Bestimmung der Potenziale und Ausarbeitung von Strategien zur verstärkten Nutzung von erneuer-baren Energien in Luxemburg

Endbericht

Autoren:

Peter Biermayr
Clemens Cremer
Thomas Faber
Lukas Kranzl
Mario Ragwitz
Gustav Resch
Felipe Toro

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fh-ISI)

Energy Economics Group, TU Wien (EEG)

BSR-Sustainability

Karlsruhe, 26. März 2007

Ansprechpartner:

Dr. rer. nat. Mario Ragwitz
Breslauer Str. 48, D-76139 Karlsruhe, Tel. +49 721 / 6809–157, Fax –272
E-Mail: Mario.Ragwitz@isi.fhg.de

Dr. sc. techn. Clemens Cremer
Breslauer Str. 48, D-76139 Karlsruhe, Tel. +49 721 / 6809–256, Fax –272
E-Mail: Clemens.Cremer@isi.fhg.de

Inhaltsverzeichnis

Seite

1 Vorbemerkungen ... 1

2 Überblick über die Methoden ... 3

3 Aktueller Status der Erneuerbaren Energien ... 5

3.1 Entwicklung des Energieverbrauchs ... 5

3.2 Erneuerbare Stromerzeugung ... 6

3.2.1 Wasserkraft ... 8

3.2.2 Windenergie ... 9

3.2.3 Photovoltaik ... 10

3.2.4 Biogas ... 11

3.2.5 Organischer Anteil des Hausmülls ... 13

3.3 Erneuerbare Wärmeerzeugung ... 14

3.3.1 Biomasse zur Wärmeerzeugung ... 15

3.3.2 Solarthermische Wärmeerzeugung ... 19

3.3.3 Wärmepumpen ... 20

3.4 Biokraftstoffe ... 20

4 Aktuelle Fördermaßnahmen und Rahmenbedingungen der erneuerbaren Energien ... 22

4.1 Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien ... 22

4.1.1 Detaillierte Beschreibung der Fördermaßnahmen ... 23

4.2 Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien ... 38

4.2.1 Allgemeines zum Genehmigungsrecht ... 39

4.2.2 Wasserkraft ... 40

4.2.3 Windkraft ... 40

4.2.4 Heizungsanlagen mit Biomassefeuerung ... 42

4.2.5 Biogas ... 43

4.2.6 Solaranlagen ... 44

4.2.7 Geothermie ... 44
4.2.8 Überblick über förderlich wirkende und hemmend wirkende Aspekte der rechtlichen Rahmendbedingungen ... 45

5 Potenziale und Kosten der erneuerbaren Energien ... 46

5.1 Untersuchungsgegenstand, Definitionen und Daten ... 52
5.1.1 Untersuchungsgegenstand ... 53
5.1.2 Definition der Potenziale ... 56
5.1.3 Wesentliche allgemeine Annahmen ... 57
5.2 Biomasse – feste biogene Energieträger ... 58
5.2.1 Allgemeine Aspekte der Biomassenutzung ... 58
5.2.2 Potenziale im Bereich nachwachsendes Energieholz ... 65
5.2.3 Potenziale im Bereich Alt- und Restholz ... 77
5.2.4 Potenziale im Bereich Energiepflanzen (ein- und mehrjährige) ... 81
5.2.5 Potenziale im Bereich biogener Müllanteil für die thermische Verwertung ... 85
5.2.6 Potenziale im Bereich feste landwirtschaftliche Reststoffe ... 88
5.2.7 Potenziale im Bereich Klärschlammnutzung ... 90
5.2.8 Zusammenfassung Potenziale fester biogener Energieträger ... 92
5.2.9 Kosten der Bereitstellung und Nutzung fester biogener Energieträger ... 96
5.3 Biomassenutzung - flüssige biogene Energieträger ... 101
5.3.1 Energiepflanzen ... 101
5.3.2 Altspeiseölmethylester (AME) ... 106
5.3.3 Zusammenfassung der Potenziale für flüssige biogene Energieträger ... 107
5.3.4 Kosten der flüssigen biogenen Energieträger ... 109
5.4 Biomassenutzung - gasförmige biogene Energieträger ... 110
5.4.1 Biogas allgemein ... 111

5.4.2 Das technische Entwicklungspotenzial von Biogas und die Biogas-Direkteinspeisung ... 112
5.4.3 Potenziale im Bereich Gülle ... 113
5.4.4 Potenziale im Bereich Grünland, Grünschnitt und Landschaftspflege ... 115
5.4.5 Potenziale im Bereich Bioabfälle ... 117
5.4.6 Potenziale im Bereich Schlachtabfälle ... 119
5.4.7 Potenziale im Bereich Energiepflanzen ... 121
5.4.8 Potenziale im Bereich Klärgas ... 123
5.4.9 Potenziale im Bereich Deponiegas ... 125
5.4.10 Zusammenfassung der Potenziale im Bereich gasförmige biogene Energieträger ... 125
5.4.11 Kosten der gasförmigen biogenen Energieträger ... 128
5.5 Geothermie ... 129
5.5.1 allgemeine Aspekte der Geothermienutzung ... 129
5.5.2 Geothermiepotenziale in Luxemburg ... 130
5.5.3 Kosten der Geothermienutzung ... 133
5.6 Kleinwasserkraft ... 134
5.6.1 Kleinwasserkraftpotenziale in Luxemburg ... 134
5.6.2 Kosten der Kleinwasserkraftnutzung ... 139
5.7 Photovoltaik ... 139
5.7.1 Allgemeine Aspekte der Photovoltaiknutzung in Luxemburg ... 139
5.7.2 Potenziale aus Photovoltaik in Luxemburg ... 140
5.7.3 Kosten der Photovoltaiknutzung ... 146
5.8 Solarthermie ... 147
5.8.1 Allgemeine Aspekte der Solarthermie ... 147
5.8.2 Potenziale aus Solarthermie ... 148
5.8.3 Kosten der Solarthermie ... 155
5.9 Wärmepumpen ... 156
5.9.1 Allgemeine Aspekte der Wärmepumpen ... 156
5.9.2 Potenziale aus Wärmepumpen ... 157
5.9.3 Kosten der Wärmepumpentechnologie ... 163

5.10 Windkraft ... 164
5.10.1 Allgemeine Aspekte der Windkraft ... 164
5.10.2 Potenziale aus Windkraft ... 166
5.10.3 Kosten der Windkraftnutzung ... 171

6 Szenarien und Zielpfade ... 174

6.1 Szenariendefinition ... 174
6.2 Rahmenannahmen ... 175
6.2.1 Energiebedarf ... 175
6.2.2 Referenzenergiepreise ... 177
6.2.3 Kosten und Potenziale erneuerbarer Energien ... 178
6.2.4 Eingangsparameter allgemeiner Natur ... 179
6.2.5 Annahmen bezüglich der Förderpolitiken ... 181
6.3 Ergebnisse ... 181
6.3.1 Das wirtschaftliche Realisierungspotenzial erneuerbarer Energien ... 182
6.3.2 Das Business-as-usual (BAU) Szenario ... 186
6.3.2.1 Der künftige Ausbau erneuerbarer Energien ... 186
6.3.2.2 Resultierende Förderkosten ... 190
6.3.2.3 Vermiedene CO_2 Emissionen ... 193
6.3.2.4 Vermiedener Einsatz fossiler Energien ... 194
6.3.2.5 Sensitivitätsanalyse ... 194
6.3.3 Szenario: Verstärkte Anstrengungen ... 197
6.3.3.1 Der künftige Ausbau erneuerbarer Energien ... 199
6.3.3.2 Resultierende Förderkosten ... 204
6.3.3.3 Vermiedene CO_2 Emissionen ... 207
6.3.3.4 Vermiedener Einsatz fossiler Energien ... 208
6.3.3.5 Sensitivitätsanalyse ... 208

7 Kosten-Nutzen Analyse ... 213

7.1 Szenarienvergleich ... 213
7.2 Technologievergleich ... 220

8 Strategien zur Umsetzung der Ausbauziele und Politikempfehlungen 223

9 Literatur 226

10 Anhang I - Einheiten 231

11 Anhang II - Biogas Direkteinspeisung 232

Abbildungsverzeichnis

Seite

Abbildung 2-1: Illustration der verschiedenen Potenzialdefinitionen 3

Abbildung 3-1: Historische Entwicklung des Bruttoinlandverbrauchs von Luxemburg nach Energieträgern; Datenquelle: Ministère de l'Économie et du Commerce extérieur, Direction de l'énergie et des communications; Grafik: eigene Berechnungen 5

Abbildung 3-2: Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien in Luxemburg von 1990 bis 2005; Quelle: Bericht LU DIR EC/2001/77; ILR 6

Abbildung 3-3: Installierte Kapazität erneuerbaren Energien im Stromsektor in Luxemburg von 1990 bis 2005; Quelle: Bericht LU DIR EC/2001/77; ILR 7

Abbildung 3-4: Installierte Kapazität pro Anlage im Bereich Biogas von 1997 bis 2006 12

Abbildung 3-5: Entwicklung des Luxemburger Haushaltsmüllaufkommens 13

Abbildung 3-6: In Luxemburg im Zeitraum 2001 bis 2005 bezuschusste automatisierte biogene Heizsysteme 16

Abbildung 3-7: Kumulierte Leistung der im Zeitraum 2001 bis 2005 in Luxemburg bezuschussten automatisierten biogenen Heizsysteme 17

Abbildung 3-8: Installierte Kapazität von Holzhackschnitzelheizungen von 1997 17

Abbildung 4-1: Grafische Darstellung der Höhe der Einspeisevergütung nach der Verordnung vom 14.10.2005 in Abhängigkeit der installierten Leistung. 27

Abbildung 5-1: Status quo Erneuerbare Energie und realisierbare Potenziale 2010/2020 in Luxemburg 47

Abbildung 5-2: Anteilsmäßige Struktur der Potenzialtypen nach Potenzialgruppen 50

Abbildung 5-3: Die Potenziale der „Stromtechnologien“ Kleinwasserkraft, Photovoltaik und Windkraft 51

Abbildung 5-4: Die Potenziale der „Wärmetechnologien“ 52

Abbildung 5-5: Landkarte Luxemburg 55

Abbildung 5-6: Überblick über Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie und mögliche Energiedienstleistungen 56

Abbildung 5-7: Verteilung der Landesfläche von Luxemburg auf unterschiedliche Flächentypen 61

Abbildung 5-8: Waldflächen in Luxemburg 67

Abbildung 5-9: In Luxemburg im Zeitraum 2001 bis 2005 bezuschusste automatisierte biogene Heizsysteme 74

Abbildung 5-10: Kumulierte Leistung der im Zeitraum 2001 bis 2005 in Luxemburg bezuschussten automatisierten biogenen Heizsysteme 74

Abbildung 5-11: Installierte kumulierte Leistung von Hackschnitzelkessel in Luxemburg 75

Abbildung 5-12: Verwendungskategorien von Alt- und Restholz aus Luxemburg 79

Abbildung 5-13: Verteilung der Nutzungsorte von luxemburgischem Alt- und Restholz 79

Abbildung 5-14: Entwicklung der Luxemburger Landwirtschaftsflächen; 82

Abbildung 5-15: Entwicklung des Luxemburger Haushaltsmüllaufkommens 86

Abbildung 5-16: Darstellung der Potenzialkategorien nach Rohstofftypen 94

Abbildung 5-17: Darstellung des Status quo im Jahr 2005 94

Abbildung 5-18 Abbildung 5.2.18: Darstellung des realisierbaren Potenzials bis zum Jahr 2010 95

Abbildung 5-19: Darstellung des realisierbaren Potenzials bis zum Jahr 2020 95

Abbildung 5-20: Mittlere Investitionskosten für Biomassekessel 100

Abbildung 5-21: Lernkurve der Ethanolproduktion in Brasilien 105

Abbildung 5-22: Potenziale für flüssige biogene Energieträger in Luxemburg 109

Abbildung 5-23: Größenverteilung der luxemburgischen Kläranlagen nach Anlagentyp 123

Abbildung 5-24: Darstellung der Potenziale im Bereich gasförmiger biogener Energieträger 126

Abbildung 5-25: Status quo der gasförmigen biogenen Energieträger in Luxemburg im Jahr 2005 127

Abbildung 5-26: Potenzial 2010 der gasförmigen biogenen Energieträger in Luxemburg 127

Abbildung 5-27: Potenzial 2020 der gasförmigen biogenen Energieträger in Luxemburg 128

Abbildung 5-28: Einschränkungen bei der Durchführung von Tiefbohrungen in Luxemburg 132

Abbildung 5-29: Lernkurve der Photovoltaik-Technologie im Vergleich mit anderen Technologien 143

Abbildung 5-30: Entwicklung der durchschnittlichen Kostenstrukturen von Photovoltaikanlagen im deutschen Photovoltaikmarkt 144

Abbildung 5-31: Szenario zur weiteren Diffusion der Solarthermie in Luxemburg bis 2020 154

Abbildung 5-32: Zonen gleicher Windgeschwindigkeiten in Luxemburg 165

Abbildung 5-33: Lernkurven unterschiedlicher Technologien; Quelle: Green (2005) 169

Abbildung 5-34: Anteilige Kosten eines 1,8 MW-Windkraftprojektes im Jahr 2000 in Österreich 173

Abbildung 6-1: Primärenergiepreise für Öl, Erdgas und Kohle 177

Abbildung 6-2: Endenergiepreise ohne Steuern für das Referenzszenario 177

Abbildung 6-3: Resultierende technologiespezifische Kostenreduktionen durch technologisches Lernen im Referenzfall sowie bei beschleunigtem Ausbau erneuerbarer Energien 180

Abbildung 6-4: Prozentuale Anteile EE an der Gesamtnachfrage primärenergetisch sowie auf sektoraler Ebene gemäß dem *wirtschaftlichen Realisierungspotenzial* 183

Abbildung 6-5: EE-Energieerzeugung auf sektoraler Ebene gemäß dem *wirtschaftlichen Realisierungspotenzial*. Aufgeschlüsselt hinsichtlich der zeitlichen Entwicklung (links) sowie im Hinblick auf sektorale Anteile im Jahr 2020 (rechts). 184

Abbildung 6-6: Entwicklung der EE-Wärmeproduktion auf Technologieebene gemäß dem *wirtschaftlichen*

Realisierungspotenzial 184

Abbildung 6-7: Entwicklung des notwendigen Aufpreises pro MWh Gesamtnachfrage auf sektoraler Ebene für bereits bestehende EE-Anlagen (gemäß dem *wirtschaftlichen Realisierungspotenzial)* 185

Abbildung 6-8: Prozentuale Anteile EE an der Gesamtnachfrage primärenergetisch sowie auf sektoraler Ebene für das *BAU*-Szenario 186

Abbildung 6-9: Entwicklung der direkten Förderkosten für EE gemäß *BAU-Szenario* 191

Abbildung 6-10: Entwicklung des notwendigen Aufpreises pro MWh Gesamtnachfrage auf sektoraler Ebene zur Erreichung des Ausbaus EE gemäß *BAU-Szenario* 192

Abbildung 6-11: Entwicklung der direkten Förderkosten für EE im Stromsektor gemäß *BAU-Szenario* 192

Abbildung 6-12: Entwicklung der vermiedenen CO_2-Emissionen verbunden mit dem Ausbau EE gemäß *BAU-Szenario* 193

Abbildung 6-13: Prozentuale Anteile EE an der Gesamtnachfrage primärenergetisch sowie auf sektoraler Ebene für das *BAU*-Szenario im Falle einer Steigerung von Energieeffizienzmaßnahmen 196

Abbildung 6-14: Energieerzeugung aus neuen EE-Anlagen (2006 bis 2020) bei Beibehaltung derzeitiger (BAU) Förderpolitiken, verbunden mit massivem Barrierenabbau und erhöhter Investitionssicherheit 198

Abbildung 6-15: Prozentuale Anteile EE an der Gesamtnachfrage primärenergetisch sowie auf sektoraler Ebene für das Szenario *„verstärkte Anstrengungen (Erneuerbare)“* 199

Abbildung 6-16: Prozentuale Anteile EE an der Gesamtnachfrage primärenergetisch sowie auf sektoraler Ebene für das Szenario *„verstärkte Anstrengungen (Kyoto)“* 200

Abbildung 6-17: Entwicklung der direkten Förderkosten für EE gemäß dem Szenario *„verstärkte Anstrengungen“*, aufgeschlüsselt nach Varianten: *„(Erneuerbare)“* (links) und *„(Kyoto)“* (rechts) 204

Abbildung 6-18: Entwicklung des notwendigen Aufpreises pro MWh Gesamtnachfrage auf sektoraler Ebene zur Erreichung des Ausbaus EE gemäß dem Szenario *„verstärkte Anstrengungen“*, aufgeschlüsselt nach Varianten:

„(Erneuerbare)“ (links) und *„(Kyoto)“* (rechts) 205

Abbildung 6-19: Entwicklung der direkten Förderkosten für EE im Stromsektor gemäß dem Szenario *„verstärkte Anstrengungen“*, aufgeschlüsselt nach Varianten: *„(Erneuerbare)“* (links) und *„(Kyoto)“* (rechts) 206

Abbildung 6-20: Entwicklung der vermiedenen CO_2-Emissionen verbunden mit dem Ausbau EE gemäß dem Szenario *„verstärkte Anstrengungen“*, aufgeschlüsselt nach Varianten: *„(Erneuerbare)“* (links) und *„(Kyoto)“* (rechts).....207

Abbildung 6-21: Prozentuale Anteile EE an der Gesamtnachfrage primärenergetisch sowie auf sektoraler Ebene gemäß des Szenarios *„verstärkte Anstrengungen (Erneuerbare)“* im Falle einer *gestiegenen Energienachfrage*.....210

Abbildung 7-1: Szenarienvergleich: Resultierende Energieerzeugung im Jahr 2020 aus im Zeitraum 2006 bis 2020 neu errichteten EE-Anlagen.....214

Abbildung 7-2: Szenarienvergleich: Prozentuale Anteile EE am sektoralen bzw. primärenergetischen Energieverbrauch im Jahr 2020.....214

Abbildung 7-3: Szenarienvergleich: Kumulierte (diskontierte) Förderkosten für im Zeitraum 2006 bis 2020 neu errichtete EE-Anlagen.....216

Abbildung 7-4: Szenarienvergleich: Vermiedene CO_2 Emissionen im Jahr 2020 – durch im Zeitraum 2006 bis 2020 neu errichtete EE-Anlagen.....217

Abbildung 7-5: Szenarienvergleich: Vermiedene fossile Energie im Jahr 2020 – durch im Zeitraum 2006 bis 2020 neu errichtete EE-Anlagen.....218

Abbildung 7-6: Szenarienvergleich: Resultierende Energieerzeugung im Jahr 2020 im Zeitraum 2006 bis 2020 neu errichteter EE-Anlagen, aufgeschlüsselt nach EE-Technologie 221

Tabellenverzeichnis

Seite

Tabelle 3-1: Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien 1997 und 2005 in GWh 7

Tabelle 3-2: Installierte Kapazität und Stromerzeugung von Wasserkraftwerken in Luxemburg zwischen 2001 und 2005 8

Tabelle 3-3: Installierte Kapazität und Fluss von Wasserkraftwerken in Luxemburg 8

Tabelle 3-4: Installierte Kapazität und Stromerzeugung von Windkraftwerken in Luxemburg zwischen 2001 und 2005 10

Tabelle 3-5: Installierte Kapazität, Standort und Betreiber von Windkraftanlagen in Luxemburg 10

Tabelle 3-6: Installierte Kapazität und Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen in Luxemburg zwischen 2001 und 2005; 11

Tabelle 3-7: Installierte Kapazität und Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen in Luxemburg zwischen 2001 und 2005 12

Tabelle 3-8: Installierte Kapazität und Stromerzeugung aus biogenem Müll in Luxemburg zwischen 2001 und 2005 14

Tabelle 3-9: Wärmeproduktion aus erneuerbaren Energien 2000 und 2005 15

Tabelle 3-10: Zusammenfassung des Status Quo bei der Nutzung von Energieholz in Luxemburg 17

Tabelle 3-11: Holzhackschnitzelanlagen in Luxemburg; Quelle: Luxemburger Forstverwaltung - Administration des Eaux et Forêts 18

Tabelle 3-12: Über die Verordnung vom 17. Juli 2001 und die Verordnung vom 3. August 2005 bezuschusste solarthermische Anlagen von Privatpersonen in Luxemburg 19

Tabelle 3-13: Produktion von Biotreibstoffen 2004 und 2005 in GWh 20

Tabelle 3-14: Biokraftstoffanteil 2004 und 2005 - Luxemburg 21

Tabelle 4-1: Netzeinspeisetarife entsprechend den verschiedenen RES-Technologien 28

Tabelle 4-2: Großherzogliche Verordnung vom 3. August 2005, Bereich Solarthermie 32

Tabelle 4-3: Großherzogliche Verordnung vom 3. August 2005, Bereich Biomasse 33

Tabelle 4-4: Großherzogliche Verordnung vom 3. August 2005, Bereich PV 34

Tabelle 4-5: Großherzogliche Verordnung vom 3. August 2005, Bereich Wärmepumpen 35

Tabelle 4-6: Details zum Gesetz vom 22. Februar 2004 36

Tabelle 4-7: Details zum Gesetz vom 30. Juni 2004 37

Tabelle 4-8: Details zum Gesetz vom 24. Juli 2001 zur Unterstützung der ländlichen Entwicklung 38

Tabelle 5-1: Zusammenfassung der Ergebnisse aus der Potentialberechnung; Quelle: eigene Berechnungen 48

Tabelle 5-2: Flächenerträge unterschiedlicher Pflanzenarten 59

Tabelle 5-3: Zuwachsraten des öffentlichen Waldes in Deutschland 59

Tabelle 5-4: Einteilung des Sektors Biomasse nach Stoffgruppen: 62

Tabelle 5-5: Maßeinheiten für Brennholz 63

Tabelle 5-6: Umrechnungszahlen gebräuchlicher Brennholzsortimente 63

Tabelle 5-7: Definition der Größenklassen von Holzhackschnitzel 64

Tabelle 5-8: Waldflächen in Luxemburg 66

Tabelle 5-9: Abschätzung des Flächenpotenzials zur Berechnung des technischen Potenzials fester biogener Biomasse aus Holz. 68

Tabelle 5-10: Status quo der Waldnutzung in Luxemburg 72

Tabelle 5-11: Zusammenfassung der Potenzialabschätzung Energieholz in Luxemburg 77

Tabelle 5-12: Produktion, Import und Export von Holz in Luxemburg im Jahr 2003 78

Tabelle 5-13: Zusammenfassung der Ergebnisse bezüglich fester biogener Energieträger 93

Tabelle 5-14: Kosten der Brennholzerzeugung in Österreich 97

Tabelle 5-15: Mittlere Investitionskosten für Pelletskessel mit manueller Brennstoffzufuhr (Tages- bis Wochenspeicher) 99

Tabelle 5-16: Mittlere Investitionskosten für Pelletskessel mit automatischer Brennstoffzufuhr (automatische Austrag aus Lagerraum).....99

Tabelle 5-17: Mittlere Investitionskosten für Hackschnitzelfeuerungen mit automatischer Brennstoffzufuhr (automatische Austrag aus Lagerraum) 99

Tabelle 5-18: Mittlere Investitionskosten für Scheitholzfeuerungen.....100

Tabelle 5-19: Kostenfunktionen von mittleren und großen Biomasse-Anlagen.....101

Tabelle 5-20: Zusammenfassung der Potenziale für flüssige biogene Energieträger 108

