der E-Control GmbH, TU-Graz, 2004.

- Schlabbach J. (Hrsg.); Metz D. (2005): Netzsystemtechnik, Planung und Projektierung von Netzen und Anlagen der Elektroenergieversorgung, VDE Verlag GmbH, Berlin und Offenbach.
- Schleich, J., Klobasa, M., Brunner, M., Gölz, S., Götz, K. und Sunderer, G. (2011): Smart metering in Germany and Austria – results of providing feedback information in a field trial. Working Paper Sustainability and Innovation No. S 6/2011.
- Schmautzer, E., Aigner, M., Fickert, L., Anaca, M.-O. (2011): Leistungseinsparpotentiale elektrischer Haushaltsgeräte durch den koordinierten Einsatz smarterer Technologien. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien.
- Schmedes, T. (2013): Smarte Verbraucher im intelligenten Verteilnetz. eTelligence. Das E-Energy-Leuchtturmprojekt in der Modellregion Cuxhaven. Verfügbar unter: http://www.e-energy.de/documents/EEK13_130118_T4_02_Schmedes_eTelligence.pdf. Download am 7.3.2013.
- Statistik Austria (2012): Energiebilanz Oberösterreich 1988-2011 (Detailinformation). Wien.
- Stromback, J., Dromacque, C., Yassin, M. H. (2011): The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison. Empower Demand. VaasaETT, Global Energy Think Tank.
- TOR – Teil A (2011): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil A: Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis, Version 1.8, www.e-control.at
- TOR – Teil D4 (2008): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln – Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen, Version 2.0, www.e-control.at
- Umweltbundesamt (2007): Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Methodenkonvention zur Schätzung externer Umweltkosten. Dessau.
- Umweltbundesamt (2010): Elektromobilität in Österreich. Szenarien 2020 und 2050. REP-0257. Wien.
- Verband der Elektrizitätswerke Österreich (1982:4.11/3): Betrieb: Arbeitsunterlagen für Techniker im Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Von Roon, S., Gruber, A., Buber, T., Frei, J., Schönach, M. (2013): Das Smart Meter Pilotprojekt SM500 – Einsparpotenziale, Nachhaltigkeit und weiterer energiewirtschaftlicher Nutzen. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien.

Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

12 Anhang

12.1 Auszüge aus dem EIWOG (2010)

Die nachfolgenden auszugsweise angeführten Begriffe basieren auf Bestimmungen des §7 Abs 1 Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetzes – EIWOG (2010):

...

7. **„dezentrale Erzeugungsanlage“** eine Erzeugungsanlage, die an ein öffentliches Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetz (Bezugspunkt Übergabestelle) angeschlossen ist und somit Verbrauchernähe aufweist oder eine Erzeugungsanlage, die der Eigenversorgung dient;

...

10. **„Einspeiser“** einen Erzeuger oder ein Elektrizitätsunternehmen, der oder das elektrische Energie in ein Netz abgibt;

11. **„Elektrizitätsunternehmen“** eine natürliche oder juristische Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die in Gewinnabsicht von den Funktionen der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung, der Lieferung oder des Kaufs von elektrischer Energie mindestens eine wahrnimmt und die kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen wahrnimmt, mit Ausnahme der Endverbraucher;

12. **„Endverbraucher“** eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität für den Eigenverbrauch kauft;

13. **„Energieeffizienz/Nachfragesteuerung“** ein globales oder integriertes Konzept zur Steuerung der Höhe und des Zeitpunkts des Elektrizitätsverbrauchs, das den Primärenergieverbrauch senken und Spitzenlasten verringern soll, indem Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz oder anderen Maßnahmen wie unterbrechbaren Lieferverträgen Vorrang vor Investitionen zur Steigerung der Erzeugungskapazität eingeräumt wird, wenn sie unter Berücksichtigung der positiven Auswirkungen eines geringeren Energieverbrauchs auf die Umwelt und der damit verbundenen Aspekte einer größeren Versorgungssicherheit und geringerer Verteilungskosten die wirksamste und wirtschaftlichste Option darstellen;

14. **„Entnehmer“** einen Endverbraucher oder einen Netzbetreiber, der elektrische Energie aus einem Übertragungs- oder Verteilernetz entnimmt;

...

16. **„erneuerbare Energiequelle“** eine erneuerbare, nichtfossile Energiequelle (Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas);

17. **„Erzeuger“** eine juristische oder natürliche Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität erzeugt;

18. **„Erzeugung“** die Produktion von Elektrizität;

...

20. **„Erzeugungsanlage“** ein Kraftwerk oder Kraftwerkspark;

...

31. **„intelligentes Messgerät“** eine technische Einrichtung die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah misst, und die über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt;

...

38. **„Kraftwerk“** eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung elektrische Energie zu erzeugen. Sie kann aus mehreren Erzeugungseinheiten bestehen und umfasst auch alle zugehörigen Hilfsbetriebe und Nebeneinrichtungen;

39. **„Kraftwerkspark“** eine Gruppe von Kraftwerken, die über einen gemeinsamen Netzanschluss verfügt;

40. **„Kunden“** Endverbraucher, Stromhändler sowie Elektrizitätsunternehmen, die elektrische Energie kaufen;

...