Tabelle 5-21: Biogaserträge für verschiedene Substrate in m^3/t organische Trockensubstanz (TS) 112

Tabelle 5-22: Viehbestand in Luxemburg im Jahr 2003 113

Tabelle 5-23: Abschätzung des theoretischen Potenzials aus Gülle 114

Tabelle 5-24: Sammelinfrastruktur für Bioabfälle in Luxemburg 117

Tabelle 5-25: Im Jahr 2004 in Luxemburg geschlachtete Tiere (in Tonnen Schlachtgewicht).....119

Tabelle 5-26: Schlachthofabfälle in Luxemburg.....120

Tabelle 5-27: Luxemburger Kläranlagen mit BHKW 124

Tabelle 5-28: Zusammenfassung der Potenziale im Bereich gasförmige biogene Energieträger.....126

Tabelle 5-29: Spezifische Kosten der Rohgaserzeugung nach Anlagentyp 129

Tabelle 5-30: Solarstrahlungsangebot in Luxemburg 139

Tabelle 5-31: Annahmen für die Berechnung des Nutzwärmeertrages von solarthermischen Anlagen.....148

Tabelle 5-32: Über die Verordnung vom 17. Juli 2001 und die Verordnung vom 3. August 2005 bezuschusste solar thermische Anlagen von Privatpersonen in Luxemburg.....153

Tabelle 5-33: Investitionskosten von solarthermischen Anlagen in

Österreich 156

Tabelle 5-34: Entziehbare Wärmeleistung aus dem Erdreich.....158

Tabelle 5-35: Richtwerte für den maximalen Wärmeentzug aus dem Erdreich durch Erdsonden 158

Tabelle 5-36: Annahmen zur Berechnung des Nutzwärmeertrages der in Österreich installierten Wärmepumpen.....160

Tabelle 5-37: Typische Leistungsdaten von Windkraftanlagen 167

Tabelle 5-38: Krankosten für die Errichtung von Windkraftanlagen.....171

Tabelle 5-39: Aufteilung der Gesamt-Projektkosten eines 1,8 MW-Windkaftprojektes im Jahr 2000 in Österreich 172

Tabelle 6-1: Wesentliche Kenngrößen des Endenergieverbrauchs.....176

Tabelle 6-2: Energieproduktion aus EE auf Technologieebene bis 2020 für das *BAU-Szenario* 188

Tabelle 6-3: Ausschöpfung des realisierbaren Potenzials der erneuerbaren Energieträger im Jahr 2010 und 2020 gemäß *BAU-Szenario* 189

Tabelle 6-4: Energieproduktion aus EE auf Technologieebene bis 2020 für das Szenario *„verstärkte Anstrengungen“*, aufgeschlüsselt nach Varianten: *„(Erneuerbare)“* (links) und *„(Kyoto)“* (rechts).....201

Tabelle 6-5: Vergleich der Potenzialausschöpfung im Jahr 2020 gemäß der Szenarien *BAU* (links) und *„verstärkte Anstrengungen“* (rechts) 203

Tabelle 7-1: Szenarienvergleich: Kosten versus Nutzen des Ausbaus erneuerbarer Energien (Neuinstallationen 2006 bis 2020) (vereinfachte monetäre Betrachtung).....220

Tabelle 10-1: Vielfache und Teile von Einheiten; Quelle: DIN 1301 231

Tabelle 10-2: Umrechnungsfaktoren für Energieeinheiten 231

Tabelle 11-1: Modell-Biogasanlagen in Deutschland.....233

Tabelle 11-2: Spezifische Kosten der Rohgaserzeugung nach Anlagentyp 235

1 Vorbemerkungen

Die Nutzung erneuerbarer, lokal und regional verfügbarer Energiequellen fördert die Entwicklung einer nachhaltigen Energieversorgung. Emissionen von Schadstoffen und Kohlendioxid können eingespart werden. Die Entwicklung und Nutzung von erneuerbaren Energien stärkt die lokale und regionale Wirtschaft und trägt positiv zu sozialen Netzwerken bei. Die Niederlassung von Betrieben, die im Bereich der erneuerbaren Energien tätig sind, kann einen bedeutenden Beitrag zur Diversifizierung der luxemburgischen Wirtschaft leisten. Die Sicherheit der Energieversorgung wird erhöht.

Derzeit müssen ca. 99% der in Luxemburg benötigten Energie importiert werden. Erneuerbare Energiequellen stellen – neben der Verbesserung der Energieeffizienz - die einzige heimische Energieressource dar. Es ist folglich nur durch einen Ausbau dieser Energiequellen möglich den extrem hohen Abhängigkeitsgrad Luxemburgs von Energieimporten zu mindern.

Die Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien ist auch im weiteren Zusammenhang mit Strategien, Gesetzen und Richtlinien zu sehen, die auf nationaler und europäischer Ebene verabschiedet wurden und die den Umweltschutz oder die Ressourcensicherheit zum Gegenstand haben. Die wichtigsten darunter sind:

- das Kyoto Protokoll und das Burden Sharing Agreement der EU und die daraus abgeleiten Minderungsverpflichtungen für Treibhausgasemissionen,
- die Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit dem Ziel von 5,7% Strom aus erneuerbaren Energiequellen in 2010 gemessen am Bruttostromverbrauch,
- die Richtlinie 2003/30/EG zur Förderung von Biokraftstoffen im Verkehrssektor,
- die Roadmap der Europäischen Kommission (KOM(2006) 848) zu erneuerbaren Energien
- das Weißbuch KOM(97)599 zu erneuerbaren Energien,
- der Biomasseaktionsplan der europäischen Kommission,
- der CO_2-Minderungsplan der luxemburgischen Regierung "Changement climatique: Agir pour un défi majeur",
- das Gesetz zur rationellen Energienutzung von 1993.

Ziel der Studie war es Strategien und Handlungsempfehlungen zu entwickeln, die dazu beitragen können, dass die erneuerbaren Energieressourcen in Luxemburg künftig noch effektiver und effizienter ausgenutzt werden. Hierzu wurde zunächst die aktuelle Situation hinsichtlich der bereits bestehenden Nutzung von erneuerbaren Energien und hinsichtlich der bestehenden Förderpolitiken analysiert. Darüber hinaus wurden die Potenziale der erneuerbaren Energien in Luxemburg abgeschätzt. Auf dieser Grundlage wurden angemessene Ziele für die zukünftige Nutzung der identifizierten Potenziale entwickelt sowie Ausbauszenarien zur Erreichung dieser Ziele erstellt. Diese Arbeiten münden in einen Vorschlag für eine Strategie zur Umsetzung für die Zeithorizonte 2010 und 2020.

Auftraggeber für diese Studie sind das Ministerium für Umwelt[1] und das Ministerium für Wirtschaft und Außenhandel[2] Luxemburgs, als nationaler Koordinator agiert die luxemburgische Energieagentur (Agence de l'Energie).

1 Ministère de l'Environment

2 Ministère de l'Économie et du Commerce extérieur

2 Überblick über die Methoden

Das Kernelement der vorliegenden Studie ist die Bestimmung dynamischer Potentiale für erneuerbare Energieträger in den Sektoren Elektrizität, Wärme und Biotreibstoffe. Es wurden sowohl das theoretische und technische Potential als auch das realisierbare Potential für die Jahre 2010 und 2020 bestimmt. Das *theoretische Potenzial* beschreibt das in einer Region innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot unter der Berücksichtigung einzelner wesentlicher struktureller Restriktionen wie der geografischen Flächenstrukturen. Das *technische Potenzial* beschreibt jenen Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung gegebener technischer und ökologischer Randbedingungen nutzbar ist. Zusätzlich werden dabei detaillierte strukturelle Restriktionen berücksichtigt. Unter dem *realisierbaren Potenzial* erneuerbarer Energie wird der Anteil des technischen Potenzials verstanden, der unter Berücksichtigung von weiteren Hemmnissen und fördernden Faktoren genutzt werden kann. Diese Faktoren sind struktureller (tatsächliche Eignung von Flächen), legaler (Gesetze, Verordnungen), soziologischer (Technologiediffusion) und psychologischer (wahrgenommene Vorteile bzw. Nachteile) Natur. Abbildung 2-1 illustriert die Bestimmung des Potentials grafisch.

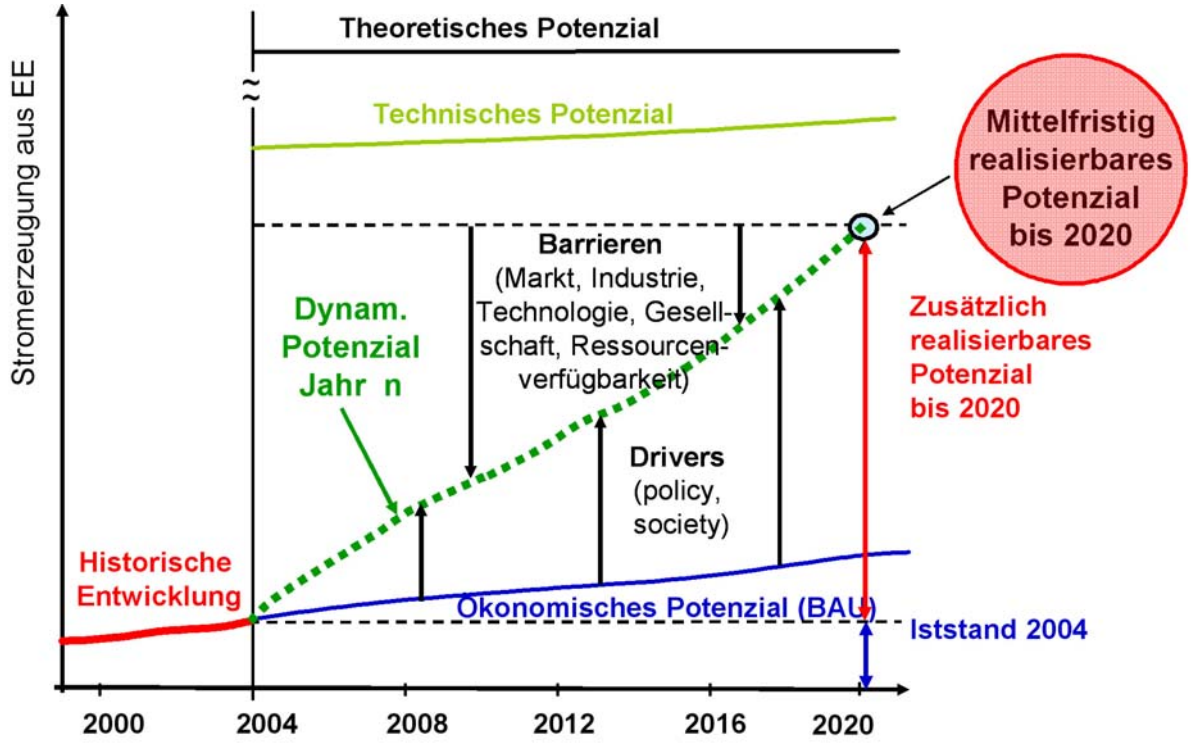


Abbildung 2-1: Illustration der verschiedenen Potenzialdefinitionen

Basierend der klaren Differenzierung zwischen nicht-ökonomischen und ökonomischen Restriktionen finden erste im Rahmen der Potenzialdefinition Berücksichtigung während letztere auf der Basis techno-ökonomischer Modelle behandelt werden. Genauer: Ökonomische Schranken, die die Erzeugungskosten und nicht das verfügbare Potential beeinflussen, werden durch die Wahl der Förderinstrumente und deren Ausgestaltung mitbestimmt und somit auf der Grundlage der Modelle ***Green-X*** und **Invert** detailliert untersucht.

Die Anwendung von ***Green-X*** erlaubt einerseits eine umfangreiche vergleichende Analyse der Interaktionen zwischen den einzelnen Fördersystemen für erneuerbare Energien und andererseits eine Bewertung der Interaktionen zwischen unterschiedlichen energiepolitisch relevanten Strategien wie Förderung Erneuerbarer Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Biotreibstoffe, Kraft-Wärme-Kopplung und nachfrageseitigen Maßnahmen im Stromsektor (DSM).

Dynamische Kostenpotenzialkurven für alle Erzeugungstechnologien, welche im Rahmen des Projektes für Luxemburg im Detail generiert wurden, bilden den Kern des Modells ***Green-X.***

Um realistische Szenarien simulieren zu können, lässt sich im Model ***Green-X*** ein Portfolio unterschiedlicher Fördersysteme (z.B. Einspeisetarife, Quotensysteme, Ausschreibungsverfahren, Investitionsförderungen, etc.) und deren Ausgestaltungsvarianten (z.B. gestufter Einspeisetarif, nationale, internationale Zertifikatssystem) auswählen.

Mit Hilfe des Models lassen sich u.a. folgende Ergebnisse ermitteln:

- Strom-, Wärme und Biotreibstofferzeugung aus erneuerbaren Energieträgern auf Technologieebene
- Anteil EE am Gesamtverbrauch
- Durchschnittliche Erzeugungskosten EE auf Technologieebene
- Einfluss der Förderstrategie auf die Erzeugungskosten auf Technologieebene
- Transferkosten der gewählten Förderstrategie für die Konsumenten auf Technologieebene

Ein weiterer methodischer Schwerpunkt der Arbeiten basiert auf der Anwendung des Simulations-Tools **In*vert*** auf den Luxemburger Raumwärmemarkt im Bereich der Wohnbauten. Mit Hilfe des Tools **In*vert*** lassen sich die Auswirkungen verschiedener Förderinstrumente in den Bereichen Raumwärme, Warmwasser, Kühlen, Biotreibstoffe und erneuerbare Stromerzeugung abbilden und Szenarien zur Entwicklung des Raumwärmemarktes entwickeln. Im Rahmen dieses Projekts wird vor allem auch die Kopplung zwischen steigenden Wärmeschutzstandards und Erneuerbaren im Gebäudebereich abgebildet.

Der Gebäudebestand ist im Modell **In*vert*** nach Gebäudekategorien (also z.B. Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Nichtwohngebäude) und Bauperioden beschrieben. Jede dieser Gebäudeklassen ist durch bestimmte Eigenschaften (z.B. U-Werte, Baujahr, etc.) charakterisiert. Die Simulation der Energieeffizienz-Maßnahmen sowie der eingesetzten Energieträger im Heizungsbereich erfolgt über die dynamische Überprüfung der ökonomischen Effizienz bestimmte Wärmeschutzmaßnahme und Angebotstechnologien. Unter zusätzlicher Berücksichtigung nicht-monetärer fördernder oder hemmender Faktoren ergibt sich für jeden Gebäudetyp, ob entsprechende Wärmeschutzmaßnahmen und Heizungserneuerungen durchgeführt werden. Dabei wird angenommen, dass jährlich maximal ein bestimmter Anteil der Gebäude saniert werden kann. Energiepreise sowie Förderungen für Wärmeschutzmaßnahmen sind dabei entscheidende Einflussgrößen in Bezug auf die ökonomische Effizienz und damit die Simulationsergebnisse.

3 Aktueller Status der Erneuerbaren Energien

In den folgenden Abschnitten sind die wesentlichen Entwicklungen im Hinblick auf die Strom-, Wärme- und Biotreibstoffproduktion in Luxemburg dargestellt. Dabei liegt der Schwerpunkt auf den Daten zur Energieerzeugung und den installierten Kapazitäten. Einige Berechnungsgrundlagen wie z.B. die zugrundeliegenden Daten zu den Primärenergieinputs bei der Biomasse werden im Kapitel 5 "Potenziale" behandelt.

3.1 Entwicklung des Energieverbrauchs

Um die Größenordnungen der in weiterer Folge dargestellten Entwicklung der erneuerbaren Energieträger greifbar machen zu können, soll ein kurzer Blick auf den aktuellen Energieverbrauch in Luxemburg geworfen werden. Abbildung 3-1 zeigt hierfür die historische Entwicklung des nationalen Bruttoenergieverbrauchs in GWh. Diese Einheit wird im Weiteren für alle Angaben in Hinblick auf Energiemengen, unabhängig von Energieträger und Stufe in der Wandlungskette verwendet, um stets einen direkten Vergleich zu ermöglichen.

In Abbildung 3-1 ist einerseits der strukturelle Wandel der in Luxemburg eingesetzten Energieträger von einem Fokus auf Festbrennstoffe in den beginnenden 1970er Jahren hin zu einer öl- und gasdominierten Energiewirtschaft in aktueller Zeit. Andererseits wird die Entwicklung des Gesamtenergieverbrauchs deutlich, der seit den späten 1990er Jahren wieder einen deutlichen Aufwärtstrend aufweist.

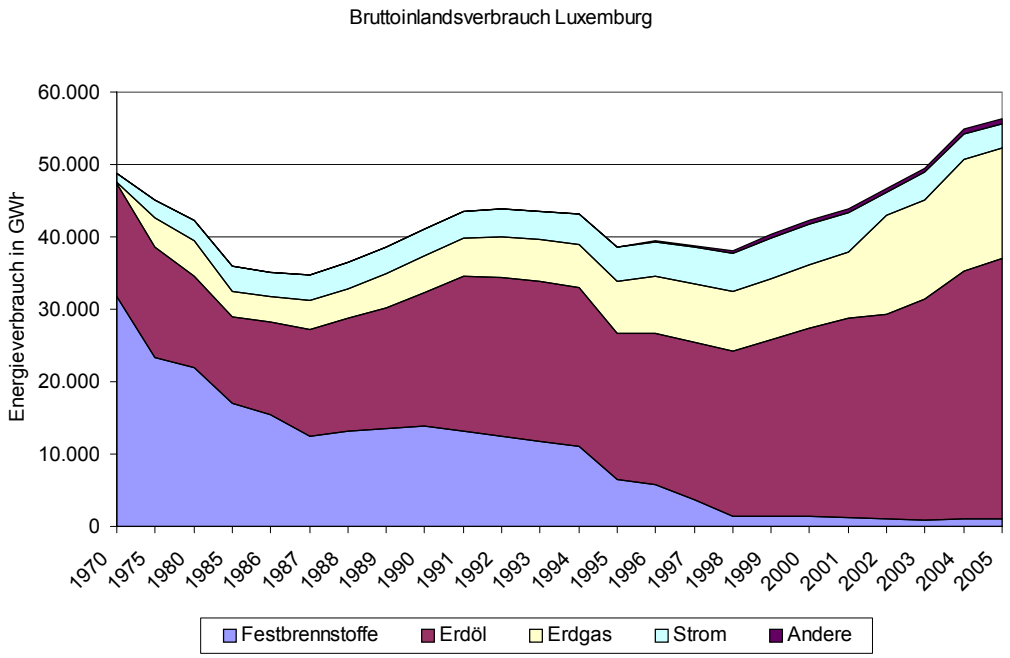


Abbildung 3-1: Historische Entwicklung des Bruttoinlandverbrauchs von Luxemburg nach Energieträgern; Datenquelle: Ministère de l'Économie et du Commerce extérieur, Direction de l'énergie et des communications; Grafik: eigene Berechnungen

3.2 Erneuerbare Stromerzeugung

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Luxemburg zeigte innerhalb des letzten Jahrzehnts ein starkes Wachstum, wie in Abbildung 3-2 dargestellt ist. Die Kleinwasserkraft verzeichnet dabei den größten Beitrag zur Gesamtproduktion, mit einem Anteil von 48% im Jahr 2005. Auffällig ist das starke Wachstum von Strom aus Windkraft, dessen Anteil innerhalb von 10 Jahren von 0% auf 25% der erneuerbaren Stromproduktion im Jahr 2005 gestiegen ist. Im Jahr 2004 betrug die Produktion von Strom aus Windenergie ungefähr 40 GWh und stieg im Jahr 2005 auf 52,5 GWh. Strom aus Bioabfall zeigt einen steten zeitlichen Verlauf. Im Zeitraum 1990-2005 betrug dessen Produktion ungefähr 17-19 GWh/Jahr. Dieser Wert ergibt sich aus einem Anteil des biogenen Anteils am gesamten Müll von 36,78%. Die dargestellte Stromproduktion durch Biogas setzt sich aus landwirtschaftlichem Biogas und Klärgas zusammen. Während die Klärgasproduktion innerhalb der vergangenen 5 Jahre recht konstant etwa 4-5 GWh pro Jahr betrug, wuchs die landwirtschaftliche Biogasproduktion von 8,2 GWh in 2001 auf 27,2 GWh in 2005.

In Abbildung 3-3 ist die installierte Kapazität von Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung für den Zeitraum 1990 bis 2005 dargestellt. Im Vergleich zur Entwicklung der Stromerzeugung weisen die Windenergie und die Photovoltaik - bedingt durch die relativ geringe Volllaststundenzahl - einen höheren Anteil auf.

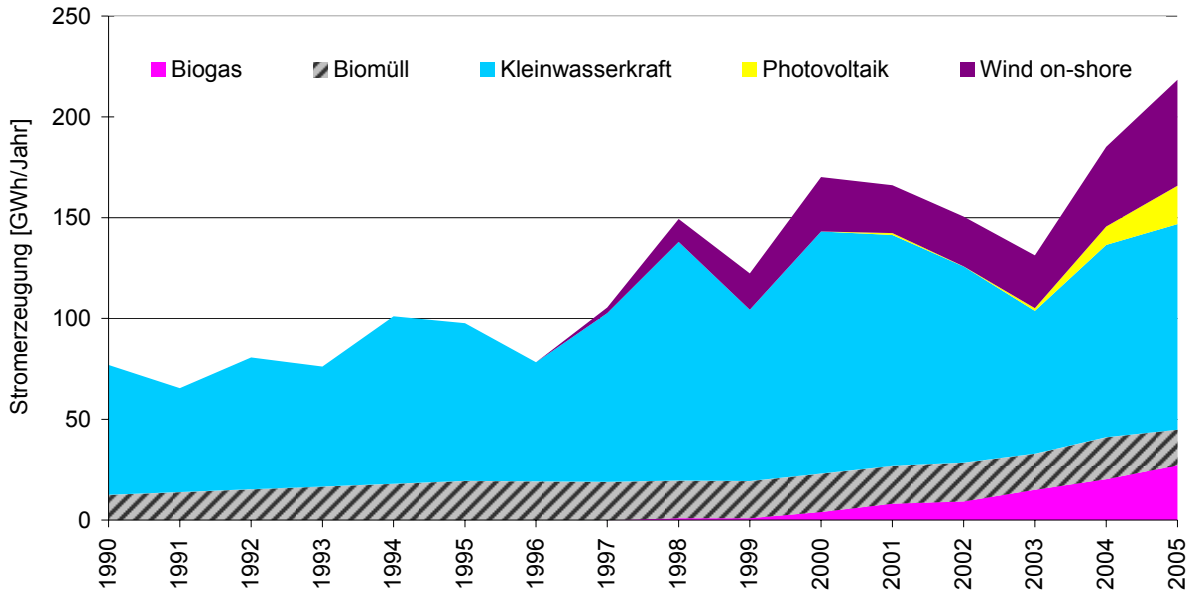


Abbildung 3-2: Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien in Luxemburg von 1990 bis 2005; Quelle: Bericht LU DIR EC/2001/77; ILR

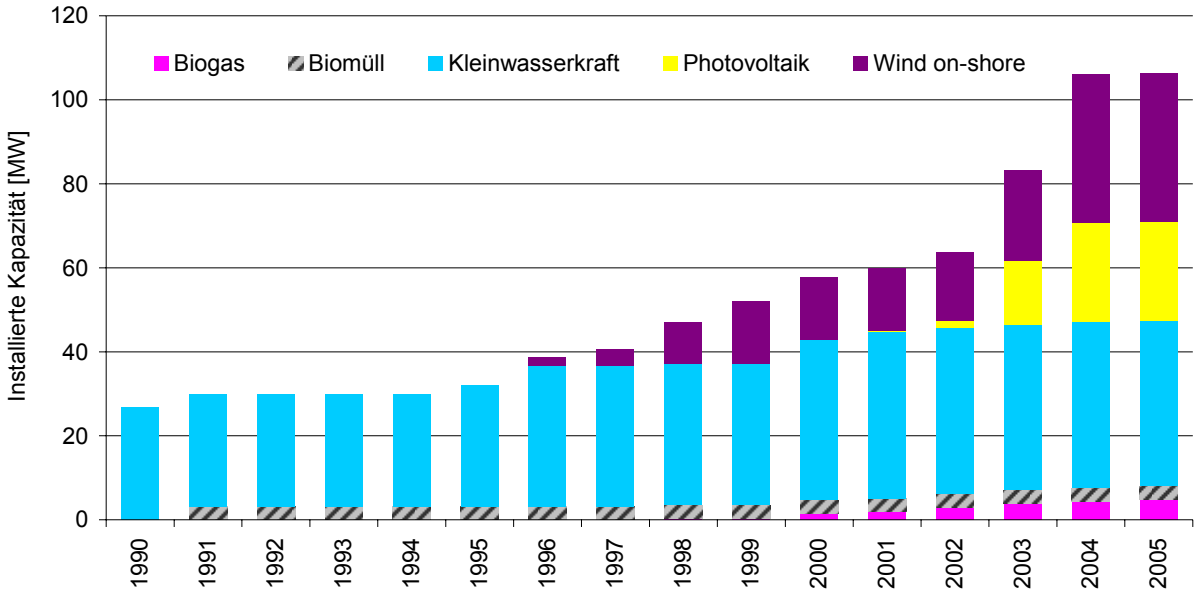


Abbildung 3-3: Installierte Kapazität erneuerbaren Energien im Stromsektor in Luxemburg von 1990 bis 2005; Quelle: Bericht LU DIR EC/2001/77; ILR

In Tabelle 3-1 ist die Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern für die Jahre 1997 und 2005 dargestellt, ebenso das jährliche Wachstum während dieses Zeitraums. Der Beitrag erneuerbarer Energiequellen zum Gesamtstromverbrauch in Luxemburg lag im Jahr 1997 bei 2,0% und 2005 bei 3,45%.

Tabelle 3-1: Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien 1997 und 2005 in GWh

Technologie	1997 [GWh]	2005 [GWh]	Durchschnittliches Wachstum [%/a]
Biogas	0	27	
Feste Biomasse	0	0	
Bioabfall	17	18	0,6
kleine Wasserkraft	82	102	2,2
Photovoltaik	0	19	
Wind on-shore	3	53	33,3
Total	**102**	**219**	**7,7**
Anteil am Gesamtverbrauch	2,0%	3,45%	

Quelle: Bericht LU DIR EC/2001/77; ILR

Wir möchten im Folgenden den derzeitigen Status der einzelnen Energiequellen darstellen.

3.2.1 Wasserkraft

Die Erzeugung von Strom aus großen Wasserkraftanlagen spielt in Luxemburg keine Rolle. Es existiert zwar in Vianden ein Pumpspeicherkraftwerk, aber da es sich bei der Hauptturbine um eine reine Pumpspeicheranlage ohne natürliche Zuflüsse handelt, ist der Strom nicht als Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu werten. Darüber hinaus speist dieses Kraftwerk direkt in das deutsche Netz ein und liegt somit auch außerhalb des Bilanzkreises des Luxemburger Stromnetzes. Die installierte Kapazität sowie die Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen in den Jahren 2001-2005 ist in Tabelle 3-2 dargestellt.

Im Rahmen der Förderung erneuerbarer Energien wurden in den letzten zehn Jahren einige kleine Wasserkraftwerke reaktiviert. Eine Auflistung sämtlicher Wasserkraftwerke in Luxemburg ist in Tabelle 3-3 gegeben.

Tabelle 3-2: Installierte Kapazität und Stromerzeugung von Wasserkraftwerken in Luxemburg zwischen 2001 und 2005

Jahr	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**
Installierte Kapazität [MW]	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5
Stromerzeugung [GWh]	114,4	97,4	70,9	95,4	102

Quelle: Bericht LU DIR EC/2001/77; ILR

Tabelle 3-3: Installierte Kapazität und Fluss von Wasserkraftwerken in Luxemburg

Wasserkraftanlagen		
Anlage	Installierte Leistung (kW)	Fluss
Esch-sur-Sure	10000	Sauer
Rosport	6000	Sauer
Grevenmacher	8250	Mosel
Palzem	4800	Mosel
Schengen	4500	Mosel
Lohmühle/Staumauer Vianden	4000	Our
Total	**37550**	
Bettendorf	50	Sauer
Birtrange	105	Alzette
Bourscheid	35	Sauer
Cruchten	105	Alzette

Wasserkraftanlagen		
Anlage	Installierte Leistung (kW)	Fluss
Erpeldange	85	Sauer
Essingen	93	Alzette
Ettelbruck	250	Alzette
Moestroff	140	Sauer
Schüttburg	26	Clerf
Backesmühle	10	Weiße Ernz
Bannmühle	40	Attert
Bigonville	48,5	Sauer
Bissermühle	45	Attert
Bounsmühle	60	Syr
Clouterie/Bissen	140	Attert
Fausermühle	40	Syr
Felsmühle	45	Syr
Fockenmühle	30	Eisch
Maulusmühle	11	Woltz
Neumühle	15	Weiße Ernz
Reisermühle	15	Weiße Ernz
Hessenmühle	22	Weiße Ernz
Steckenmühle	48	Syr
Stolzemburg	45	Our
Tuchfabrik/Bettborn	15	Roudbaach
Useldingen	45	Attert
Total	**1563,5**	
Poste SEBES à Nospelt	429	Turbine im Trink-wasserstrom
Alle	39542,5	

Quelle: Energieagentur Luxemburg

3.2.2 Windenergie

Die erste Windkraftanlage zur Stromproduktion wurde in Luxemburg im Jahr 1997 errichtet. Bis Dezember 2005 waren insgesamt 36 Windkraftanlagen mit einer Gesamtkapazität von 35,4 MW ans Netz angeschlossen. Zwei weitere private Kleinstanlagen speisen ihre Energie in das Stromnetz ein.

Im Jahr 2004 betrug der aus Windkraft produzierte Strom 39,4 GWh. Dies entspricht einer Steigerung von 50% im Vergleich zum Vorjahr, was auf die Einrichtung des Windparks Kehmen/Bourscheid im September 2004 zurückzuführen ist (7 Windräder mit jeweils 1800 kW Leistung). Als letztes ging im Dezember 2004 die Anlage in Stockem mit 2 Windrädern à 600kW ans Netz. Im Jahr 2005 wurde so eine Stromproduktion von 52,5 GWh erreicht.

Pläne zur Realisierung weiterer Projekte liegen auf dem Tisch, bis zum jetzigen Zeitpunkt

wurde jedoch keines davon umgesetzt[3]. Dies beruht unter anderem auch auf der steigenden Ablehnung der Windkraft bei der Bevölkerung und damit verbundenen Genehmigungsbehinderungen. Die installierte Kapazität sowie die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen in den Jahren 2001-2005 ist in Tabelle 3-4 dargestellt. Eine Übersicht über die Windkraftanlagen in Luxemburg ist in Tabelle 3-5 dargestellt.

Tabelle 3-4: Installierte Kapazität und Stromerzeugung von Windkraftwerken in Luxemburg zwischen 2001 und 2005

Jahr	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**
Installierte Kapazität [MW]	14,9	16,4	21,5	35,3	35,4
Stromerzeugung [GWh]	23,7	24,7	26,2	39,4	52,5

Quelle: Bericht LU DIR EC/2001/77; ILR

Tabelle 3-5: Installierte Kapazität, Standort und Betreiber von Windkraftanlagen in Luxemburg

Windenergie nach Anlagen			
Standort	**Betreiber**	**installierte Leistung**	**Inbetriebnahme**
Mompach	Windpower S.A.	4 x 500	Januar 1997
Nachtmanderscheid	Wandpark op der Hei sàrl.	1 x 850	Juli 1997
Heinerscheid 1	Wandpark Gemeng Hengischt	3 x 600	Dezember 1998
Heiderscheid	Wand a Waasser S.A.	3 x 500	Dezember 1998
Remerschen	Agence de l'Energie S.A.	1 x 600	Dezember 1998
Derenbach/Wincrange	Megawind/Nordwand S.A.	4 x 600	Januar 1999
Nachtmanderscheid	Wandpark op der Hei sàrl.	1 x 850	September 1999
Heinerscheid 2	Wandpark Gemeng Hengischt	5 x 1000	November 1999
Bettborn/Reimberg	Energi Atelier Réiden	2 x 600	November 2002
Heinerscheid 3	Wandpark Geméng Hengischt	3 x 1800	Juni 2003
Kehmen-Bourscheid	Wandpark Kehmen-Heischent	7 x 1800	September 2004
Stockem	Haardwand S.A.	2 x 600	Okt./Dez. 2004

Quelle: MinEcon (2005)

3.2.3 Photovoltaik

Die Kumulierbarkeit von Investitionszuschüssen und mit der Vergütung aus dem Einspeisetarif für PV-Anlagen hat in den Jahren 2002 bis 2004 einen großen Boom dieser Branche ausgelöst. Der starke Zuwachs an installierter Leistung von PV-Anlagen hat dazu geführt, dass in Luxemburg heute die weltweit höchste spezifische installierte Leistung an PV-

3 Bericht LU DIR EC/2001/77; ILR

Anlagen hat, sowohl in Bezug auf die Bevölkerung als auch in Bezug auf die Landesfläche.

Der stürmische Zuwachs an PV-Kapazität ging gegen Ende des Jahres 2004 sichtbar zurück, da die für Investoren sehr günstigen Regelungen im August 2004 einer Revision unterzogen wurden. Die Folgeregelungen bezüglich des Investitionszuschusses wurden im August 2005 bekannt, die Folgeregelungen bezüglich des Einspeisetarifes im Oktober 2005. Auch mit den überarbeiteten Regelungen könnten noch profitable PV-Projekte durchgeführt werden. Die zurückhaltende Investitionstätigkeit, die auch für die Jahre 2005-2006 absehbar ist, zeigt jedoch eine gewisse Ernüchterung bei potenziellen Investoren. Vermutlich wurde die Errichtung von PV-Anlagen auch von vielen privaten Investoren in den „Boom-Jahren" vor allem als profitable Geldanlage gesehen. Unter den veränderten finanziellen Bedingungen dürften solche Investoren nach anderen Geldanlageformen mit einem nach ihrer Einschätzung besseren Verhältnis aus Risiko und Rendite suchen.

Während der Expertengespräche in Luxemburg wurde deutlich, dass sowohl die individuell sehr hohen Förderbeträge als auch insbesondere die hohen Ausgaben der öffentlichen Hand für die Förderung als kritisch gesehen werden. Auch wenn eine robuste Volkswirtschaft wie die Luxemburgs aufgrund dieser Ausgaben nicht nur annähernd gefährdet werden dürfte, so hat die Entwicklung zu einer vergleichsweise schlechten öffentlichen Akzeptanz für die Nutzung der Photovoltaik geführt.

Für Ende 2005 wird eine installierte Leistung von insgesamt 23.6 MW geschätzt[4].

Die installierte Kapazität sowie die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen in den Jahren 2001-2005 ist in Tabelle 3-6 dargestellt.

Tabelle 3-6: Installierte Kapazität und Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen in Luxemburg zwischen 2001 und 2005;

Jahr	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**
Installierte Kapazität [MW]	0,2	1,6	15,2	23,5	23,6
Stromerzeugung [GWh]	1,0	0,1	1,4	9,2	19,0

Quelle: Bericht LU DIR EC/2001/77; ILR

3.2.4 Biogas

Der landwirtschaftlichen Statistik für das Jahr 2006 kann man entnehmen, dass 22 Einrichtungen zur Rückgewinnung von Methan auf landwirtschaftlichen Betrieben existieren. Hiervon sind 16 Einzelanlagen, 3 Anlagen werden von 2 oder 3 Teilhabern betrieben und 3 weitere Anlagen mit jeweils mehr als 600 kW installierter Leistung werden von jeweils etwa 20 Teilhabern betrieben. Eine weitere Anlage mit 700 kW ging im Jahr 2006 in Betrieb. Die drei größten Anlagen tragen zu mehr als der Hälfte zur gesamten installierten Leistung bei. Die

4 Rapport d'activité 2004 du Ministère de l'Economie

landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden auf Basis von Gülle und Energiepflanzen (fast ausschließlich Mais) betrieben mit einem Gasertrag von etwa 26 GWh auf Basis von Gülle, 1 GWh Bioabfälle[5], 21 GWh auf Basis von Energiepflanzen sowie 18 GWh auf Basis von Grünschnitt.[6] Weiterhin existieren drei Klärgasanlagen mit 13 GWh Gasproduktion. Der seit fast zehn Jahren bestehende starke Wachstumstrend im Bereich des landwirtschaftlichen Biogases scheint derzeit recht robust.

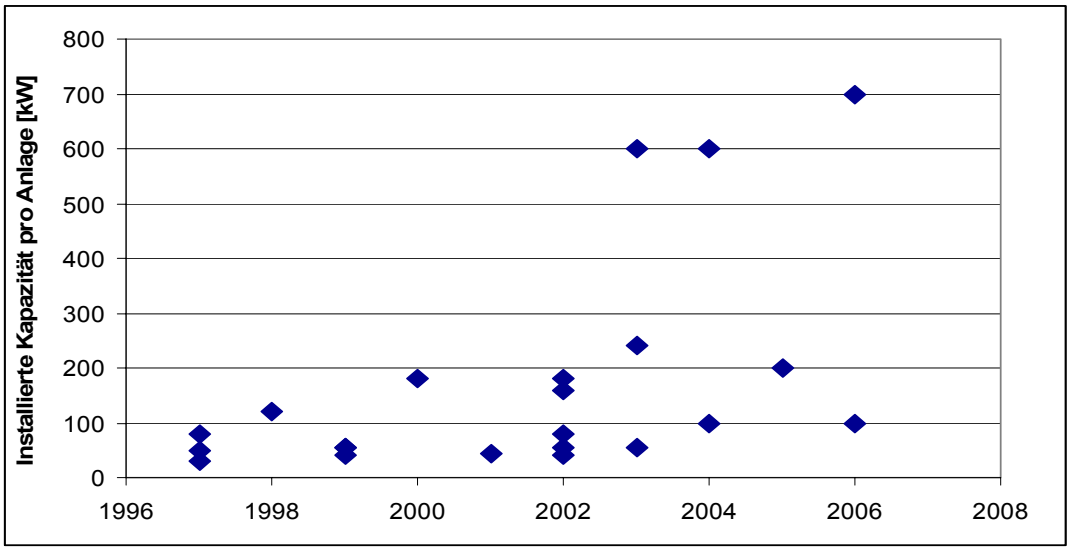
Eine wesentliche Entwicklung im Bereich der Biogasanlagen betrifft den Trend im Hinblick auf die Anlagengröße. Wie in Abbildung 3-4 dargestellt, kann man feststellen, dass die durchschnittliche Anlagengröße in der Vergangenheit kontinuierlich zugenommen hat und vermehrt Anlagen von mehreren Betreibern genutzt werden.

Die installierte Kapazität sowie die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen in den Jahren 2001-2005 ist in Tabelle 3-7 dargestellt.

Tabelle 3-7: Installierte Kapazität und Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen in Luxemburg zwischen 2001 und 2005

Jahr	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**
Installierte Kapazität [MW]	2,1	3,0	3,9	4,5	4,8
Stromerzeugung [GWh]	8,2	9,3	15,1	20,3	27,2

Quelle: Bericht LU DIR EC/2001/77; ILR



Quelle: ASTA

Abbildung 3-4: Installierte Kapazität pro Anlage im Bereich Biogas von 1997 bis 2006

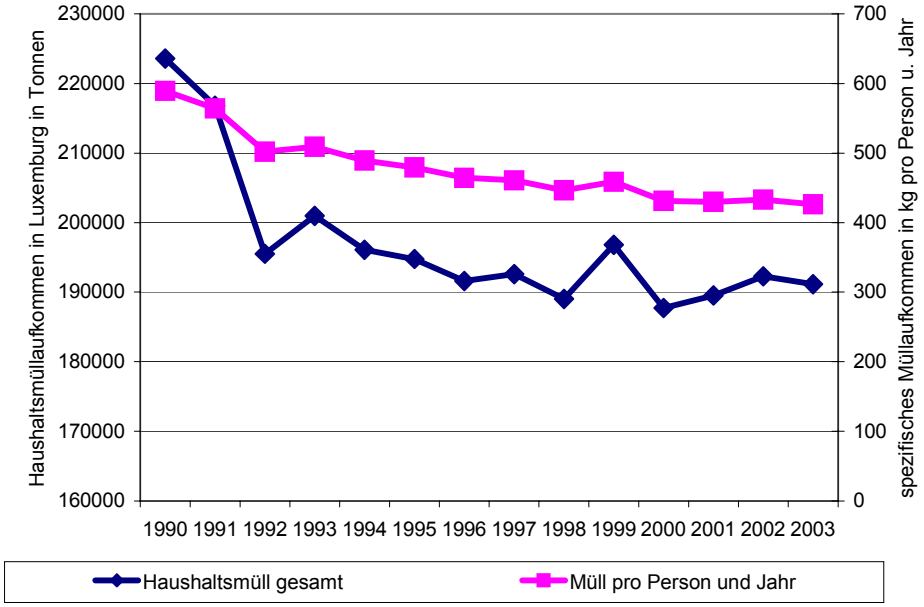
5 Das heißt, dass eine entsprechende Nutzung zurzeit nur in einem sehr geringen Umfang stattfindet. Vergärung von Küchenabfällen findet derzeit noch nicht statt.

6 Für die Berechnungen hierzu siehe Kapitel 5.

Die Stromerzeugung durch Biogasanlagen erfolgt häufig als Kraft-Wärme-Kopplung, d.h. Strom und Wärme werden gemeinsam genutzt. Die Bedingung hierfür ist, dass eine geeignete Nutzung für die Wärme möglich ist. Dieses kann bei landwirtschaftlichen Betrieben z.B. für Heizungszwecke in Wohn- oder Nutzgebäuden erfolgen oder durch die Bereitstellung von Prozesswärme für die Trocknung verschiedener landwirtschaftlicher Erzeugnisse. Die verfügbaren Werte der Wärmeerzeugung in Biogasanlagen basieren auf einem Inventar der Biogasanlagen der Biogasvereinigung in Luxemburg. Die hierin ausgewiesenen Wärmemengen summieren sich auf ca. 4,6 GWh. Obgleich diese Angaben unter Umständen nicht vollständig erfasst sind, ergibt sich, dass nur ein geringer Anteil der anfallenden Abwärme genutzt wird.

3.2.5 Organischer Anteil des Hausmülls

Die energetische Nutzung des organischen Anteils des Hausmülls zeigte in den vergangenen Jahren keinerlei Wachstum, weder in Bezug auf die erzeugte Strom und Wärmemenge noch bezüglich der installierten Kapazität. Die historische Entwicklung des Haushaltsmüllaufkommens in Luxemburg im Zeitraum von 1990 bis 2003 ist in Abbildung 3-5 dargestellt. Sowohl das absolute als auch das relative Müllaufkommen je Einwohner ist im Betrachtungszeitraum gesunken, wobei in den letzten Jahren das relative Aufkommen konstant ist und das absolute Müllaufkommen durch die wachsende Einwohnerzahl wieder einen leichten Aufwärtstrend zeigt.



Quelle: Administration de l'Environnement

Abbildung 3-5: Entwicklung des Luxemburger Haushaltsmüllaufkommens

Der Status quo der Luxemburger Müllverbrennung im Jahr 2005 lag nach Angaben von Sidor

bei 125.000 t verbranntem Müll. Unter Berücksichtigung des oben angeführten biogenen Anteils und einem spezifischen Heizwert von 2,5 kWh/kg Müll ergibt sich ein Heizwert der biogenen Müllfraktion von 115 GWh. Der Status quo der Luxemburger Müllverbrennung im Jahr 2005 lag nach Angaben von Sidor bei 125.000 t verbranntem Müll. Unter Berücksichtigung des biogenen Anteils von 36.78% und einem spezifischen Heizwert von 2,5 kWh/kg Müll ergibt sich ein Heizwert der biogenen Müllfraktion von 115 GWh. Die SIDOR führt zurzeit Müllverbrennung (biogener Anteil) in einem energetischen Umfang von 115 GWh/a durch. Dies ist ein namhafter Anteil des Gesamtpotenzials, wobei zurzeit nur ein kleiner energetischer Anteil in Form von elektrischem Strom auch tatsächlich genutzt wird und der größere Teil der thermischen Energie als Abwärme ungenutzt verloren geht. Der elektrische Wirkungsgrad der Verstromung der SIDOR-Müllverbrennungsanlage liegt nach Angaben von SIDOR bei ca. 17% bis 19%. Insgesamt wurden aus der Nutzung des biogenen Anteils des Hausmülls im Jahr 2005 etwa 17,7 GWh Strom erzeugt. Die Leistung der aktuellen Turbine beträgt 9 MW_{el}, dieses ergibt bei einem biogenen Anteil von 36,78% ca. 3,3 MW_{el} "erneuerbare" Kapazität.

Die installierte Kapazität sowie die Stromerzeugung aus biogenem Müll in den Jahren 2001-2005 ist in Tabelle 3-8 dargestellt.

Tabelle 3-8: Installierte Kapazität und Stromerzeugung aus biogenem Müll in Luxemburg zwischen 2001 und 2005

Jahr	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**
Installierte Kapazität [MW]	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Stromerzeugung [GWh]	18,8	19,1	17,8	20,7	17,7

Quelle: Bericht LU DIR EC/2001/77; ILR

3.3 Erneuerbare Wärmeerzeugung

Die Entwicklung der erneuerbaren Wärmeproduktion in Luxemburg war in den vergangenen Jahren weniger dynamisch als der Zuwachs im Stromsektor. Allein die Bereiche der Solarkollektoren sowie die modernen Biomasseheizungen (insbesondere Holzhackschnitzel) konnten merkliche Zuwächse verzeichnen. Daten zur Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien in Luxemburg sind in Tabelle 3-9 zusammengestellt. Lediglich Wärme aus fester Biomasse leistete in 2005 mit etwa 264 GWh den entscheidenden Beitrag zur Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien. Hierbei wird neben einer Anlage zur Nutzung industrieller Prozesswärme insbesondere Energieholz in traditionellen Scheitholzanlagen und in modernen Holzfeuerungsanlagen genutzt. Ein sehr schnell wachsender Bereich der Biomasse Wärmeerzeugung stellen moderne Holzhackschnitzelanlagen dar. In diesen wurde im Jahr 2005 bereits etwa 15 GWh Wärme produziert, verglichen zu 1,3 GWh im Jahr 2000. Die Wärmeproduktion aus Solarthermie konnte in den vergangenen drei Jahren signifikante Zuwächse im Bereich verzeichnen, von etwa 0,5 GWh pro Jahr in 2000 auf etwa 3 GWh pro Jahr in 2005. Basierend auf den Daten der Umweltverwaltung wird die derzeit installierte

Fläche auf etwa 9.600 m^2 geschätzt. Für den Bereich der Erdwärmepumpen existieren neben den Daten der Umweltverwaltung zu den seit 2001 bezuschussten Anlagen kaum belastbare Statistiken für Luxemburg. Generell kann von einem sehr geringen Durchdringungsgrad ausgegangen werden. Die Daten der Umweltverwaltung weisen eine Zahl von 21 geförderten Anlagen aus. Es wird in diesem Bereich eine Arbeitszahl von 3,8 gefordert. In Zukunft ist durch eine weitere Fokussierung der Energiepolitik auf den Wärmebereich ev. eine stärkere Marktdurchdringung von Wärmepumpen möglich.