63. **„Sicherheit“** sowohl die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und -bereitstellung als auch die Betriebssicherheit;

...

76. **„Verteilernetzbetreiber“** eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu befriedigen;

77. **„Verteilung“** den Transport von Elektrizität über Hoch-, Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetze zum Zwecke der Belieferung von Kunden, jedoch mit Ausnahme der Versorgung;

...

Gemäß ÖNORM M 7102 (2011) können die nachfolgenden Begriffe der Elektrizitätswirtschaft auszugsweise angeführt werden:

Engpassleistung

die durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung der gesamten Erzeugungsanlage mit allen Maschinensätzen

Last; Belastung

in einem definierten Netz von Kunden beanspruchte Leistung Diese Leistung wird im Elektrizitätswirtschaftlichen Sprachgebrauch als Netzlast, kurz „Last“, bezeichnet.

ANMERKUNG Die von Kunden beanspruchte Leistung wird als Momentanwert oder als Leistungsmittelwert über eine bestimmte Zeitspanne ermittelt.

Nettoleistung

in das Netz nutzbar eingespeiste Leistung eines Kraftwerksblockes oder Kraftwerkes Die Nettoleistung wird als Differenz aus Brutto- und Eigenbedarfsleistung errechnet.

Tiefstlast eines Netzes; Niedrigstlast eines Netzes

niedrigste Summe der in einem bestimmten Zeitpunkt an den Entnahmestellen gleichzeitig auftretenden Lasten innerhalb eines Beobachtungszeitraumes

Übertragungsfähigkeit; Belastbarkeit

höchste zulässige Dauerbelastung eines Betriebsmittels betreffend die Erwärmung, die Stabilität und den Spannungsabfall

Volllaststunden

Quotient aus erwarteter jährlicher Elektrizitätserzeugung und der Engpassleistung der Elektrizitätserzeugungsanlage

Wirkleistung

Leistung jener elektrischen Energie, die zur Umsetzung in andere Formen von Energie bereitgestellt wird

Leitung; Leitungsanlage

elektrotechnische Einrichtung zum Transport elektrischer Energie

Netz

Gesamtheit der miteinander verbundenen Leitungen, Schalt-, Umspann- und Umrichteranlagen

Maschennetz

Netz, dessen Leitungen an mehreren Knotenpunkten zusammengeführt sind

Es ist im Allgemeinen durch vielfache Leitungsverbindungen und mehrere Speisepunkte gekennzeichnet.

Ringnetz

Netz, dessen Leitungen ringförmig angeordnet sind und in beiden Richtungen durchflossen werden können

Strahlennetz

Netz, dessen Leitungen strahlenförmig angeordnet sind und nur einseitig gespeist werden

Transportnetz

Netz, das dem überregionalen Transport elektrischer Energie zu regionalen Verteilernetzen dient

Verbundnetz

Anzahl von Übertragungs- und Verteilernetzen, die durch eine oder mehrere Verbindungsleitungen miteinander verbunden sind

Verteilernetz

Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Netz, das innerhalb eines bestimmten Bereiches (zB Gebiet, Betrieb) der Verteilung elektrischer Energie zur Speisung von nachgeordneten Umspann- und/oder Abnehmeranlagen dient

13 Abkürzungen

ASIDI	Average System Interruption Duration Index
BIP	Bruttoinlandprodukt
CEER	Council of European Energy Regulators
CPP	Critical Peak Pricing
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EIWOOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
EREGG	European Regulators' Group for Electricity and Gas
DMS	Demand Side Management
GWR	Gebäude- und Wohnungsregister
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
kWh	Kilowattstunde
MWh	Megawattstunde
NS	Niederspannung
MS	Mittelspannung
RAV	Regelarbeitsvermögen
RL	Richtlinie
RTP	Real Time Pricing
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SE	Siedlungseinheiten
TOR	Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
TOU	Time of Use Pricing
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgungen

14 Kontaktdaten

Dr. Markus Bliem

Institut für Höhere Studien Kärnten

Alter Platz 10, 9020 Klagenfurt

Tel.: +43 (0) 463 592 150

Fax.: +43 (0) 463 592 150-23

www.carinthia.ihs.ac.at

Mag. Beate Friedl

Institut für Höhere Studien Kärnten

Dipl.-Ing. Maria Aigner

Technische Universität Graz (TU Graz), Institut für Elektrische Anlagen (IFEA)

Dipl.-Ing. Dr. Ernst Schmutzner

Technische Universität Graz (TU Graz), Institut für Elektrische Anlagen (IFEA)

Dipl.-Ing. Dr. Alfons Haber, MBA

Plaut Consulting Austria GmbH - Plaut Economics

Dipl.-Ing. Gernot Bitzan

Energie Klagenfurt GmbH (EKG)