Tabelle 3-9: Wärmeproduktion aus erneuerbaren Energien 2000 und 2005

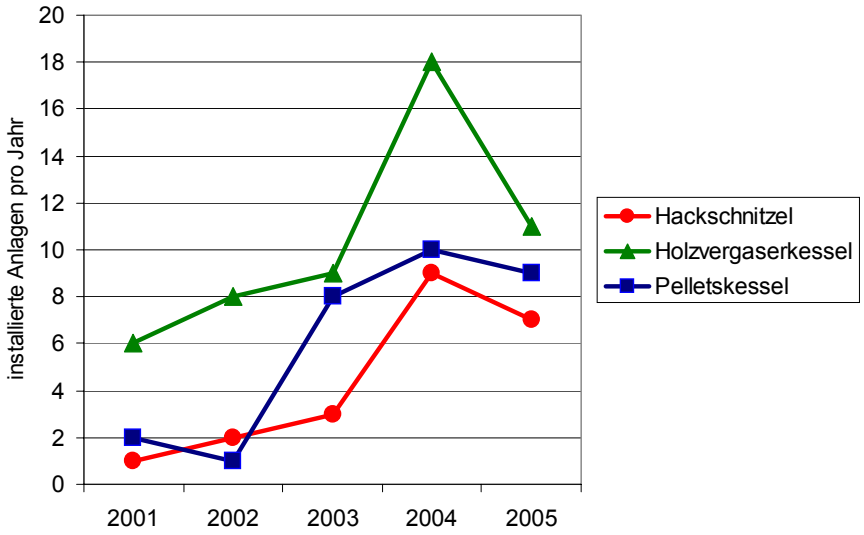
	2000 [GWh]	**2005 [GWh]**	**durchschnittliches Wachstum pro Jahr [%]**
Biogas	0	4,6	
Biomasse (dezentral) - Wärme aus Energieholz	47,3	64,5	6,4,%
hiervon Scheitholz	44	48,2	1,8%
Hackschnitzel	1,3	14,8	63%
Pellets	0	1,5	
industrielle Prozesswärme - Wärme aus Alt und Restholz	200	200	
Wärme aus Solarthermie	0,5	3	43%
Erdwärmepumpen	0	1	
Gesamt	**247,8**	**273,1**	**2%**
Anteil am Wärmeverbrauch	1,75%	1,88%	

3.3.1 Biomasse zur Wärmeerzeugung

Bei der Wärmeerzeugung durch Biomasse dominiert die Nutzung von Holz sowie in deutlich geringerem Umfang die Wärmegewinnung aus Biogas. Der größte Anteil der holzbasierten Wärmeerzeugung erfolgt im Bereich der industriellen Prozesswärme auf der Basis von Alt- und Restholz. Hierbei erfolgt der wesentliche Anteil der Wärmeerzeugung von 200 GWh pro Jahr in einem Betrieb. Die Schätzung der Wärmeerzeugung aus traditionellen Holzheizungen (Scheitholz) ist schwierig, da diese mit den üblichen Messproblemen bei nichtkommerzieller Biomassenutzung verbunden ist. Generell kann bei traditionellem Scheitholz von einem stagnierenden bis leicht ansteigendem Trend innerhalb der vergangenen Dekade ausgegangen werden. Die Abschätzung des Status quo der Scheitholzheizungen in Luxemburg und deren Energieverbrauch stützt sich auf die Angaben zur Beheizung der Gebäude. Die nationale Gebäudestatistik nennt für das Jahr 2001 eine Zahl von 2210 luxemburgischen Haushalten, welche mit Holz beheizt werden. Die Holzheizungen finden sich dabei hauptsächlich im alten Gebäudebestand. In neu errichteten Gebäuden der vergangenen 10 Jahre wurden kaum Holzheizungen installiert. In rezenter Vergangenheit ist die Nachfrage nach Holzöfen zwar wieder angestiegen, es wird jedoch vermutet, dass es sich bei diesen Holzöfen um Zweitsysteme handelt, welche nur einen geringen Teil des jeweiligen Heizwärmebedarfes

decken. Das zur Beheizung eingesetzte Holz ist dem Scheitholz zuzuordnen. Zur Hochrechnung des bestehenden Energieverbrauches aus Scheitholz wird im Schnitt ein Jahresheizenergieverbrauch der entsprechenden Haushalte von 20.000 kWh Heizwert angenommen. Dies ergibt ein aktuelles (Nachfrage)Potenzial für Scheitholz von 44,2 GWh. Moderne Heizsysteme basierend auf Holzhackschnitzeln sind statistisch besser erfasst, da diese erst seit kurzem kommerziell verfügbar sind und somit über Verkaufszahlen sehr zuverlässig auf die installiere Leistung geschlossen werden kann. In der Tabelle 3-11 sind die seit 1997 in Betrieb genommenen und derzeit geplanten großen Holzhackschnitzelheizungen aufgelistet. Abbildung 3-8 zeigt den Verlauf der installierten Leistung bei großen Holzhackschnitzelheizungen von 1997 bis 2005. Die gesamte Wärmeerzeugung aus diesen Anlagen wird auf 12.5 GWh/a geschätzt.

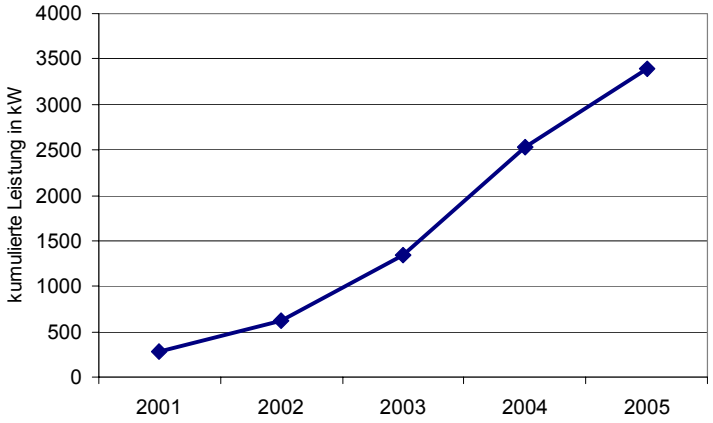
Die Entwicklung der Marktdiffusion von (bezuschussten) privaten Kleinanlagen ist in Abbildung 3-6 und Abbildung 3-7 dokumentiert. Im Zeitraum 2001 bis 2005 wurden in Luxemburg 22 Hackschnitzelkessel, 52 Holzvergaserkessel und 30 Pelletskessel bezuschusst. Die kumulierte installierte Leistung der genannten Anlagen beträgt dabei im Jahr 2005 einen Wert von 3390 kW.



Quelle: Umweltverwaltung

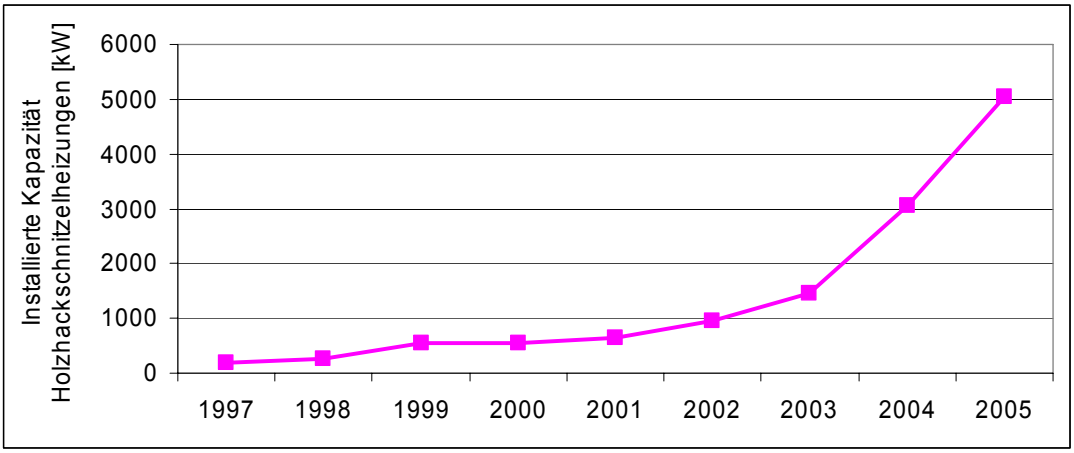
Abbildung 3-6: In Luxemburg im Zeitraum 2001 bis 2005 bezuschusste automatisierte biogene Heizsysteme

Tabelle 3-10 fasst den Status Quo bei der Nutzung von Energieholz in Luxemburg zusammen.



Quelle: Umweltverwaltung

Abbildung 3-7: Kumulierte Leistung der im Zeitraum 2001 bis 2005 in Luxemburg bezuschussten automatisierten biogenen Heizsysteme



Quelle: Luxemburger Forstverwaltung - Administration des Eaux et Forêts

Abbildung 3-8: Installierte Kapazität von Holzhackschnitzelheizungen von 1997

Tabelle 3-10: Zusammenfassung des Status Quo bei der Nutzung von Energieholz in Luxemburg

	Installierte Leistung		**Volllast-stunden**		**Energiebedarf**	
2005 Biomasse KWK	0,0	kW	0	h	0	GWh
2005 Hackschnitzel groß	5.062,0	kW	2474	h	12,5	GWh
2005 Hackschnitzel klein	1.014,0	kW	2300	h	2,3	GWh
2005 Holzvergaser klein	1.709,0	kW	2300	h	3,9	GWh
2005 Pellets	666,0	kW	2200	h	1,5	GWh
2005 Scheitholz u. nicht bezuschusste	24.550,0	kW	1800	h	44,2	GWh
Summen	32.981,0	kW			64,5	GWh

Quelle: eigene Berechnungen

Tabelle 3-11: Holzhackschnitzelanlagen in Luxemburg; Quelle: Luxemburger Forstverwaltung - Administration des Eaux et Forêts

Stand 01/2006				
Gemeinde	Ort	Status	Inbetriebnahme	Leistung (in kW)
Anlagen in Betrieb				
Wilwerwiltz	Enscherange	Pr.	1997	200
Niederanven	Sennigerberg	St.	1998	52
Bastendorf	Tandel	Ko.	1999	300
Echternach	Echternach	Ko.	2001	100
Préizerdaul	Bettborn	Ko.	2002	300
Pütscheid	Pütscheid	Ko.	2003	200
Beaufort	Beaufort	Ko.	2003	300
Mompach	Born	Ko.	2004	400
Junglinster	Junglinster	Ko.	2004	1.000
Medernach	Medernach	Ko.	2004	200
Bastendorf	Landscheid	Ko.	2005	100
Niederanven	Oberanven	Ko.	2005	320
Betzdorf	Roodt/Syre	Ko.	2005	320
Ville de Luxembourg	Dommeldange	Ko.	2005	750
Stadtbredimus	Stadtbredimus	Ko.	2005	320
Esch-sur-Alzette	Ellergronn	St.	2005	200
			Total	**5.062**
Anlagen in Planung				
Junglinster	Junglinster	Ko.		300
Redange	Redange	Ko.	2005	320
Heiderscheid	Heiderscheid	Ko.		240
Heinerscheid	Heinerscheid	Ko.	2005	150
Clemency	Clemency	Ko.		?
Wormeldange	Dreiborn	Ko.		?
Beckerich		Ko.	2004	2.000
Larochette		Ko.	2006	220
Contern		Ko.	2006	400
			Total	**3.630**
TOTAL (laufende und geplante Anlagen)				**8.692**

Pr. = Privat St. = Staatlich Ko. = Kommunal

bis 2005

3.3.2 Solarthermische Wärmeerzeugung

Der Status quo 2005 bezüglich der in Luxemburg installierten solarthermischen Anlagen wird von den in Tabelle 3-12 dargestellten Daten abgeleitet. Im Zeitraum von 2001 bis Ende 2005 wurden in Luxemburg insgesamt 749 solar thermische Anlagen mit einer Gesamtfläche von ca. 5.600 m^2 bezuschusst. Die Entwicklung der Anzahl der bezuschussten Anlagen verlief dabei unstetig. Im Jahr 2005 wurden deutlich weniger Anlagen gefördert als in den 3 Jahren davor. Der Schluss liegt dabei nahe, dass die Umstellung des Fördersystems hier Einfluss genommen hat.

Zusätzlich zu den dokumentierten bezuschussten Anlagen von Privatpersonen wurden im Zeitraum 1998 bis 2005 in Summe 15 kommunale solarthermische Anlagen errichtet, welche über das PEEC-Programm bzw. über den Umweltschutzfonds (fonds pour la protection de l'environnement) bezuschusste wurden.

Tabelle 3-12: Über die Verordnung vom 17. Juli 2001 und die Verordnung vom 3. August 2005 bezuschusste solarthermische Anlagen von Privatpersonen in Luxemburg

	Anlagen ohne Heizungseinbindung			**Anlagen mit Heizungseinbindung**			**Alle Anlagen**		
Jahr	m^2	Stk	m^2/Stk	m^2	Stk	m^2/Stk	m^2	Stk	m^2/Stk
2001	346	68	5,1	271	31	8,7	617	99	6,2
2002	764	132	5,8	636	60	10,6	1.400	192	7,3
2003	767	128	6,0	374	43	8,7	1.141	171	6,7
2004	653	123	5,3	1.100	63	17,5	1.753	186	9,4
2005	298	55	5,4	385	46	8,4	683	101	6,8
Summe	2.828	506		2.766	243		5.593	749	

Quelle: Umweltverwaltung

Über den Zeitraum vor 2001 bei privaten Anlagen bzw. über den Zeitraum vor 1998 bei kommunalen Anlagen liegen keine statistischen Aufzeichnungen vor. Weiters ist mit einer gewissen Anzahl von Anlagen zu rechnen, welche nicht um Bezuschussung angesucht haben. Der EuroObservER (2005) nennt eine kumulierte Kollektorfläche in Luxemburg für das Jahr 2004 von 11.500 m^2. Diese Zahl erscheint angesichts der verfügbaren disaggregierten Daten als hoch gegriffen, zumal der Diffusionsgrad dieser Technologie vor den Zeiten der hier dargestellten Aufzeichnungen laut der Aussage von luxemburgischen Experten sehr gering war. Zur Abschätzung des Status quo für das Jahr 2005 wurde deshalb angenommen, dass im Zeitraum vor 2001 bereits eine Kollektorfläche von 848 m^2 im Bereich der Anlagen ohne Heizungseinbindung und 277 m^2 im Bereich der Anlagen mit Heizungseinbindung installiert waren. Die Anlagen welche in Zeiträumen der prinzipiellen Möglichkeit einer Bezuschussung ohne Bezuschussung errichtet wurden, wurden mit 1804 m^2 eingeschätzt. Insgesamt ergibt dies eine Einschätzung des Status quo für das Jahr 2005 von 9603 m^2 Kollektorfläche bzw. einem energetischen Ertrag dieser Anlagen von 3 GWh.

3.3.3 Wärmepumpen

Die Wärmepumpentechnologie ist in Luxemburg kaum verbreitet. Historisch führten die bereits oben beschriebenen schlechten Erfahrungen mit dieser Technologie dazu, dass heute kaum Anlagen installiert werden. In den vergangenen 5 Jahren wurden 21 Anlagen bezuschusst und in den vergangen 10 Jahren wurden in ganz Luxemburg ca. 40 Wärmepumpenanlagen in privaten Einfamilienhäusern installiert. Dies entspricht einem Status quo der Umweltwärmenutzung durch Wärmepumpen in Luxemburg im Jahr 2005 von ca. 1 GWh.

3.4 Biokraftstoffe

Der Biotreibstoffsektor in Luxemburg existiert nur in Ansätzen. Nach Informationen der Agroénergie wird derzeit in Luxemburg Raps für die Biodieselproduktion auf einer Fläche von etwa 1300 ha angebaut. Anlagen zur Umwandlung von Energiepflanzen in Biotreibstoff bestehen in Luxemburg derzeit nicht. Nach einer Auskunft von SuperDrecksKescht konnte zusätzlich im Jahr 2005 eine Menge von 316,36 t (das sind 0,7 kg/Einwohner und Jahr) Altspeiseöle und –fette gesammelt werden. Dies entspricht einem Energieinhalt von ca. 2,8 GWh/a.

Der Gesamtbetrag des für die Biodieselproduktion angebauten Rapses wird nach Frankreich transportiert, dort in Biodiesel transformiert und nach dem Reimport nach Luxemburg größtenteils zum Betreiben der Busse in Luxemburg Stadt eingesetzt. Etwa 1/3 des Flottenbedarfs der öffentlichen Busse werden auf der Basis von Biodiesel bereitgestellt. Laut dem Luxemburgischen Bericht zur EU Kommission für die Biotreibstoffdirektive 2003/20/EC aus dem Jahr 2005, wurden die in Tabelle 3-13 angegebenen Mengen an Biodiesel in Luxemburg Stadt verbraucht.

Tabelle 3-13: Produktion von Biotreibstoffen 2004 und 2005 in GWh

	2004 [GWh]	**2005 [GWh]**
Biodiesel Verbrauch Luxemburg Stadt	6.8	6.6
Altspeiseöle und -fette	2.8	2.8
Anteil Gesamtverbrauch	0.029%	0.029%

Quelle: Direktive 2003/30/EC: Luxemburg Bericht – 2005

Das EU-Direktiven-Ziel für Luxemburg für Biotreibstoffe im Verkehrssektor beträgt für das Jahr 2006 2.75% Anteil biogener Kraftstoffe am Benzin- und Dieselverbrauch. Dieser Anteil konnte für das Jahr 2006 nicht erreicht werden, da die in den Jahren 2004 und 2005 wirksamen Maßnahmen nicht ausreichend waren um eine breite Markteinführung von Biotreibstoffen zu initiieren.

Der gesamte für die Direktive 2003/30/EC relevante Kraftstoffverbrauch (inklusive Bio-Kraftstoffe) in 2004 und 2005 ist in Tabelle 3-14 zusammengefasst.

Tabelle 3-14: Biokraftstoffanteil 2004 und 2005 - Luxemburg

	2004		**2005**	
	[Tonne]	[% Biokraf.]	[Tonne]	[% Biokraf.]
Ottokraftstoff	553.062	0	507.571	0
Diesel	1.624.135	0.035	1.805.178	0.031
Summe	**2.177.197**	**0.026**	**2.312.749**	**0.024**

Quelle: Direktive 2003/30/EC: Luxemburg Bericht – 2005

4 Aktuelle Fördermaßnahmen und Rahmenbedingungen der erneuerbaren Energien

Die Förderung der erneuerbaren Energien in Luxemburg ist derzeit über eine Reihe von Gesetzen und Verordnungen aus den Bereichen der Wirtschafts-, Umwelt- und Landwirtschaftspolitik geregelt. Dabei greifen die Fördermaßnahmen an verschiedenen Stellen an, um die Nutzung erneuerbarer Energien zu erhöhen. So werden einerseits Sekundärenergieträger, insbesondere Strom, aus erneuerbaren Energien mit speziellen Tarifen vergütet und es wird andererseits auch die Errichtung von Anlagen zur Nutzung der erneuerbaren Energien gefördert. Die Regelungen sind teilweise zielgruppenspezifisch gestaltet; das heißt solche Fördermaßnahmen können nur von einem bestimmten Personenkreis in Anspruch genommen werden.

Neben den Rechtsetzungen zur Förderung der erneuerbaren Energien bildet die allgemeine Gesetzgebung in Luxemburg den rechtlichen Rahmen innerhalb dessen die Nutzung der erneuerbaren Energien entwickelt wurde und weiterentwickelt werden wird.

Die wichtigsten förderlichen Aspekte der bestehenden luxemburgischen Förderpolitik sind:

- die gute finanzielle Ausstattung der Förderinstrumente,
- die breite Förderung aller relevanten erneuerbaren Energien

Eher hinderliche Aspekte der vergangenen und der aktuellen Förderpolitik sind:

- die z.T. ungenügende Investitionssicherheit bei Förderinstrumenten,
- die komplexe Förderstruktur mit ähnlichen Regelungen für verschiedene Zielgruppen oder sogar vergleichbaren Zielgruppen,
- der z.T. kurzzeitige Bestand von Förderbedingungen, der die Wirtschaftsbranche der erneuerbaren Energien (Planer, Lieferanten, Hersteller, Installateure) vor Herausforderungen stellt
- das Nebeneinander unterschiedlicher Anlaufstellen für ähnliche Technologien und Förderzusammenhänge

Die als eher hinderlich eingeschätzten Aspekte bedeuten nicht, dass die bestehende Förderpolitik für erneuerbare Energien in Luxemburg grundsätzlich unbrauchbar ist, was auch der Ausbau der erneuerbaren Energien in der Vergangenheit belegt. Vielmehr kann vermutet werden, dass noch Potenziale in der Förderung bestehen, sowohl was die erreichbare Nutzung der erneuerbaren Energien angeht (Fördereffektivität) als auch was die notwendigen Fördermittel angeht (Fördereffizienz).

4.1 Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien

Im Überblick handelt es sich bei den Regelungen zur Förderung erneuerbare Energien um folgende Gesetze und Verordnungen:

- Das Gesetz vom **5. August 1993** über die rationelle Energienutzung. Dieses Gesetz hat den Charakter eines übergeordnete Rahmengesetz, in dem auch die Grundsätze zur Förderung der Erneuerbaren Energien und von Energieeffizienzmaßnahmen festgelegt werden;
- (veränderte) Großherzogliche Verordnung vom **30. Mai 1994** über die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien und über KWK
- Gesetz vom **31. Mai 1999** zur Einführung eines Umweltschutzfonds
- Ministerielles Rundschreiben von 20. April 2005 zum Umweltschutzfonds
- (veränderte) Großherzogliche Verordnung vom **22. Mai 2001** zur Einführung eines Kompensationsfonds im Rahmen der Organisation des Elektrizitätsmarktes
- Gesetz vom **24. Juli 2001** zur Unterstützung der ländlichen Entwicklung
- Großherzogliche Verordnung vom **11. August 2001** zur Umsetzung des Gesetzes zur Unterstützung der ländlichen Entwicklung vom 24. Juli 2001
- Großherzogliche Verordnung vom **17. März 2003** zu den Fördermöglichkeiten aus dem Gesetz zur Unterstützung der ländlichen Entwicklung
- Gesetz vom **22. Februar 2004** zur Einführung einer Beihilferegelung in den Bereichen Umweltschutz, rationelle Energienutzung und Energieerzeugung aus erneuerbaren Ressourcen
- .Gesetz vom **30. Juni 2004** über die Einführung eines generellen Rahmens für ein Förderprogramm für kleine und mittelständische Unternehmen
- (veränderte) Großherzogliche Verordnung vom **3. August 2005** zur Einführung eines Programms zur Förderung der rationellen Nutzung von Energie und die Aufwertung erneuerbarer Energien für natürliche Personen (ersetzt die Verordnung vom 17. Juli 2001)
- Großherzogliche Verordnung vom **3. August 2005** zur Einführung einer Prämie für Strom aus erneuerbaren Energieträgern (Wind, Wasserkraft, Biomasse, Biogas) (ersetzt die Verordnung vom 28. Dezember 2001)
- Großherzogliche Verordnung vom **14. Oktober 2005** über die Bereitstellung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern

4.1.1 Detaillierte Beschreibung der Fördermaßnahmen

Rahmengesetz vom 5. August 1993

Das Rahmengesetz bildet die Grundlage für die Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus der Erzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung. Es umfasst alle für Luxemburg relevanten erneuerbaren Energiequellen. Ziel dieses Instruments ist die Erhöhung der Nutzung der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung, sowie die Förderung der Energieeffizienz. Vom Instrumententyp her ist es ein Rahmengesetz mit Verordnungsermächtigung zur Regelung von spezifischen Einspeisevergütungen für Strom aus erneuerbaren Energien und aus KWK. Mit seiner Einführung 1993 war keine zeitliche Gültigkeitsbeschränkung verbunden, so dass es bis auf weiteres gültig bleibt.

Kernelemente des Rahmengesetz vom 5.8.1993 sind die Definition der förderwürdigen E-

nergiequellen, sowie die Festlegung von Leistungsgrenzen für Anlagen bis 150 kW und für Anlagen von 151 kW bis 1500 kW bei KWK-Anlagen. Des weiteren wird der garantierte Netzzugang zum öffentlichen Netz für Strom aus erneuerbaren Energien und KWK wird in Artikel 5 des Gesetzes festgelegt. Artikel 6 beinhaltet eine Verordnungsermächtigung zum Erlass einer Verordnung in der die Vergütung von Strom aus den im Gesetz erfassten Energien geregelt werden soll.

Unter den Schlüsselfaktoren dieses Instruments ist vor allem sein Vorhandensein als grundlegende Rechtsetzung zur Förderung von erneuerbarem Strom, die bereits seit knapp 13 Jahren besteht. Der lange Fortbestand des Rahmengesetzes hat dazu beigetragen, Vertrauen bei Investoren zu schaffen, obwohl über das Rahmengesetz z.B. keine Förderdauern garantiert werden. Das Rahmengesetz macht keine Aussage zur Kumulierbarkeit von verschiedenen Fördermaßnahmen und schließt damit eine Kumulierbarkeit auch nicht aus. Die real gegebene Kumulierung von Fördermaßnahmen im Bereich der PV zeigt, dass sich die Auffassung durchgesetzt hat, dass eine Kumulierung zulässig ist und zwar nicht nur bei der Photovoltaik, sondern auch bei anderen erneuerbaren Energien. Eine Bewertung direkter Effekte des Rahmengesetzes ist kaum möglich, da es – der Natur eines Rahmengesetzes entsprechend - keine Detailregelungen enthält, die den letztlich über den Erfolg einer Fördermaßnahme entscheiden.

Veränderte Großherzogliche Verordnung vom 30. Mai 1994

Diese Verordnung enthielt in ihrer ursprünglichen Fassung Regelungen sowohl für die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien als auch für die Förderung von Strom aus der Produktion in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Zwischenzeitlich wurde die Einspeisevergütung für den Strom aus erneuerbaren Energien durch spätere Verordnungen neu geregelt, so dass die Verordnung vom 30. Mai 1994 an dieser Stelle keine Gültigkeit mehr hat. Für die Kraft-Wärme-Kopplung gilt die Verordnung hingegen weiterhin. Ein bemerkenswerter Punkt in dieser Verordnung ist das Fehlen einer expliziten Förderhöchstdauer. In der Verordnung in ihrer derzeit gültigen Fassung wird lediglich festgelegt, dass Strom aus KWK-Anlagen zunächst für einen Zeitraum von zwei Jahren vom staatlichen Netzbetreiber CEGEDEL aufgekauft wird und dass sich dieser Mechanismus jeweils um ein Jahr verlängert wird, solange ihn weder der Betreiber der KWK-Anlage noch die CEGEDEL kündigen. Die Mindestdauer der Förderung ist mit zwei Jahren viel zu kurz, um auf deren Grundlage eine Investition in eine KWK-Anlage wirtschaftlich darstellen zu können. Über diese Frist hinaus enthält die Verordnung jedoch keine Garantien über die Aufrechterhaltung der Förderung. Dennoch werden in Luxemburg viele KWK-Anlagen unter diesem Förderregime, letztlich im Vertrauen auf einen Fortbestand der Regelung betrieben. Auch wenn die öffentliche Hand die Förderung relativ kurzfristig einstellen könnte, dürfte der Vertrauensschutz den Investoren gegenüber einem abrupten Auslaufen der Förderung entgegen stehen.

Großherzogliche Verordnung vom 3. August 2005 zur Einrichtung einer Ökoprämie für Elektrizität aus der Erzeugung mit Windenergie, Wasserkraft, Biomasse und Biogas

Bei der Verordnung vom 3.8.2005 handelt sich um einen festen, von der Art der erneuerbaren Energie unabhängigen Einspeisetarif. Ziel der Fördermaßnahme ist es im Zusammenspiel mit anderen Maßnahmen eine Erhöhung des Angebots an Strom aus erneuerbaren Energien zu erreichen. Die Ökoprämie wird Anlagen für eine Dauer von bis zu 10 Jahren gewährt, die im Zeitraum zwischen dem 1. Januar 2005 und dem 31. Dezember 2007 in Betrieb genommen wurden bzw. werden. Die Höhe der Ökoprämie beträgt 0,025 €/kWh. Für Wasserkraftanlagen, Biomasseanlagen und Biogasanlagen ist die maximale Leistung einzelner Anlagen auf 3 MW beschränkt. Für Windkraftanlagen gilt eine Beschränkung von 5 MW für jede einzelne Anlage, um in den Genuss der Prämie zu kommen. Die Gewährung der Prämie schloss die Inanspruchnahme der zusätzlichen Vergütung nach der Einspeisverordnung vom 30. Mai 1994 Mit der Neuregelung der Einspeisevergütung (Verordnung vom 14. Oktober 2005) ist dieser Ausschluss jedoch bedeutungslos geworden. Im Gegensatz zu den Vergütungen auf Basis der Einspeiseverordnung, die über einen Kompensationsfonds von allen Netznutzern getragen wird, finanziert sich die Ökoprämie aus Steuermitteln. Eine derartige Zahlung aus Steuermitteln könnte möglicherweise von der Kommission oder im Fall einer Klage vom europäischen Gerichtshof als unzulässige staatliche Beihilfe bewertet werden.

Grundsätzlich positiv an der Gestaltung der Prämie ist die Festlegung einer Förder-(höchst)dauer zu werten, denn diese erzeugt eine klarere Perspektive für Investoren, zumindest was den Anteil der Einnahmen angeht, der aus der Prämie stammt. Es bleibt jedoch zu beachten, dass von einer Förderhöchstdauer gesprochen wird, so dass auch eine kürzere Förderdauer prinzipiell möglich erschiene und dass die Verordnung einen Finanzierungsvorbehalt enthält. Bezüglich dieser beiden Unsicherheitsfaktoren dürfte die tatsächliche Durchführung der Verordnung wahrscheinlich für Investoren in neue Projekte als Richtschnur gelten. Eine Bewertung der Effekte dieser Verordnung allein ist kaum möglich, da nur im Zusammenspiel mit anderen Fördermechanismen die notwendige „kritische Förderhöhe“ erreicht wird, so dass auch diese ihre Wirkung entfalten kann.

Verordnung vom 14. Oktober 2005

Die Verordnung vom 14. Oktober 2005 beruht auf dem Rahmengesetz von 1993 und enthält die derzeit gültige Regelung für die Einspeisetarife für Strom aus erneuerbaren Energien. Im Einklang mit dem Rahmengesetz ist es Ziel der Verordnung das Angebot an Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu erhöhen. Hinsichtlich der Einordnung des Instrumententyps handelt es sich hier um eine Förderung auf festen Einspeisetarifen. Die Förderdauer durch die Einspeisetarife ist in der Verordnung vom 14. Oktober 2005 nicht festgelegt. Das Förderinstrument wurde rückwirkend für alle Anlagen, die ab dem 1. Januar 2005 in Betrieb genommen worden waren, gültig und hat mit Ausnahme der Förderung für PV-Anlagen keine Gültigkeitsbeschränkung. PV-Anlagen können die Einspeisetarife dagegen nur erhalten, wenn sie im Zeitraum vom 1 Januar 2005 bis zum 31. Dezember 2007 in Betrieb genommen wurden.

Die Höhe der aufgrund dieser Verordnung gewährten Einspeisetarife ist mit Ausnahme der PV für alle erneuerbaren Energien gleich. Es wird für die nicht-solaren Stromerzeugungstechnologien lediglich in zwei Größenklassen differenziert. Anlagen bis 500 kW erhalten einen größenunabhängigen Tarif von 0.0776 €/kWh. Anlagen zwischen 501 KW und 10 000 kW erhalten einen größendegressiven Einspeisetarif, der sich nach der in der Gleichung 4-1 dargestellten Formel berechnet.

Gleichung 4-1: Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien aus Anlagen mit einer Leistung zwischen 501 und 10 000 kW nach der Verordnung vom 14. Oktober 2005

$$M = \left(1.95 + \left(\frac{500}{P}\right)^{0,75}\right) * \frac{2,63}{100} \text{€} / kWh$$

$$mit$$

$$M = Vergütung\ \ je\ kWh$$

$$P = Leistung\ der\ Anlage$$

Die sich aus der Verordnung vom 14. Oktober ergebende Funktion der Einspeisevergütung für nicht-solare Stromerzeugungstechnologien in Abhängigkeit der Anlagenleistung ist in Abbildung 4-1 grafisch dargestellt. Dabei wird der starke Einfluss des Größendegressionseffektes sichtbar, durch den die Vergütung bereits bei Anlagen knapp über 2 MW unter 0,06 €/kWh fällt. Mit einem Exponenten von 0.75 wird in der Berechnungsformel für die Einspeisevergütung eine sehr starke Kostendegression mit der Anlagengröße unterstellt. In Realitas sind solche Werte für die „economies of scale“ für die in Frage kommenden Techniken der erneuerbaren Energien kaum zu beobachten.

Bei Windturbinen ist aufgrund der Überlagerung von Lernkurven aus technologischem Lernen und von Größeneffekten vielmehr eine gestuft aufwärts weisende Kostenfunktion zu beobachten. Die niedrigsten spezifischen Kosten werden derzeit von Anlagen in der Größenordnung von 600 kW erreicht, da hier aufgrund der hohen produzierten Stückzahlen dieser Anlagen die Lerneffekte am größten sind. Zu größeren Leistungen hin steigen die Kosten wieder an, da in den größeren Leistungsklassen bisher deutlich weniger Anlagen produziert worden sind und damit die erreichten Lerneffekte deutlich geringer sind. Im Bereich der jeweils üblichen Größenklassen der Anlagen sind dagegen leicht Kostendegressionseffekte mit der wachsender Anlagengröße zu erwarten. Die geringen spezifischen Kosten der Anlagenklasse um 600 kW bewirken, dass diese Anlagen dort in sehr großem Maße eingesetzt werden, wo die Anzahl der Anlagenstandorte kaum beschränkt ist wie zum Beispiel in dünner besiedelten Entwicklungsländern. In Weltregionen wie Europa, wo die Standorte ein knappes Gut darstellen, werden größere Turbinen gewählt, um die Standorte möglichst gut auszunutzen. In Luxemburg ist die Genehmigung von Standorten für Windkraftanlagen wie in vielen anderen Ländern Europas kein einfaches Unterfangen, so dass hier eine Förderpolitik, die auf eine möglichst intensive Ausnutzung der knappen möglichen Standorte hinwirkt, insbesondere dann angeraten ist, wenn sich abzeichnet, dass sie mit nur kleinen bis mittleren

Anlagen belegt werden sollten.

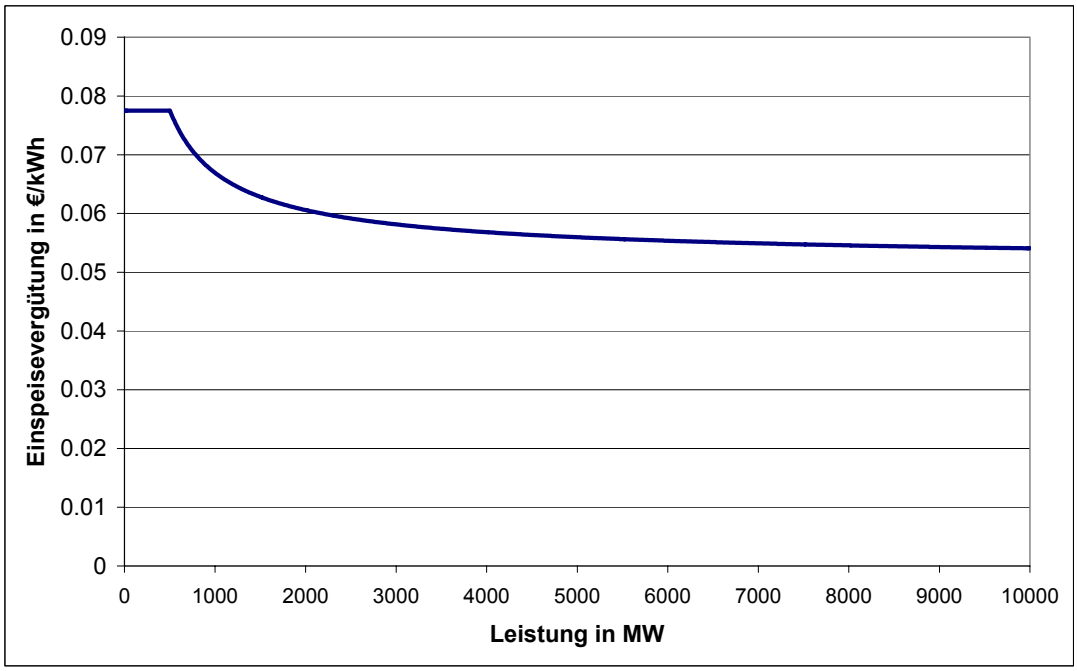


Abbildung 4-1: Grafische Darstellung der Höhe der Einspeisevergütung nach der Verordnung vom 14.10.2005 in Abhängigkeit der installierten Leistung.

Auch bei Technologien zur Konversion von Biomasse in Strom ist das Erreichen von Kostendegressionen wie in der Verordnung vorgesehen nicht zu erwarten. Allenfalls bei den Komponenten mit dem Charakter von Anlagen im Sinne der Verfahrenstechnik wie z.B. bei Fermentern sind Kostendegressionen in Abhängigkeit der Leistung (P) im Bereich von $P^{0,78-0,85}$ zu erreichen. Bei den in der Regel verwendeten Motoren zur Umsetzung in elektrische Energie werden dagegen eher Abhängigkeiten im Bereich von $P^{0,95}$ beobachtet. Wenn sich also bei Biomassetechnologien nicht erhebliche Effizienzgewinne im Betrieb größerer Anlagen ergeben, ist aufgrund dieser Überlegungen eine geringere Profitabilität bei größeren Anlagen zu erwarten.

Im Rahmen der Verordnung wird für Anlagen, die Strom aus Biomasse, Klärgas und Biogas erzeugen, eine zusätzliche Vergütung von 0,025 €kWh gewährt. Diese zusätzliche Vergütung ist mit der so genannten Ökoprämie kumulierbar, dessen Gewährung mit der Verordnung vom 3.8.2005 neu geregelt wurde und der eine Prämie in gleicher Höhe (0.025 €/kWh) darstellt. Somit setzt sich für diese Anlagen der Biomasse die auf produzierte Energie ausgerichtete Förderung aus drei Elementen zusammen und zwar aus der Einspeisevergütung, dem Bonus und der Ökoprämie.

PV-Anlagen die von natürlichen Personen betrieben werden, deren Leistung 30 KWp nicht

überschreitet und deren Errichtung aufgrund der Verordnung vom 3.8.2005[7] gefördert wurde, erhalten eine Einspeisevergütung von 0,56 €/kWh. PV-Anlagen, die von Kommunen betrieben werden erhalten eine Einspeisevergütung von 0.28 €/kWh. Alle Anlagen, die diese Bedingungen nicht erfüllen, erhalten lediglich eine Vergütung, die dem Großhandelspreis für Strom entspricht. Die Tarife der Einspeiseverordnung vom Jahr 2005 sind im Überblick in Tabelle 4-1 dargestellt.

Tabelle 4-1: Netzeinspeisetarife entsprechend den verschiedenen RES-Technologien

Technologie	**Bedingungen/Beschreibung**	**Tarif**
alle außer PV	– 1-500 kW (Kategorie 1): – 501-10000 kW (Kategorie 2):	0,0776 €/kWh $M=(1,95+(500/P)^{0,75})*2,63/100$ €/kWh
zusätzlich: Biomasse, Biogas, Klärgas und Deponiegas	1-10.000 kW	0,025 €/kWh
Photovoltaik nicht-gemeindliche Anlagen gemeindliche Anlagen	 <30 kW: 1-50 kW	 0,56€/kWh 0,28 €/kWh

Eine Bewertung der Wirksamkeit der Verordnung aufgrund von Marktbeobachtungen ist noch nicht möglich, weil die Verordnung dazu noch nicht lange genug in Kraft ist. In der vorangegangenen Förderperiode 2001-2004 erzielte das Vorläuferprogramm[8] vor allem einen starken Zuwachs im Bereich der PV aber auch signifikantes Wachstum bei Biogas und Wind. Hier wuchs der Menge eingespeisten abgerechneten Stroms von 0,040 GWh im Jahr 2000 auf 9,20 GWh in 2004. An dieser Stelle ist natürlich zu beachten, dass der so deutliche Zuwachs bei der PV aus dem Zusammenspiel einer hohen Investitionsförderung mit hohen Einspeisevergütungen resultierte.

Merklich verhaltener sah der Erfolg bei anderen erneuerbaren Technologien aus. Im Bereich der Wasserkraft hat zwischen den Jahren 2002 und 2004 keine Veränderung der Kapazität stattgefunden, was jedoch sicherlich auch daran liegt, dass neue Wehre für komplett neue

7 Am 3.8.2005 wurden zwei Verordnungen die erneuerbaren Energien betreffend beschlossen: Die eine behandelt die Gewährung von Investitionszuschüssen für die Errichtung von Anlagen, auf welche an dieser Stelle Bezug genommen wird. Die andere behandelt eine zusätzliche Einspeisevergütung (ehemals „grüner Franken“) für bestimmte Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien.

8 Es handelt sich im strengen Sinne nicht um ein einzelnes Programm, sondern um die Kombination der Maßnahmen aus der Verordnung vom 30. Mai 1994 und der Verordnung vom 28. Dezember 2001.

Anlagen kaum genehmigungsfähig wären.[9] Die Kapazität der Windenergie stieg in der Zeit von 2002 bis 2004 dagegen von 16,4 MW auf 52,5 MW. Die Leistung der Biogasanlagen stieg in dem Zeitraum dagegen nur von 3,0 MW auf 4,8 MW an und erreichte damit eine deutlich geringere Zuwachsrate.

Auch ohne eine gesicherte marktseitige Reaktion beobachten zu können lassen sich dennoch einzelne Elemente der Verordnung bewerten. Grundsätzlich zeigt die Erfahrung aus anderen Ländern, dass es in der Regel nicht zielführend ist, die Höhe einer Einspeisevergütung technologieunabhängig festzulegen. Im Bestreben alle erneuerbaren Energien möglichst effizient zu fördern, sollten jeweils technologiespezifische Einspeisevergütungen festgelegt werden, da sich die technologiespezifischen Erzeugungskosten noch beträchtlich voneinander unterscheiden. Nur so kann – dies aber auch nur wenn es gelingt die Fördermaßnahme für alle Technologien sinnvoll zu kalibrieren – einerseits ein möglichst ausgeprägtes Wachstum aller Technologien zur Nutzung der erneuerbaren Energien erreicht werden und andererseits eine effiziente Verwendung der Fördermittel sichergestellt werden in dem Sinne dass bei keiner Technologie die Tarife zu einer überhöhten Förderung und zu großen Extraprofiten führen.

Die Veränderung der Förderstruktur mit der Einspeiseverordnung von 2005 hatte vor allem für den Bereich der PV deutliche Auswirkungen. Während in den Jahren 2001 bis 2004 der Hauptanteil der Vergütung von erzeugtem PV-Strom aus den Mitteln der Ökoprämie stammte, resultiert der Hauptteil der Förderung seit 2005 aus der Einspeisevergütung. Die Gewährung der Ökoprämie war für einen Zeitraum von 20 Jahren garantiert, während die Einspeisevergütung nur für zwei Jahre garantiert ist und danach jährlich gekündigt werden kann.

Die sichere Gewährung einer Förderung über eine festgelegte Zeitperiode ist ein Kernelement der erfolgreichen Fördersysteme mit Einspeisevergütung. Zwar sind durchaus verschiedene Modelle der Einspeisvergütung denkbar, die auch mehr Marktelemente enthalten können, wie zum Beispiel Prämien, die zusätzlich zu einem am Markt erzielbaren Großhandelspreis gezahlt werden, aber die Schaffung eines Risikos, dass der ursprüngliche „Markt“ (der öffentliche Aufkäufer, der die Einspeisvergütung auszahlt) im Prinzip jederzeit und unvorhersehbar wegfallen könnte, dürfte für viele Investoren prohibitiv wirken. Diese Unsicherheit könnte eventuell sogar stärker für den sich anscheinend abzeichnenden drastischen Einbruch bei der Errichtung von PV-Anlagen verantwortlich sein als die weniger hohen monetären Anreize.

Veränderte Großherzogliche Verordnung vom 3. August 2005 zur Einrichtung eines Förderprogramms für natürliche Personen hinsichtlich der Förderung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien

Mit der Verordnung vom 3.8.2005 wurde eine Nachfolgeregelung zu dem Ende 2004 ausge-

---

9 Auch wenn neue Wehre nicht genehmigungsfähig sind, besteht immer noch ein Potenzial für eine Leistungssteigerung durch Ertüchtigung alter Anlagen, Ausstattung bestehender Wehre ohne Turbine mit Turbinen oder Stollen. Siehe Abschnitt 5.6.

laufenen Programm zur Bezuschussung von Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbare Energien getroffen. Die Verordnung erfasst alle Anlagen, deren Errichtungszeitpunkt zwischen dem 1.Januar 2005 und dem 31. Dezember 2007 liegt, so dass formal keine Lücke zu dem vorangegangenen Förderprogrammen entsteht. Allerdings ist zu beachten, dass in der ersten Jahreshälfte bis August 2005 Unsicherheit bei potenziellen Investoren darüber geherrscht haben dürfte, ob eine Nachfolgeregelung beschlossen wird und in wie weit sie auch nachträglich auf in der ersten Jahreshälfte errichtete Anlagen angewendet wird. Ausschließliche Zielgruppe dieses Förderprogramms sind natürliche Personen.

Die Förderung der Anlagen geschieht über die Gewährung von Zuschüssen auf die Investitionskosten und erstreckt sich auf die folgenden Energiearten: Solarthermie, Photovoltaik, Holzheizungen – sowohl Scheitholz als auch Hackschnitzel und Pelletheizungen, des weiteren werden unter dem Kapitel „erneuerbare Energien“ in der Verordnung die Errichtung von Niedrigenergiehäusern, die energetische Sanierung und Einrichtung der passiven Solarenergienutzung von bestehenden Wohngebäuden sowie die Errichtung von Saisonwärmespeichern. Unter dem Kapitel „Energieeffizienz“ werden effiziente Feuerungsanlagen für Wohngebäude, der Anschluss an ein Wärmenetz, Wärmepumpen sowie kontrollierte Lüftungssysteme gefördert. Je nach Sichtweise könnten dabei Wärmepumpen auch als Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien gewertet werden, auch wenn sie in dieser Verordnung als Energieeffizienztechnologie aufgeführt werden.

Für PV beinhaltet die Verordnung eine Obergrenze für die kumulierte Kapazität der geförderten Anlagen. Dabei werden die Anlagen nach dem „Windhundprinzip“ ausgewählt; das bedeutet, dass Anlagen, so lange in der Reihenfolge ihrer Registrierung bei der zuständigen Behörde die Fördermittel erhalten, bis die Kapazitätsgrenze erreicht wurde. Die geförderte Gesamtkapazität wurde bei PV-Anlagen auf 3 MWp festgelegt. Darüber hinaus wurde eine Beschränkung bei der Förderung der Errichtung von Niedrigenergiehäusern und bei der energetischen Sanierung erlassen[10]. Grundsätzlich ist eine Investitionsförderung mit einer Gesamtmengenbeschränkung ist auch in anderen Ländern nicht unüblich und erlaubt es das einzustellende Budget im öffentlichen Haushalt genau festzulegen. Darüber hinaus setzt dieses Verfahren übermäßigen Mitnahmeeffekten eine Grenze, wenn die individuelle Fördersumme bei bestimmten Technologien irrtümlich zu hoch angesetzt wurde.

Die reine Förderung der Investition in Energietechniken wird auch durch Informationskampagnen und Fachberatung aufgewertet. Für letztere wird eine Pauschale von 125€ pro Investition bereitgestellt, über die die Kosten für fachlichen Rat z.B. von der Energieagentur oder einer anderen qualifizierten Stellen abgegolten werden können.

Über die Subventionen aus der Verordnung vom 17. Juli 2001, in der das Vorläuferpro-

10 Mit der Verordnung vom 20. Juni 2006 wurde diese Beschränkung jedoch wieder aufgehoben.

gramm geregelt war, wurden im Bereich Photovoltaik über 4400 Projekte genehmigt11, im Bereich Biomasse 22 Hackschnitzelkessel, 52 Holzvergaserkessel und 30 Pelletskessel, im Bereich Solarthermie 749 Projekte und im Bereich Geothermie/Wärmepumpen 21 Projekte genehmigt. Die große Nachfrage im Bereich Photovoltaik ist vor allem auf die zusätzliche Einspeisevergütung zurückzuführen. Eine Erläuterung und Bewertung der Details für die einzelnen Energiearten finden sich in Tabelle 4-2 bis Tabelle 4-4.

11 Es ist jedoch davon auszugehen, dass die tatsächliche Zahl der Anlagen kleiner war, da Hinweise darauf bestehen, dass größere Anlagen in kleinere Projekte aufgeteilt wurden, um dadurch in den Genuss der günstigen Förderbedingungen zu kommen. Die genaue Zahl der Projekte konnte noch nicht ermittelt werden. Stand 30.3.06 waren 4488 Projekte genehmigt.

Tabelle 4-2: Großherzogliche Verordnung vom 3. August 2005, Bereich Solarthermie

	Beschreibung
Spezifizierung des Instruments	– Investitionskostenzuschuss von 50% der anrechenbaren Kosten, bis zu einem Maximum von: (a) 3 000 € für thermische Solaranlagen ohne Heizungsunterstützung (b) 5 000 € für thermische Solaranlagen mit Heizungsunterstützung (c) 38 000 € für Mehrfamilienhäuser Minimale spezifische Leistung: 525 kWh/m^2 a
Vergleich zum vorigen Programm	Erfahrungen und Erkenntnisse aus vorangegangenen Förderprogrammen (2001-2004) wurden bei der Gestaltung mit berücksichtig um die Effizienz der Maßnahme zu verbessern. Das finanzielle Förderprogramm wird wie in den Vorläuferprogrammen durch Informationskampagnen und die Möglichkeit Fachberatung in Anspruch zu nehmen aufgewertet Programm von 2001: – Haushalte: 40%, bis zu einem Maximum von: (a) 2 200 € für thermische Solaranlagen ohne Heizungsunterstützung (b) 3 000 € für thermische Solaranlagen mit Heizungsunterstützung (c) 38 000 € für Mehrfamilienhäuser Die minimale spezifische Leistung, die die Anlagen: erreichen mussten, um gefördert zu werden lag bei 350 kWh/m² a
Bewertung der Effekte im Bereich Solarthermie	In der Praxis wurden im vorherigen Programm fast alle Anfragen aller Technologien genehmigt. Eine Detaillierung der Erfolgsquote nach Art der erneuerbaren Energien liegt nicht vor. Auf der Basis des Förderprogramms 2001-2004 und mit Stand Januar 2005 wurden insgesamt **749 Projekte** im Bereich der Solarthermie realisiert. Das entspricht ungefähr 117 installierten Anlagen/Jahr. Für die laufende Programmperiode stellt sich die Frage, ob der Ausbau weiterhin so fortschreitet oder ob sich bereits eine Marktsättigung einstellt. Andererseits könnte die Anzahl der im vorangegangenen Förderzeitraum installierten Anlagen gemessen an rund 120 000 Wohngebäuden in Luxemburg und ca. 1000 neu errichteten Gebäuden pro Jahr auch als eher gering gewertet werden. Eine Bewertung der Effekte im laufenden Förderprogramm ist noch nicht auf Basis von realen Ergebnissen möglich, da noch zu wenig Daten vorliegen. Die Erhöhung der Förderrate und auch der maximalen Fördersumme könnte den Markterfolg von solarthermischen Anlagen verbessern. Die höheren technischen Anforderungen sollten dabei kein Hindernis sein und entsprechen auch den technischen Anforderungen, die z.B. vom Förderprogramm des Bundes in Deutschland erhoben werden (vgl. BAFA-Richtlinie 14.3.2006)

Tabelle 4-3: Großherzogliche Verordnung vom 3. August 2005, Bereich Biomasse

	Beschreibung
Spezifizierung des Instruments	• Heizung: Holzhackschnitzel- oder Holzpelletheizung – 30% bis zu einem Maximum von 4 000 €, Holzpelletheizung Mehrfamilienhaus bis 4 000 €/Wohnung, max. 20 000 € • Holzvergaserheizung - 25%, bis zu einem Maximum von 2 500 €; Mehrfamilienhaus bis 2500 €/Wohnung, max. 10 000 € • Holzpelletofen: Einfamilienhaus 30% bis max. 2 500 €
Vergleich zum vorigen Programm	Programmperiode 2001-2004: • Heizung: Zentralheizung (Hackschnitzel, Holzpellets oder Holzvergaserheizung) - 25%, bis zu einem Maximum von € 3 000; • Hackschnitzelfeuerungsanlage zur Versorgung eines Wärmenetzes: 30% bis zu einem Maximum von 38 000 €. In Ausnahmefällen für Anlagen mit regionalem Charakter oder gewisser Bedeutung können auch mit über 50% der Kosten gefördert werden bis zu einer Obergrenze von 75 000 Euro • Biogasanlagen und Hygienisierungsanlagen mit 25 % bis zu einem Maximum von 38 000 €. Anlagen mit regionalem Charakter oder einer gewissen Bedeutung können auch mit über 50 % der Kosten gefördert werden bis zu einer Obergrenze von 150 000 € Die Förderung im Bereich Einfamilienhäuser wurde leicht verbessert, während die Bedingungen bei Mehrfamilienhäusern etwas strenger gestaltet wurden.
Bewertung der Effekte	Die Wirksamkeit der Vorläufermaßnahme im Bereich Biomasse ist eher als moderat einzuschätzen. Es werden nur 104 Anlagen zur Holzheizung in der Förderstatistik ausgewiesen. Aus dieser Sicht ist die Verbesserung der Förderbedingungen im Bereich von Einfamilienhäusern als positiv zu werten.

Tabelle 4-4: Großherzogliche Verordnung vom 3. August 2005, Bereich PV

	Beschreibung
Spezifizierung des Instruments	Haushalte: 15% bis zu max. 900 €/kWp. max. 1kW pro erwachsene Person, Haushaltschef 1kW zusätzlich. max. 30kW pro Projekt
Vergleich zum vorigen Programm	– Programmperiode 2001-2004: (a) Einfamilienhaus: 50% bis zu einem Maximum von 5 000 €/kWp. Maximale anrechenbare Kapazität: 4 kWp pro Projekt (b) Mehrfamilienhaus: 50% mal der Anzahl an Wohnungen bis zu einem Maximum von 38 000 €
Bewertung der Effekte	Im Zeitraum 2001-2004 wurden über **4400 Projekte** durch einen Investitionszuschuss unterstützt, mit einem Betrag von insgesamt **54.3 M€**. Im Zusammenspiel des Einspeisetarifs und der auf 20 Jahre angelegten Ökoprämie von 0,55 €/kWh bis 0,45 €/kWh[12] wurde im Bereich PV keine wirtschaftlich effiziente Förderung erreicht, sondern offensichtlich große Extraprofite bei den Investoren. Dies gilt insbesondere für die Investoren großer Anlagen, auf die das Programm offensichtlich nicht ausgerichtet gewesen war. Die im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energien überschäumende Aktivität ist hierfür ein deutliches Anzeichen. Seit der Gültigkeit der Zuschussverordnung und der Einspeiseverordnung von 2005 ist die Investitionstätigkeit weitgehend zum Erliegen gekommen. Dies liegt vermutlich vor allem an der fehlenden Garantie für eine Förderdauer. Die Absenkung des Investitionszuschusses dürfte sich dagegen nicht so hemmend ausgewirkt haben sondern vielmehr auch noch die deutliche Beschränkung der Anlagengröße und der Kumulierbarkeit einzelner Projekte natürlicher Personen.

12 Der Fördersatz der Ökoprämie war zeitlich degressiv gestaltet. Anlagen die ab 2003 errichtet wurden erhielten 0.50 €/kWh, Anlagen die ab 2004 errichtet wurden erhielten 0,45 €/kWh.

Tabelle 4-5: Großherzogliche Verordnung vom 3. August 2005, Bereich Wärmepumpen

	Beschreibung
Spezifizierung des Instruments	Wärmepumpenanlagen zur Raumwärmebereitstellung in Haushalten und zur Warmwasserbereitung: Zuschuss von 40% der Investitionskosten bis zu max. 4000 € pro Anlage bei Einfamilienhäusern Zuschuss von ebenfalls 40% der Investitionskosten bei Mehrfamilienhäusern, wobei sich die Maximalsumme aus dem Produkt der Anzahl der Wohneinheiten und der Summe von 4000 € errechnet, wobei ein Gesamtmaximum von 10 000 € nicht überstiegen werden darf.
Bewertung der Effekte	Die Investitionstätigkeit in Wärmepumpen war in der Vergangenheit in Luxemburg bisher sehr moderat, so dass hier noch nicht von einem wirklichen Erfolg der Maßnahme gesprochen werden kann.

Gesetz vom 31. Mai 1999: Einführung eines Umweltschutzfonds für Kommunen, Gemeindeverbände und öffentliche Einrichtungen

Der mit dem Gesetz vom 31. Mai 1999 geschaffene Fonds unterstützt Kommunen unter anderem bei der Errichtung von Anlagen zur Nutzung von erneuerbaren Energien. Die Unterstützung wird in Form von Investitionszuschüssen gewährt. Entsprechende Projekte werden einem mit der Verwaltung des Fonds beauftragten Komitee eingereicht, das über die Zuteilung der Gelder entscheidet. Voraussetzung ist das Einreichen eines formellen Antrags und der vorschriftsmäßigen Belege. Gefördert werden solarthermische Anlagen, Biomasseanlagen und PV-Anlagen. Die Höhe der Fördersätze wird jährlich festgelegt, bisher jedoch nur einmal verändert. Sie betrug für solarthermische Anlagen und Biomasseanlagen zuletzt 33 % der anrechenbaren Kosten und für PV-Anlagen 15 % der anrechenbaren Kosten.

Gesetz vom 22. Februar 2004 zur rationellen Energienutzung und zum Einsatz erneuerbarer Energien in Unternehmen

Tabelle 4-6: Details zum Gesetz vom 22. Februar 2004

	Beschreibung
Erneuerbare Energiequelle	Alle
Beschreibung des Instruments	Investitionszuschüsse
Ziel des Instruments	das Angebot an erneuerbaren Energien erhöhen
Instrumenttyp	Zuschüsse
Realisierungsphase der Methode	Eingeführt
Laufzeit des Instruments	Dauer: bis 31. Dezember 2007
Spezifizierung des Instruments	Investition in Einsatz erneuerbarer Energien: maximal 40% der Investitionskosten. Für kleine und mittelständische Betriebe kann dieser Betrag um 10 Prozentpunkte erhöht werden.
Schlüsselfaktoren	gilt nicht für Betriebe im Bereich Landwirtschaft, Fischerei, Aquakultur und Schiffbau

Das Gesetz vom 22. Februar 2004 definiert erneuerbare Energien zwar in ihrer üblichen Breite, bei der Beschreibung der förderfähigen Aktivitäten werden jedoch nur die Energieeffizienz, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die Kraft-Wärme-Kopplung erwähnt. Die reine Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energien wird von dem Gesetz nicht erfasst.

Die für die Förderung anrechenbaren Kosten werden im Gesetz vom 22. Februar 2004 nicht strikt definiert. Daraus dürfte sich für potentielle Investoren einige Unsicherheit über die zu erlangende Förderung für anvisierte Projekte ergeben.

Gesetz vom 30 Juni 2004 zur Schaffung eines Rahmens für die Förderung mittelständischer Unternehmen

Tabelle 4-7: Details zum Gesetz vom 30. Juni 2004

	Beschreibung
Erneuerbare Energiequelle	Alle
Beschreibung des Instruments	Investitionszuschüsse
Ziel des Instruments	das Angebot an erneuerbaren Energien erhöhen
Instrumenttyp	Zuschüsse
Realisierungsphase der Methode	Eingeführt
Spezifizierung des Instruments	Investition in Einsatz erneuerbarer Energien: maximal 40% der Investitionskosten. Dieser Betrag um 10 Prozentpunkte erhöht werden, sofern die Anlage die Versorgung eine Gemeinschaft von Nutznießern sicherstellt.

Anders als bei der Förderung von Unternehmen nach dem Gesetz vom 22. Februar 2004 ist beim Gesetz vom 30. Juni 2004 die Förderung erneuerbarer Wärme nicht ausgeklammert, so dass kleine und mittlere Unternehmen über diese Fördermaßnahme auch für Anlagen rein zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien Zuschüsse erhalten könnten.

Das Bestehen von zwei Fördergesetzen mit sehr ähnlichen, zum großen Teil sich überlappenden Zielsetzungen und Zielgruppen wie hier zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien in Unternehmen ist im besten Fall der Entwicklung nicht weiter förderlich. Darüber hinaus könnten sich auch Ineffizienzen durch Mitnahmeeffekte ergeben, die durch die gezielte Inanspruchnahme der jeweils günstigeren Förderbedingungen durch die Unternehmen entstehen. Weiter könnten sich sowohl bei Unternehmen als auch bei Investoren Unklarheiten über die Zuständigkeiten ergeben. Außerdem wird es für die Politik noch schwieriger die erzielbare Wirkung einzelner Förderbereiche und die damit notwendigen Budgets abzuschätzen, wenn einzelne Förderprogramme miteinander konkurrieren.

Gesetz vom 24. Juli 2001 zur Unterstützung der ländlichen Entwicklung

Tabelle 4-8: Details zum Gesetz vom 24. Juli 2001 zur Unterstützung der ländlichen Entwicklung

	Beschreibung
Erneuerbare Energiequelle	Wasserkraft, Biomasse, Biogas, Wärmepumpen
Beschreibung des Instruments	Investitionszuschüsse
Ziel des Instruments	das Angebot an erneuerbaren Energien erhöhen
Instrumenttyp	Zuschüsse
Realisierungsphase der Methode	Eingeführt; Gültigkeit von einigen Jahren erwartet
Laufzeit des Instruments	
Spezifizierung des Instruments	Investition in Wasserkraft- (<60 kW) oder Biomasseanlagen: maximal 40% der Investitionskosten (Art. 54 Abs. a). Die Gesamtsumme der Unterstützung darf in einem Zeitraum von 3 Jahren 100.000€ nicht überschreiten (zusammen mit anderen bezuschussbaren Aktivitäten unter diesem Gesetz) Investitionen in Biogasanlagen und Wärmepumpen: zwischen 55 % und 75 % der Investitionskosten, bei einem maximalen Investitionsvolumen von 525.000€ für Haupterwerbsbetriebe und 337.500€ für Nebenerwerbsbetriebe.

Förderung von Biotreibstoffen

Die Förderung von Biotreibstoffen geschah 2006 in Luxemburg über die Minderung der Mineralölsteuer auf Otto- und Dieselkraftstoffe, wenn diesen Biotreibstoffe mit mindestens 2.93 % (Ottokraftstoffe) bzw. 2.17 (Dieselkraftstoffe) beigemischt wurden13. Die Steuerbefreiung für den Biotreibstoffanteil hat nicht zu einer Erreichung des Ziels von 2,75 % Biokraftstoffanteil bezogen auf den Energieinhalt im Jahr 2006 geführt. Daher gilt ab dem 01.01.2007 eine Beimischungspflicht für Biokraftstoffe.

4.2 Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien

Die allgemeine Gesetzgebung bildet den Rahmen für jede wirtschaftliche Aktivität, um die es sich auch bei der Nutzung von erneuerbaren Energien handelt. Wie auch bei anderen wirtschaftlichen Aktivitäten spielen das Genehmigungsrecht, das Umwelt- und das Naturschutzrecht eine wichtige Rolle dabei die verschiedenen gesellschaftlichen Interessen zum Ausgleich zu bringen. Darüber hinaus kommen auch Gesetze aus dem allgemeinen Energiemarktrecht, dem Wasserrecht, der Landesplanung und die Klimagesetzgebung zur Anwen-

13 Die Regelung der Steuer ist im Gesetz vom 23. Dezember 2005 und in der Großherzoglichen Verordnung vom 30. Dezember 2005 festgeschrieben.

dung. Dabei hat nicht nur die Gesetzgebung selbst, sondern auch die Verwaltungspraxis und die in Streitfällen hinzu gezogenen Rechtsprechung einen Einfluss auf die sich real einstellenden Rahmenbedingungen für die Nutzung erneuerbarer Energien.

Die Bewertung der rechtlichen Rahmenbedingungen an dieser Stelle erfolgt im Rahmen einer technisch-wirtschaftlichen Analyse der erneuerbaren Energien. Es handelt sich nicht um ein juristisches Gutachten.

4.2.1 Allgemeines zum Genehmigungsrecht

Das Genehmigungsrecht für technische Anlagen in Luxemburg fußt auf dem „Commodo-Gesetz".[14] Grundlegendes Prinzip des Genehmigungsrechtes ist dabei die Verwendung von „besten verfügbaren Technologien"[15]. Dieser Grundsatz zur Verwendung von „best practice" wird nicht durch die eventuell beschränkte Verfügbarkeit solcher Techniken in Luxemburg begrenzt, sondern es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass solche Techniken eventuell außerhalb Luxemburgs beschafft werden müssen. Das „Commodo-Gesetz" beschreibt die Verfahren der Prüfung und Genehmigung und teilt die wirtschaftlichen Aktivitäten in vier Klassen ein, die nach der Gewichtigkeit und Art der möglichen Auswirkungen der Aktivitäten unterschieden werden. Je nach Klassifizierung müssen Anlagen ein vollständiges Genehmigungsverfahren bei nach Arbeits- und Umweltrecht durchlaufen oder können in einfacheren Verfahren genehmigt werden.

Die Pflicht, beste verfügbare Techniken einzusetzen, ist für Antragesteller in so weit problematisch, als die Ausführungsbestimmungen des Luxemburger Genehmigungsrechtes nur wenig Details bezüglich der Definition der besten verfügbaren Techniken enthalten. Aufgrund der Größe des Landes ist es schlicht nicht möglich einen ähnlichen hohen Grad der Detaillierung zu erreichen, wie er z.B. in den benachbarten größeren Ländern besteht. Die Umweltverwaltung als Genehmigungsbehörde zieht deshalb fallweise passende technische Regelwerke aus anderen Ländern als Richtschnur für ihre Entscheidungen heran, ist aber dabei in keiner Weise daran gebunden, diese in diesen Fällen exakt zu übernehmen. Es steht der Genehmigungsbehörde frei, prinzipielle Anforderungen aus ausländischen Regelwerken als Grundlage für Genehmigungen zu verwenden und die spezifischen Anforderungen an die Luxemburger Gegebenheiten anzupassen.

Aufgrund dieses vergleichsweise großen Ermessenspielraums der Genehmigungsbehörden sind Antragstellern, die notwendigen technischen Anforderungen im Vorhinein oft nicht bekannt und sie sind nicht in der Lage ihre Anlagen dementsprechend zu planen und auszulegen. Darüber hinaus ist es aufgrund dieser Situation noch ein Stück schwerer belastbare Wirtschaftlichkeitsberechnungen und Business-Pläne zu erstellen als es unter den Bedin-

---

14 Loi du 10 Juin 1999 relative aux établissements classés

15 Im französischen Original „meilleures technologies disponibles". In Artikel 13 des Gesetzes wird die Pflicht zur Verwendung der „besten verfügbaren Technologien festgelegt und auch, dass in besonderen Fällen darüber hinaus gehende Auflagen erteilt werden können.

gungen eines komplexen Wirtschaftslebens ohnehin schon ist.

Nicht nur die Betreiber von Anlagen zur Nutzung erneuerbarerer Energien sehen sich mit dieser Situation konfrontiert, sondern alle Wirtschaftstreibenden in Luxemburg. Dennoch könnte es möglich sein, dass insbesondere die Techniken der erneuerbaren Energien nachteilig betroffen sind, da es sich hierbei oft um für Luxemburg neue Techniken handelt, wo die Behörden aus Gründen der allgemeinen Risikovorsorge zunächst strengere Maßstäbe anwenden. Außerdem werden Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien oft von kleinen und mittleren Unternehmen und auch von natürlichen Personen betrieben, deren spezifische administrative und juristische Kapazität geringer ist als die großer Unternehmen. Damit sind sie weniger in der Lage, die in den Gesetzen vorhandenen Spielräume in der Auseinandersetzung mit den Behörden für sich nutzbar zu machen.

4.2.2 Wasserkraft

Jegliche Veränderung an Wasserläufen bedarf einer naturschutzrechtlichen Genehmigung (Art. 8, Gesetz vom 28. Mai 2004). Auch wenn offensichtlich noch an wenigen Standorten das Potenzial bestünde, neue Stauwehre mit Kleinwasserkraftanlagen zu errichten wären derartige Projekt aus Gründen des Naturschutzes, also des Schutzes anderer schützwürdiger Güter in Luxemburg nicht genehmigungsfähig. Aus diesen Gründen wird von einer detaillierteren Betrachtung wasserrechtlicher und naturschutzrechtlicher Genehmigungsverfahren abgesehen. Dies schließt jedoch nicht aus, dass bestehende Wehre ohne Wasserkraftanlagen genutzt werden könnten oder bestehend Anlagen zu ertüchtigen. Allgemein spielen bei all diesen Aktivitäten vor allem die Abwägung der naturschützerischen Belange eine wichtige Rolle.

4.2.3 Windkraft

Windkraftanlagen dürfen in Luxemburg nur an Standorten errichtet werden, die innerhalb so genannter „Windzonen“ liegen. Diese Regelung hat zur Folge, dass potenzielle neue Standorte entweder innerhalb solcher Zonen liegen müssen, oder aber im Rahmen der Projektentwicklung eine Umwidmung der Standortareale in Windzonen durch die lokalen Verwaltungsbehörden durchgeführt werden muss. Bei Projekten in der Vergangenheit musste in der Regel eine solche Umwidmung erreicht werden. Der Erfolg eines Verfahrens zur Umwidmung kann dabei natürlich nicht im Vorhinein sichergestellt werden. Windkraftanlagen müssen nach kommunalem Recht durch eine Baugenehmigung genehmigt werden.

Betriebsgenehmigung

Mit der Betriebsgenehmigung für eine Windkraftanlage oder für einen Windpark erteilt die öffentliche Hand dem Betreiber das Recht seine Anlage(n) zu betreiben und schützt ihn gleichzeitig vor privatrechtlichen Forderungen Dritter, die aus Einwirkungen der Anlage auf deren Rechtsgüter begründet werden. Zur Erteilung der Betriebsgenehmigung prüfen die befassten Behörden (das sind die Umweltverwaltung und das Gewerbeaufsichtsamt) im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung die Einhaltung der anzuwendenden gesetzli-

chen Bestimmungen und Einwände Dritter. Für Windkraftanlagen kommen dabei einerseits die Regelungen zur direkten technischen Sicherheit der Anlagen (Statik der Anlage, elektrotechnische Ausrüstung, Arbeitssicherheit während der Bauphase, beim Betrieb und bei der Wartung) und andererseits die Regelungen der Umweltgesetzgebung zur Anwendung, die den zulässigen Einfluss der Windkraftanlagen auf die Umwelt festlegen.

Die im Luxemburger Recht festgelegte maximale Schallimmission aus Windkraftanlagen in angrenzenden Wohngebieten von 35 dB stellen eine im europäischen Vergleich eher strenge Regelung dar. Dabei ist nicht nur das Einhalten des Wertes an sich eine Hürde im Genehmigungsverfahren, sondern auch der nominale Höhe des Wertes, der von den üblichen Prüfwerten anderer Länder abweicht, so dass Erfahrungswerte von dort nicht verwendet werden können. Darüber hinaus stellt auch das geforderte Nachweisverfahren unter Referenzbedingungen ein Hürde dar. An dieser Stelle könnte eine Veränderung der Genehmigungsanforderungen und der Verwaltungspraxis möglicherweise eine Vereinfachung für Antragsteller bewirken, ohne von den materiellen Grundlagen des Immissionsschutzes abzurücken. Darüber hinaus stünde mit einem Anforderungskatalog, der sich stärker an den Anforderungen anderer EU-Mitgliedsstaaten mit einer intensiven Windkraftnutzung orientiert, wahrscheinlich eine größere Palette an Anlagen zur Verfügung, um eine optimale energetische Nutzung der Windkraft an der beschränkten Anzahl von überhaupt in Frage kommenden Standorten in Luxemburg zu ermöglichen.

Naturschutzrechtliche Genehmigung

Die Belange des Natur- und Landschaftsschutzes wiederum werden in gesonderten naturschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren geprüft. Dabei werden nicht nur die Anlagen selbst, sondern auch die Zufahrtswege und der Anschluss an das Stromnetz berücksichtigt. Wichtige Belange sind dabei die Auswirkungen auf die Avifauna, auf Naturschutzgebiete und auf das Landschaftsbild. Beispielsweise ist es in Luxemburg übliche Praxis, dass die Genehmigungsbehörde einen Netzanschluss über Erdkabel verlangt und keine Freileitungen zulässt, um die Auswirkungen auf das Landschaftsbild so gering wie möglich zu halten. Bei zukünftigen Windkraftprojekten soll der Schutz der Avifauna zudem die höchste naturschützerische Priorität erhalten. Das bedeutet, dass die Genehmigungsbehörde keine Anlagen zulassen dürfte, die wichtige Zugvogelrouten beeinträchtigt oder Brut- und Nahrungsgebiete von prioritären Arten wie dem Rotmilan beeinträchtigt. Von einigen Interessensgruppen, darunter auch von Fachleuten aus dem Gebiet des Vogelschutzes wird die Entwicklung eines Nutzungsplans für Windenergie mit der Ausweisung von Vorranggebieten gefordert. Dadurch will man in den nicht vorrangigen Gebieten eine Windenergienutzung ausschließen und gleichzeitig. Auch wenn diese Forderung im Raum steht, wird mit einiger Wahrscheinlichkeit in mittelbarer Zukunft keinen nationalen Windnutzungsplan aufgestellt werden. Das bedeutet, dass die Belange des natur- und Landschaftsschutzes weiterhin jeweils bei allen einzelnen Projekten im Detail geprüft werden müssen.

Die offenbar bisher sehr strenge Handhabung in Bezug auf Pufferzonen zu europäischen

Flora-Fauna-Habitat-Gebieten, die einen Mindestabstand von Windkraftanlagen zu diesen Gebieten von 500 m vorsah, scheint nach Aussagen von befragten Fachleuten keine echte gesetzliche Grundlage zu haben. Von daher scheint es möglich zu sein, dass zukünftige Projekte auch bis an die Grenze solcher Gebiete gebaut werden könnten.

Abgesehen von der rein formalen Gesetzeslage ergibt sich für Luxemburg das Bild einer vorsichtigen naturschutzrechtlichen Verwaltungspraxis, im Rahmen derer ein Ausbau der Windenergie in moderatem Tempo ermöglicht werden soll.

Neben der Betriebsgenehmigung und der naturschutzrechtlichen Genehmigung bedarf es für Anlagen mit einer Höhe über 100 m ein Gutachten der Flughafenverwaltung, in der die Unbedenklichkeit der Anlage für die Luftsicherheit geklärt wird.

4.2.4 Heizungsanlagen mit Biomassefeuerung

Anlagentechnisch sind Pelletheizungen, Hackschnitzelheizungen und Scheitholzheizungen als Feuerungsanlagen für Festbrennstoffe zu werten. Solche Anlagen unterliegen in Luxemburg jedoch in den meisten Fällen keiner gesetzlichen Regulierung[16], solange ihre thermische Leistung unterhalb des Niveaus bleibt, bei dem die Commodo-Gesetzgebung für gewerbliche Aktivitäten greift. Die Regelungen für Heizungsanlagen in Luxemburg decken derzeit nur Anlagen mit Feuerung flüssiger Brennstoffe sowie erdgasgefeuerte Anlagen ab. Aufgrund dieser Rechtslage ist es damit möglich im Biomassefeuerungsanlagen im privaten Bereich ohne Beschränkungen zu errichten und zu betreiben.

Dieser zunächst vorteilhaft erscheinende Zustand für die Entwicklung der Nutzung der festen Biomasse, hat jedoch bedenkenswerte Implikationen. Mit dem Fehlen einer gesetzlichen Regelung, könnten im Prinzip Anlagen jeglicher Qualität errichtet werden und damit auch solche minderer Qualität, die sowohl einen schlechten thermischen Wirkungsgrad als auch schlechte Emissionswerte in Bezug auf Luftschadstoffe aufweisen könnten. Insbesondere im Hinblick auf die in Europa seit 1. Januar 2005 geltende Feinstaubrichtlinie (RL 1999/30/EG) und die dadurch wieder verstärkt in der europäischen Öffentlichkeit ausgetragene Diskussion um die Schadstoffbelastung der Luft[17], kann es nicht zielführend sein, einen Ausbau der Biomassenutzung mit umweltbelastenden Anlagen zu forcieren. Schon aus grundsätzlicher Überlegung heraus darf die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien mit ihren unbestreitbaren Vorteilen nicht uneingeschränkt auf Kosten anderer schutzwürdiger Güter wie der Atmosphäre und der menschlichen Gesundheit erfolgen. Darüber hinaus könnte im Rahmen der Fortentwicklung der nationalen Gesetze der EU-Mitgliedstaaten auch in Luxemburg möglicherweise eine rechtliche Regelung von Heizungsanlagen erfolgen, die mit Festbrennstoffen befeuert werden. Je nach deren Gestaltung könnten dann auch bei schon bestehenden

---

16 Zu den Details siehe auch Schmitt u. Jung (2003) S. 135 ff.

17 vgl. hierzu z.B. Wochenzeitung „Die Zeit“, Nr. 19/2006, in der die Umweltauswirkungen von Festbrennstoffheizungsanlagen und insbesondere Biomasse-Heizungen diskutiert werde.

Anlagen (das wären auch solche, die von jetzt an bis zum Inkrafttreten einer solchen Regelung installiert werden) Nachrüstungen oder sogar ein Ersatz der Anlagen notwendig werden. Daher sollte ein Förderpolitik für Heizungsanlagen mit fester Biomasse auch auf die Entwicklungen von technischen Anforderungen im benachbarten Ausland eingehen, da sich Luxemburger Recht in vielen Fällen an diese Vorbilder anlehnt.

Insbesondere bei Gewerbebetrieben stellen sich die rechtlichen Rahmenbedingungen anders dar, da sich die Genehmigungspflicht in Betrieben, die unter die Commodo-Gesetzgebung fallen auf alle dort betriebenen Anlagen erstreckt[18]. Das bedeutet, dass z.B. Biomassekessel in Holzbearbeitungsbetrieben unter die Genehmigungspflicht fallen. Hiervon sind auch Schreinereien betroffen, die teilweise nicht in reinen Gewerbegebieten liegen und wo dann vergleichsweise strenge Anforderungen an Anlagen gestellt werden, die in benachbarten Wohngebäuden ohne weitere rechtliche Beschränkung betrieben werden können. Für Holzfeuerungsanlagen in diesen Betrieben werden vergleichsweise niedrige Staubemissionswerte zur Anwendung gebracht. Weitere Anforderung resultieren aus den geforderten Abständen zu benachbarten Wohngebäuden und aus der Unterschreitung von Lärmimmissionsgrenzwerten (35 dBA), die über ein Kontingentierungsverfahren den Emissionsquellen zugerechnet werden. Die gesetzlichen Anforderungen werden dabei von den Betroffenen als zu weich formuliert angesehen, so dass die Genehmigungsfähigkeit einer Anlage nur schlecht abzuschätzen sei. Darüber hinaus sind die Anforderungen an die Abnahmeprüfung der Anlagen nicht standardisiert. Es wird davon berichtet, dass zum Teil sehr aufwändige und damit teure Analysen gefordert wurden, die damit sogar die Wirtschaftlichkeit einer Anlage merklich beeinflussen können. Andererseits konnte auch festegestellt werden, dass die Auslegbarkeit der Bestimmungen von größeren Unternehmen, die über eine entsprechende administrative und technische Kompetenz verfügen, auch aktiv zu ihrem Vorteil genutzt wird.

4.2.5 Biogas

Biogasanlagen werden von der Commodo-Gesetzgebung erfasst, wobei das Verzeichnis der genehmigungspflichtigen Betriebe Speicher für Biogas und Anlagen, die mit Biogas betrieben werden aufführt. Die Fermenter selbst sind nicht direkt aufgeführt. Da jedoch alle Biogasanlagen zumindest einen gewissen Speicherraum für das produzierte Gas im Fermenter enthalten und bisher in der Regel das Biogas auch direkt in Gasmotoren umgesetzt wird ergibt sich im realen Leben eine faktische Genehmigungspflicht für Biogasanlagen.

Von den Betreibern von Biogasanlagen im landwirtschaftlichen Bereich wird die Genehmigungspraxis hinsichtlich der Verwendung unbedenklicher Abfälle kritisiert. Die Verwendung von Abfällen jeglicher Art – unabhängig davon ob es sich um unbedenkliche Abfälle oder bedenkliche Abfälle handelt – muss detailliert nicht nur nach Gesamtmenge sondern nach Menge und Art der jeweiligen Stoffe im Vorhinein genehmigt werden. Das bedeutet, dass Anlagenbetreiber nicht in der Lage sind, kurzfristig auf Angebote auf dem durchaus vorhan-

18 Die Genehmigungspflicht nach der Commodo-Gesetzgebung trifft auch auf andere Einrichtungen zu, wie z.B. auf Schulen.

denen Markt für landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffe zu reagieren. An dieser Stelle könnte es lohnend sein zu prüfen, ob die Genehmigungen nicht ein Stück weit pauschalisiert über Mengenkontingente für größere Stoffklassen erteilt werden könnten. Über die bereits vorhandene Dokumentationspflicht der Anlagenbetreiber könnte weiterhin ex post die Einhaltung der Genehmigungsbedingungen geprüft werden.

4.2.6 Solaranlagen

Solaranlagen sind vom Genehmigungsrecht nicht gesondert erfasst. Da die meisten Solaranlagen – sowohl thermische Solaranlagen als auch PV-Anlagen – auf Gebäudedächern installiert werden bzw. in diese integriert werden, kommt dem Baurecht die Rolle der wichtigsten gesetzlichen Rahmenbedingungen zu. Der große Zuwachs an PV-Anlagen im Zeitraum zwischen 2001 und 2004 sind ein deutliches Indiz dafür, dass der Errichtung solcher Anlagen keine großen Hindernisse entgegen stehen.

4.2.7 Geothermie

Der gemessen an den Anforderungen für die Geothermienutzung allgemein niedrige geothermische Gradient in Luxemburg hat zur Folge, dass - wenn überhaupt - vor allem Projekte mit flacher Geothermie in Frage kommen. Dabei würde es sich um Bohrungen bis in einen Tiefenbereich von 120 bis 150 m handeln. In diesem Bereich liegen in Teilen Luxemburgs auch die Aquifere, aus denen die Trinkwasserversorgung des Landes sichergestellt wird. Das bedeutet, dass Bohrungen, welche diese Tiefe erreichen, zu hydraulischen Verbindungen verschiedener Grundwasserstockwerke führen können. In folge dessen könnte tiefes und relativ gut geschütztes Grundwasser in Kontakt mit oberflächennahem Grundwasser geraten, das oft vergleichsweise nitratreich ist. Damit ergibt sich an dieser Stelle ein Nutzungskonflikt zwischen der Geothermie und der Trinkwassergewinnung, wobei die Trinkwassergewinnung naturgemäß höher zu bewerten ist. Das Wasserwirtschaftsamt wertet Gebiete mit Grundwasservorkommen, die für die Trinkwassergewinnung genutzt werde, als Sperrgebiete für das Niederbringen von Bohrungen für die Geothermienutzung.

Das Abteufen von Bohrungen für die Geothermienutzung ist Genehmigungspflichtig nach der Commodo-Gesetzgebung. wobei Anlagen bis zu einer thermischen Entnahmeleistung von 15 kW nach Commodo-Klasse 3 behandelt werden. Größere Anlagen werden nach Klasse 1 behandelt. Wärmepumpen, die aufgrund der Natur der luxemburgischen Ressourcen bei Nutzung der Geothermie notwendig sind, genehmigungspflichtig nach Commodo-Klasse 1, wenn sie eine thermische Leistung größer als 20 kW aufweisen oder mehr als 30 kg Kältemittel verwenden. Die Notwendigkeit bei größeren Anlagen ein Genehmigungsverfahren durchführen zu müssen, dürfte insbesondere bei der eher skalierbaren Technologie im Bereich der Geothermie zu einer stärkeren Nutzung kleiner Einzelanlagen führen.

Unter folgenden Auflagen könnte eine Lockerung des Verbots für Tiefenbohrungen in Grundwasserschutzgebieten aus wasserwirtschaftlicher Sicht denkbar sein: 1. Qualität (Abdichtung) der Tiefenbohrungen müssen sichergestellt sein 2. Kältemittel sollen wenn möglichbiologisch abbaubar und nicht toxisch sein 3. wegen Grundwasserschutz können mehre-

re kürzere Bohrungen vorgeschrieben werden.

4.2.8 Überblick über förderlich wirkende und hemmend wirkende Aspekte der rechtlichen Rahmendbedingungen

Wie in der Einleitung zum Abschnitt 4.2 bereits erläutert, wird durch die rechtlichen Rahmenbedingungen ein Ausgleich verschiedener Interessen erreicht wie z.B. schutzwürdiger Interessen des Naturschutzes oder der Interessen der Gewerbeausübung. Diese Studie soll nicht die Situation in Luxemburg hinsichtlich des Ergebnisses solche Interessensausgleiche bewerten. Dennoch lassen sich fördernde und hemmende Aspekte hervorheben, bei denen Veränderungen möglich wären, ohne andere Interessen zu tangieren und gleichzeitig die zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien besser zu fördern.

Förderliche Aspekte des Genehmigungsrechtes

- Regelungsfreiheit für private Heizungsanlagen, die mit Festbrennstoffen befeuert werden und unterhalb des Leistungsniveaus von Commodo-pflichtigen Anlagen bleiben.[19]

Hemmende Aspekte des Genehmigungsrechtes

- Oft fehlende Definition der „besten verfügbaren Technologien“, die in der Commodo-Gesetzgebung gefordert werden.
- Ein hoher Ermessensspielraum der Genehmigungsbehörden bei der Auslegung der Anforderungen an „beste verfügbare Technologien“ erzeugt Planungsunsicherheit.
- Aufwändige und lange Genehmigungsprozeduren bei Windenergieanlagen durch die Summe der zu betrachtenden Aspekte, verfahrensspezifische Anforderungen und deren Wechselwirkungen.
- Abnahmeprüfungen von Biomassefeuerungsanlagen nicht standardisiert

[19] Das Fehlen einer Regulierung für private Heizungsanlagen, die mit Festbrennstoffen befeuert werden, ist nicht uneingeschränkt positiv zu werten. Siehe hierzu Abschnitt 4.2.4.

5 Potenziale und Kosten der erneuerbaren Energien

Kurzfassung

Die Kenntnis der Potenziale Erneuerbarer Energie in Luxemburg ist als Grundlage für energiepolitische Entscheidungen und für die Strategieentwicklung des Landes von großer Bedeutung. Der gegenständliche Abschnitt der vorliegenden Arbeit untersucht vor diesem Hintergrund unterschiedliche Kategorien von Potenzialen Erneuerbarer Energie in Luxemburg. Die über die jeweiligen Erscheinungsformen der Endenergie bzw. über die Bereitstellungstechnologien definierten **9 Potenzialgruppen** sind hierbei:

- Feste biogene Energieträger
- Flüssige biogene Energieträger
- Gasförmige biogene Energieträger
- Geothermie
- Kleinwasserkraft
- Photovoltaik
- Solarthermie
- Wärmepumpen
- Windkraft

Für die einzelnen Potenzialgruppen, welche je nach Zusammensetzung der jeweiligen Potenziale weitere dokumentierte Untergruppen aufweisen können, werden **5 Potenzialtypen** untersucht und dokumentiert:

- Status quo des Jahres 2005
- Realisierbares Potenzial im Jahr 2010
- Realisierbares Potenzial im Jahr 2020
- Technisches Potenzial
- Theoretisches Potenzial

Für die Berechnung aller Potenzialtypen wurden folgende Annahmen getroffen:

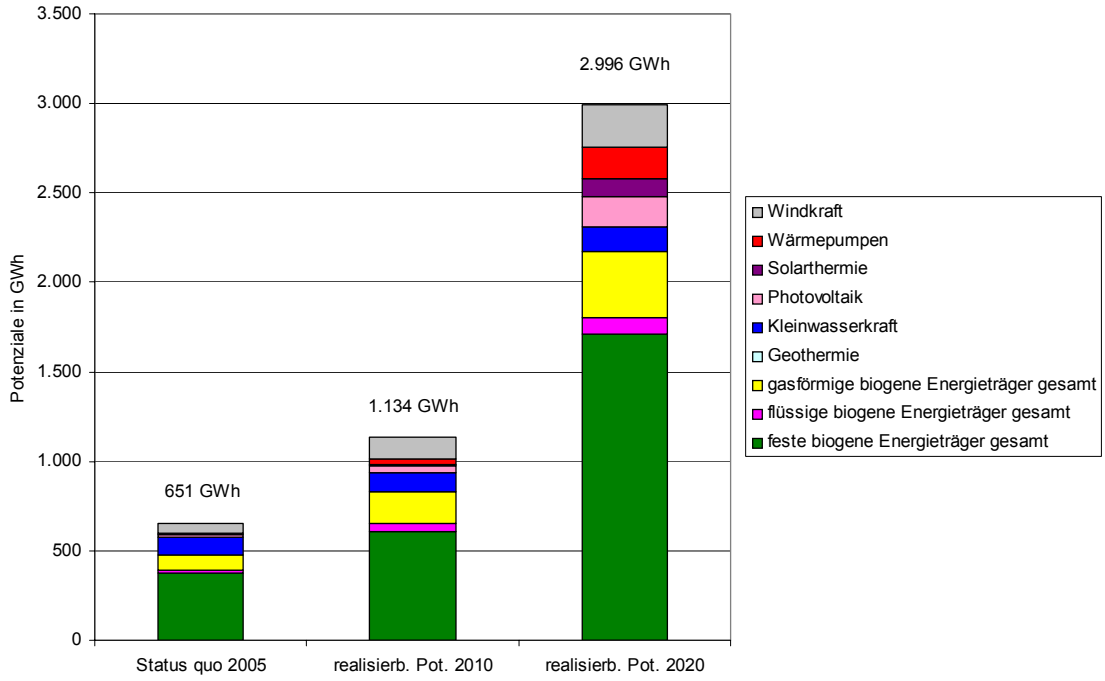
- Die grobe Gliederung der Landesfläche von Luxemburg (Waldflächen, landwirtschaftliche Nutzflächen und sonstige Flächen) bleibt für alle Potenzialtypen unverändert.
- Die Nutzung der erneuerbaren Ressourcen geschieht nachhaltig, d.h. in den Potenzialzahlen wird das jeweilige „Kapital“, welches manchen Ressourcen zu Grunde liegt, nicht abgebildet (z.B. wird nur das nachwachsende Energieholz einkalkuliert, nicht jedoch der Waldbestand).
- Flächenkonkurrenzen der Potenzialgruppen untereinander werden für alle Potenzialtypen berücksichtigt (z.B. Anbau von Energiepflanzen zur Bereitstellung unterschiedlicher Endenergieträger; Gebäudeflächen für Photovoltaik und Solarthermie). Die Werte der Potenziale sind somit für jeden Potenzialtyp über die jeweils 9 Potenzialgruppen summierbar.

Der Status quo des Jahres 2005 repräsentiert das in diesem Jahr tatsächlich bereits umgesetzte Potenzial. Das realisierbare Potenzial im Jahr 2010 bzw. 2020 gibt jenes Potenzial an, welches

unter realistischen technischen, strukturellen, legalen und energiepolitischen Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2010 bzw. 2020 umgesetzt werden kann. Das technische Potenzial ergibt sich unter Berücksichtigung von technischen und strukturellen Gesichtspunkten. Das theoretische Potenzial berücksichtigt schlussendlich ausschließlich grobe strukturelle Aspekte.

Die Ergebnisse der Potenzialanalyse sind in Tabelle 5-1 zusammengefasst. Die Art der jeweiligen Endenergie ist in den Fußnoten spezifiziert. Prinzipiell kann zwischen 2 Potenzialgruppen unterschieden werden: a) die Endenergieträger werden in der Folge der Nutzungskette typischer Weise einem thermischen Prozess zugeführt (z.B. feste biogene Energieträger, gasförmige biogene Energieträger,…) – es erfolgt die Angabe des Heizwertes des jeweiligen Endenergieträgers; b) bei der bereitgestellten Endenergie handelt es sich aus prozesstechnischen Gründen immer um elektrischen Strom (z.B. Wasserkraft, Photovoltaik,…) – es erfolgt die Angabe des in das Netz eingespeisten elektrischen Stromes. Unter diesem Aspekt muss die Summenbildung über alle Potenzialgruppen zur Angabe eines Gesamtpotenzials kritisch betrachtet werden.

Abbildung 5-1 veranschaulicht den Status quo des Ausbaus der Erneuerbaren Energie Potenziale in Luxemburg im Jahr 2005 sowie die realisierbaren Potenziale in den Jahren 2010 und 2020. Die realisierbaren Potenziale steigen hierbei von einem Ausgangswert von 651 GWh im Jahr 2005 um 74% auf 1134 GWh im Jahr 2010. Daraufhin ist eine weitere Steigerung um 164% (bezogen auf den Wert 2010) auf 2996 GWh im Jahr 2020 möglich. Der Potenzialschwerpunkt ist und bleibt dabei im Bereich der biogenen Energieträger, welche im Jahr 2005 in Summe 73% des Gesamtpotenzials stellen, im Jahr 2010 ebenfalls 73% und im Jahr 2020 72% ausmachen. Bei den Potenzialwerten, die als Bandbreiten vorliegen (Solarthermie und Photovoltaik) wurde dabei jeweils der ambitioniertere Wert herangezogen.



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 5-1: Status quo Erneuerbare Energie und realisierbare Potenziale 2010/2020 in Luxemburg

Tabelle 5-1: Zusammenfassung der Ergebnisse aus der Potentialberechnung; Quelle: eigene Berechnungen

Alle Angaben in GWh/a	Angaben in Energieform	Verstromung möglich ?	Status quo 2005	realisierbares Potenzial 2010	realisierbares Potenzial 2020	technisches Potenzial	theoretisches Potenzial
feste biogene Energieträger gesamt	Heizwert[20]	ja	379	610	1.713	4.872	7.027
Energieholz	Heizwert	ja	64	117	517	2.137	2.536
Alt- und Restholz	Heizwert	ja	200	270	481	481	604
Energiepflanzen	Heizwert	ja	0	71	284	1.422	2.891
biogener Müllanteil	Heizwert	ja	115	138	151	174	174
feste landwirtschaftliche Reststoffe	Heizwert	ja	0	14	280	658	822
flüssige biogene Energieträger gesamt	Heizwert[21]	ja	15	41	88	326	660
Energiepflanzen	Heizwert	ja	12	27	60	298	628
Altspeiseöle und -fette	Heizwert	ja	3	14	28	28	32
gasförmige biogene Energieträger gesamt	Heizwert[22]	ja	79	176	369	1.281	2.351
Gülle	Heizwert	ja	26	52	117	152	168
Grünschnitt und Landschaftspflege	Heizwert	ja	18	36	81	120	133
Bioabfälle	Heizwert	ja	1	16	36	36	40
Schlachtabfälle	Heizwert	ja	0	0	2	2	2
Energiepflanzen	Heizwert	ja	21	42	95	930	1.963

20 Die Angaben betreffen den unteren Heizwert des einsatzbereiten Brennstoffs.

21 Die Angaben betreffen den unteren Heizwert der flüssigen biogenen Energieträger (also RME, Bioethanol und AME).

22 Die Angaben betreffen stets den unteren Heizwert des gewonnenen Gases.

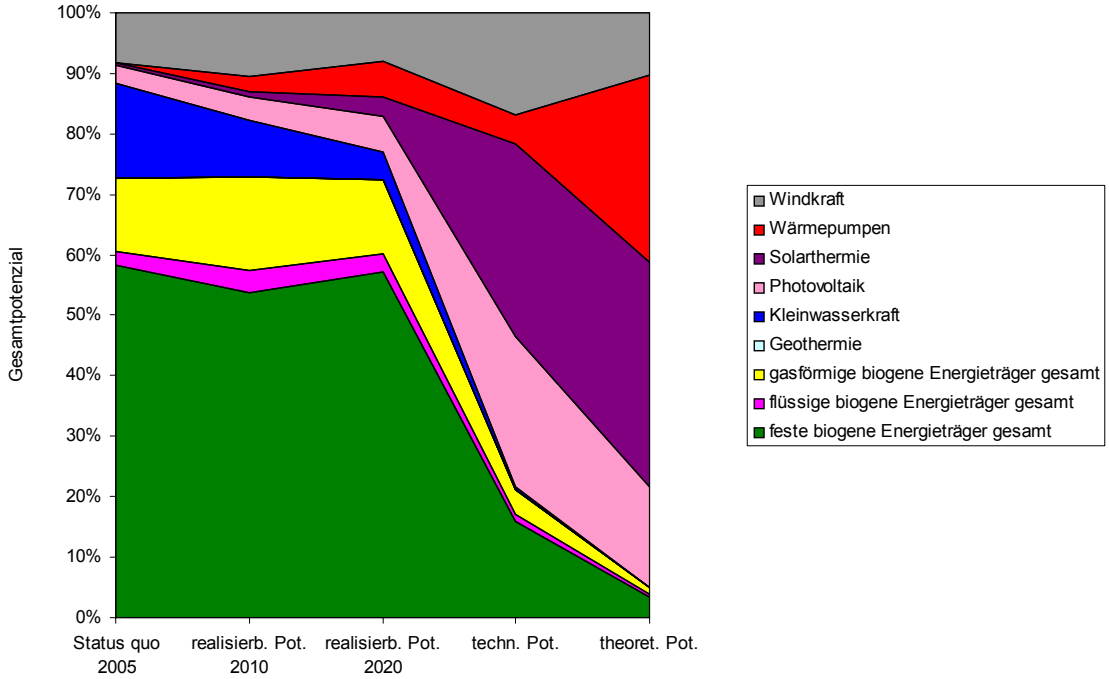
Alle Angaben in GWh/a	Angaben in Energieform	Verstromung möglich ?	Status quo 2005	realisierbares Potenzial 2010	realisierbares Potenzial 2020	technisches Potenzial	theoretisches Potenzial
Klärgas	Heizwert	ja	13	29	37	39	43
Deponiegas	Heizwert	ja	0	1	1	2	2
Geothermie	-	-	0	0	0	0	0
Kleinwasserkraft	Strom	-	102	106	137	140	175
Photovoltaik	Strom	-	19	26 - 43	59 - 176	7.607	33.167
Solarthermie	Heizwert[23]	nein[24]	3	7 - 10	31 - 96	9.738	74.200
Wärmepumpen	Heizwert[25]	nein	1	30	180	1.516	61.743
Windkraft	Strom	-	53	118	237	5.146	20.584
Summe total	Str./Heizw.	-	651	1.114 - 1.134	2.814 - 2.996	30.626	199.907

23 Die Angaben betreffen die in den Puffer/Boiler eingebrachte Wärme

24 Die Verstromung von Solarthermie ist prinzipiell möglich, wird für den Standort Luxemburg aus Energieeffizienzgründen jedoch nicht in Betracht gezogen.

25 Die Angaben betreffen den Anteil an gewonnener Umweltwärme; die Antriebsenergie der Aggregate ist in den Angaben nicht enthalten.

Die anteilsmäßige Struktur der Potenzialtypen nach Potenzialgruppen ist in Abbildung 5-2 dargestellt. Deutlich zu erkennen sind die strukturellen Unterschiede zwischen der Gruppe der realisierbaren Potenziale (Status quo 2005, 2010, 2020) und dem technischen bzw. theoretischen Potenzial. Die realisierbaren Potenziale weisen einen starken Schwerpunkt im Bereich biogener Energieträger auf, das technische bzw. das theoretische Potenzial weist einen hohen Anteil an direkter Nutzung der Solarstrahlung (Photovoltaik und Solarthermie) sowie hohe Anteile von Wärmepumpen und Windkraftnutzung auf. Es können diese strukturellen Unterschiede als Hinweis auf einen möglichen langfristigen zukünftigen Pfad gewertet werden, welcher deutlich über den betrachteten Zeithorizont von 2020 hinausgeht.

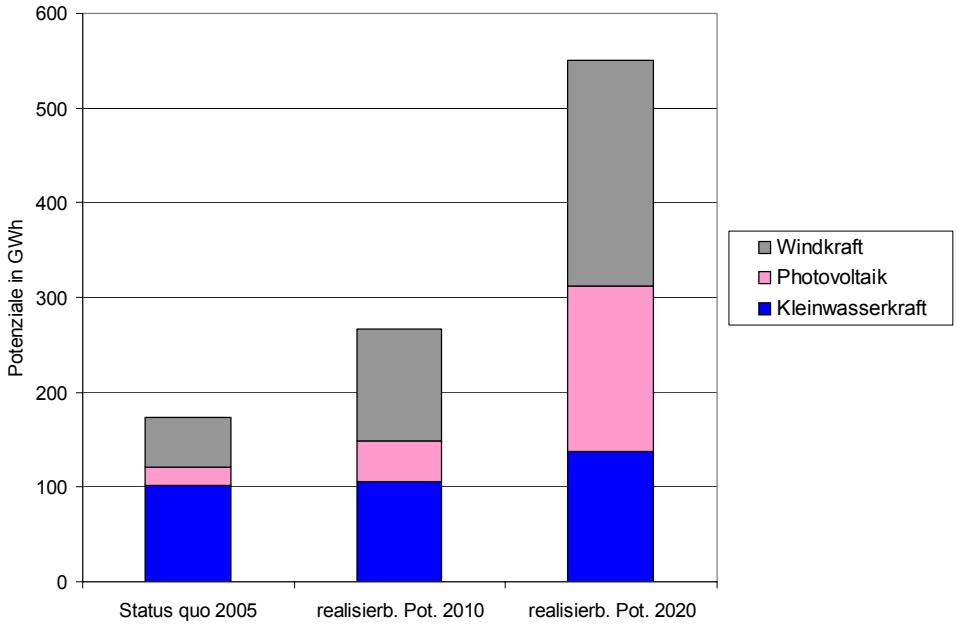


Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 5-2: Anteilsmäßige Struktur der Potenzialtypen nach Potenzialgruppen

Wie oben bereits angemerkt, repräsentieren die Angaben über das energetische Potenzial der einzelnen Potenzialgruppen unterschiedliche Endenergieträger. Die Potenzialgruppen Kleinwasserkraft, Photovoltaik und Windkraft repräsentieren dabei elektrischen Strom, alle anderen Potenzialgruppen sind als Heizwert des jeweiligen Energieträgers erfasst. Natürlich können jene Energieträger, welche in der Regel einem thermischen Prozess zugeführt werden prinzipiell auch verstromt werden (z.B. in einer Kraft-Wärme-Kopplung), wie dies zurzeit im Bereich gasförmiger biogener Energieträger obligat ist. Die Effizienz des Einsatzes einer Kraft-Wärme-Kopplung ist jedoch von der Nachfrage nach den einzelnen Koppelprodukten abhängig. Steht z.B. der Wärmeproduktion einer Kraft-Wärme-Kopplung kein entsprechender Wärmebedarf gegenüber, so sinkt der Gesamtwirkungsgrad der Anlage auf den (relativ geringen) Verstromungswirkungsgrad.

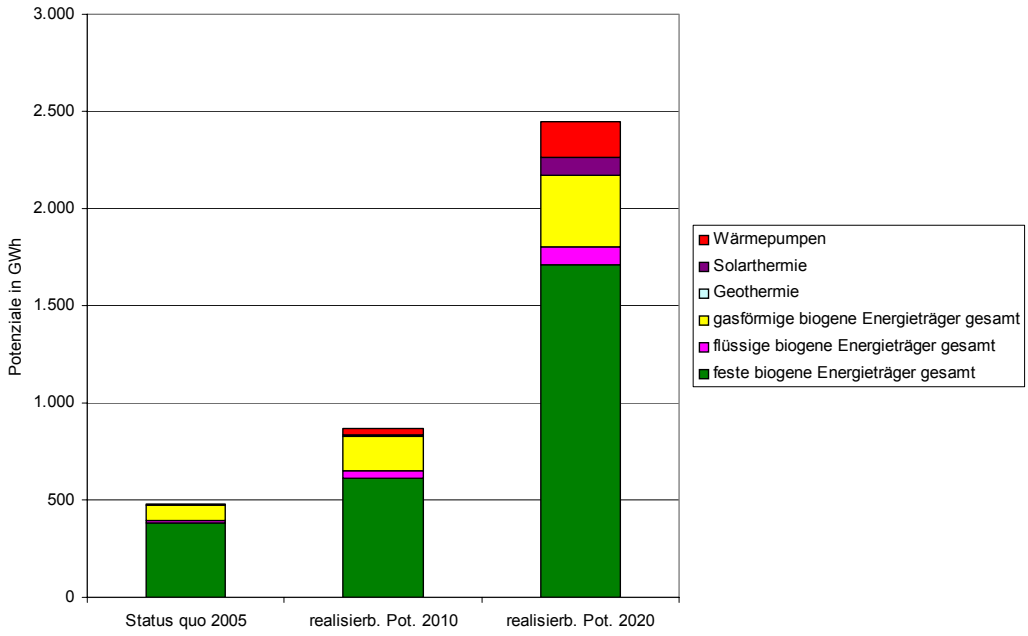
Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, zeigt Abbildung 5-3 die Potenziale der „Stromtechnologien“ Kleinwasserkraft, Photovoltaik und Windkraft. Deutlich ist hier die strukturelle Änderung vom Schwerpunkt Wasserkraft beim Status quo 2005 zum Schwerpunkt Windkraft, aber auch Photovoltaik im Jahr 2020 zu sehen. Der Bereich der Photovoltaik ist in der Darstellung durch das ambitionierte Wachstumsszenario dieser Technologie repräsentiert. Das Potenzial an Kleinwasserkraft kann im Jahr 2020 als vollständig ausgebaut im technischen Sinne betrachtet werden.



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 5-3: Die Potenziale der „Stromtechnologien“ Kleinwasserkraft, Photovoltaik und Windkraft

Die Potenziale der „Wärmetechnologien“ sind in Abbildung 5-4 dargestellt. Deutlich zu erkennen ist das mögliche Wachstum im Bereich der biogenen Energieträger, wobei in diesen Potenzialgruppen wiederum die festen biogenen Energieträger die tragende Rolle spielen. Ein weiterer Bereich abseits der biogenen Energieträger mit einem gewissen Wachstumspotenzial im betrachteten Zeitraum ist die Wärmepumpentechnologie.



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 5-4: Die Potenziale der „Wärmetechnologien“

Die Analyse der Potenziale Erneuerbarer Energieträger in Luxemburg zeigt bis zum Jahr 2020 die Möglichkeit einer Steigerung der Nutzung Erneuerbarer Energie um den Faktor 4,6 mit Bezug auf den Status quo von 2005. Dies führt einerseits die großen Chancen der zukünftigen Nutzung Erneuerbarer Energie vor Augen, zeigt andererseits aber auch die Systemträgheit auf, mit welcher bei der Marktdiffusion der entsprechenden Technologien gerechnet werden muss. Natürlich sind all jene realisierbaren Potenziale, welche im Jahr 2020 noch deutlich unter den technischen Potenzialen liegen auch weiter ausbaubar. Die hier dokumentierten Potenziale wurden auf Basis einer nationalen und internationalen Kontinuität der Wirtschaft und der Energiepreise fossiler Energie berechnet. Sollte z.B. der Energiepreis fossiler Energieträger in der betrachteten Zeitperiode deutlich über die historische Entwicklung hinaus ansteigen, so können dort, wo dies technisch möglich ist, auch wesentlich größere Potenziale als die hier ausgewiesenen umgesetzt werden, da sich die betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Nutzung Erneuerbarer Energie drastisch ändern und auch der gesellschaftliche Aufwand z.B. zur Förderung der Technologien sinkt.

5.1 Untersuchungsgegenstand, Definitionen und Daten

Dieser Abschnitt analysiert die Potenziale Erneuerbarer Energie in Luxemburg. Es werden in diesem Zusammenhang theoretische Potenziale, technische Potenziale und realisierbare Potenziale diskutiert, wobei diese Begriffe in Abschnitt 5.1 definiert werden. Darüber hinaus werden technologische Entwicklungspotenziale thematisiert und Kosten der Technologien dokumentiert.

Für eine systematische Darstellung des gesamten Technologiefeldes Erneuerbare Energie erfolgt die Darstellung in den nachfolgenden Unterabschnitten nach Technologien in alphabetischer Reihung:

- Biomasse – feste biogene Energieträger
- Biomasse – flüssige biogene Energieträger
- Biomasse – gasförmige biogene Energieträger
- Geothermie
- Kleinwasserkraft
- Photovoltaik
- Solarthermie
- Wärmepumpen
- Windkraft

In jedem technologischen Unterabschnitt werden die Themen

- Theoretische Potenziale der Technologie
- Technische Potenziale der Technologie
- Technologisches Entwicklungspotential der Technologie
- Realisierbares Potenzial der Technologie
- Kosten der Technologie

behandelt. Die zeitlichen Horizonte der Betrachtungen sind jeweils die Jahre 2010 und 2020. Realisierbare Potenziale werden beispielsweise vor diesem zeitlichen Hintergrund betrachtet.

Im Bereich feste biogene Energieträger wird weiters kurz auf das Potenzial an Klärschlamm eingegangen. Da es sich beim Potenzial im Bereich Klärschlammnutzung nicht um ein Potenzial Erneuerbarer Energie handelt, aber der ausdrückliche Wunsch seitens der luxemburgischen Auftraggeber bestand, diese Thematik mit zu behandeln, werden die entsprechenden Potenziale dokumentiert, die Potenzialwerte werden jedoch nicht gemeinsam mit den Potenzialen Erneuerbarer Energie dargestellt.

5.1.1 Untersuchungsgegenstand

Der geografische Untersuchungsbereich ist das Landesgebiet von Luxemburg. Alle Aussagen in Bezug auf Potenziale beziehen sich auf dieses geografische Gebiet. Wenn Importpotenziale dokumentiert werden, so wird dies an der gegebenen Stelle stets explizit vermerkt. Wesentliche geografische Daten Luxemburgs, welche in den folgenden Kalkulationen Verwendung finden sind:

- Landesfläche: 2586 km^2
- Geografische Lage: 49° 45´ Nord, 6° 10´ Ost
- Tiefster Punkt: Zusammenfluss Mosel-Sauer 133 m
- Höchster Punkt: Buurgplaatz 559 m
- Hauptstadt: Luxemburg

Wesentliche sozioökonomische und strukturelle Daten Luxemburgs, welche ebenfalls in einzelnen Kalkulationen Verwendung finden sind:

- Bevölkerung: 459.500 (01.01.2006; Quelle: Statec; www.statistiques.public.lu); Luxemburgs Bevölkerung weist aus Gründen der Immigration eine steigende Tendenz auf;
- Anzahl der Haushalte: 171.953 (2001)
- Anzahl der Unternehmen: 26.932 (2005)
- Bruttoinlandsprodukt: 24.900 Millionen Euro (2004)

Eine Karte des Landesgebiets ist in Abbildung 5-5 dargestellt.

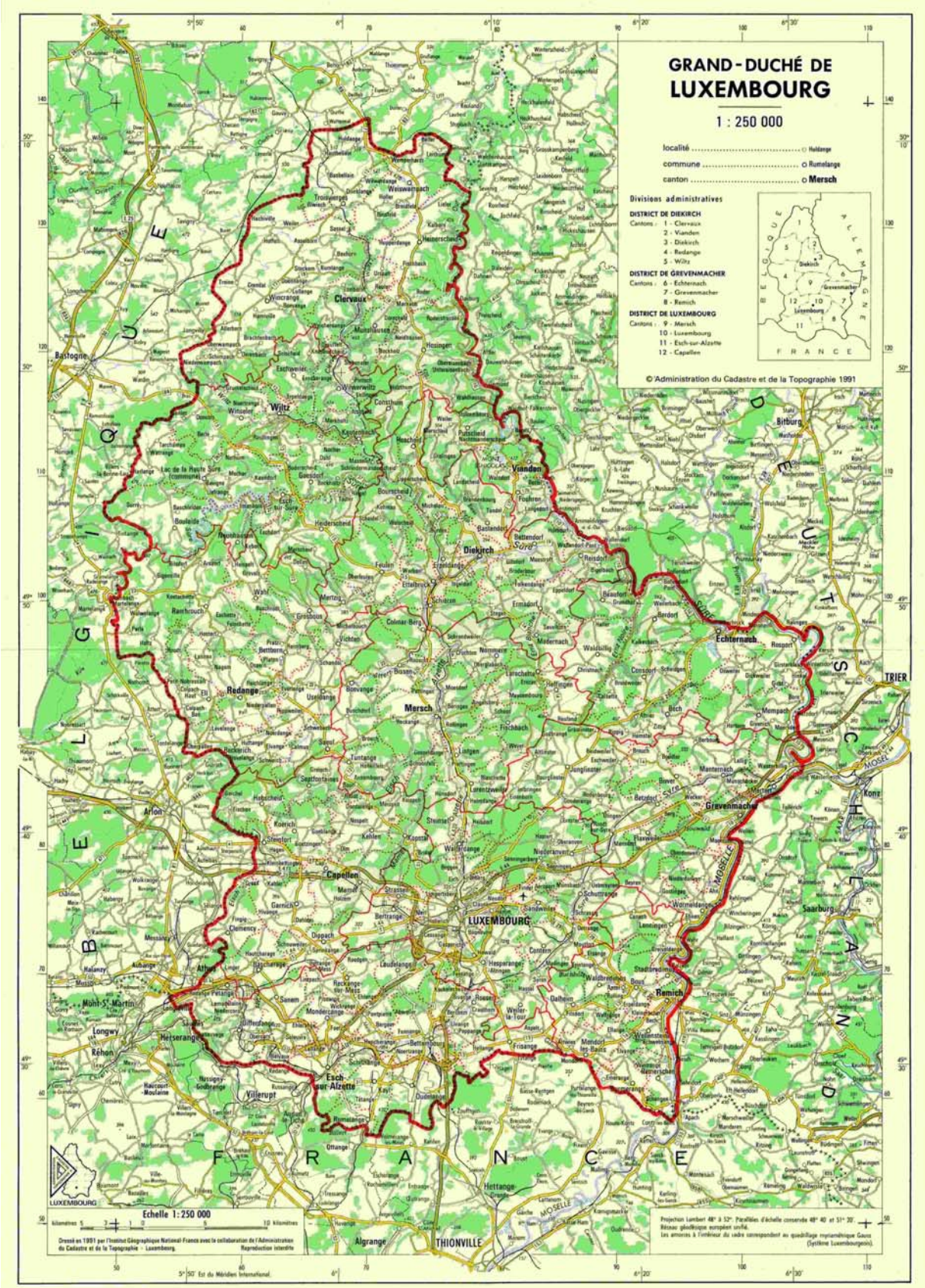
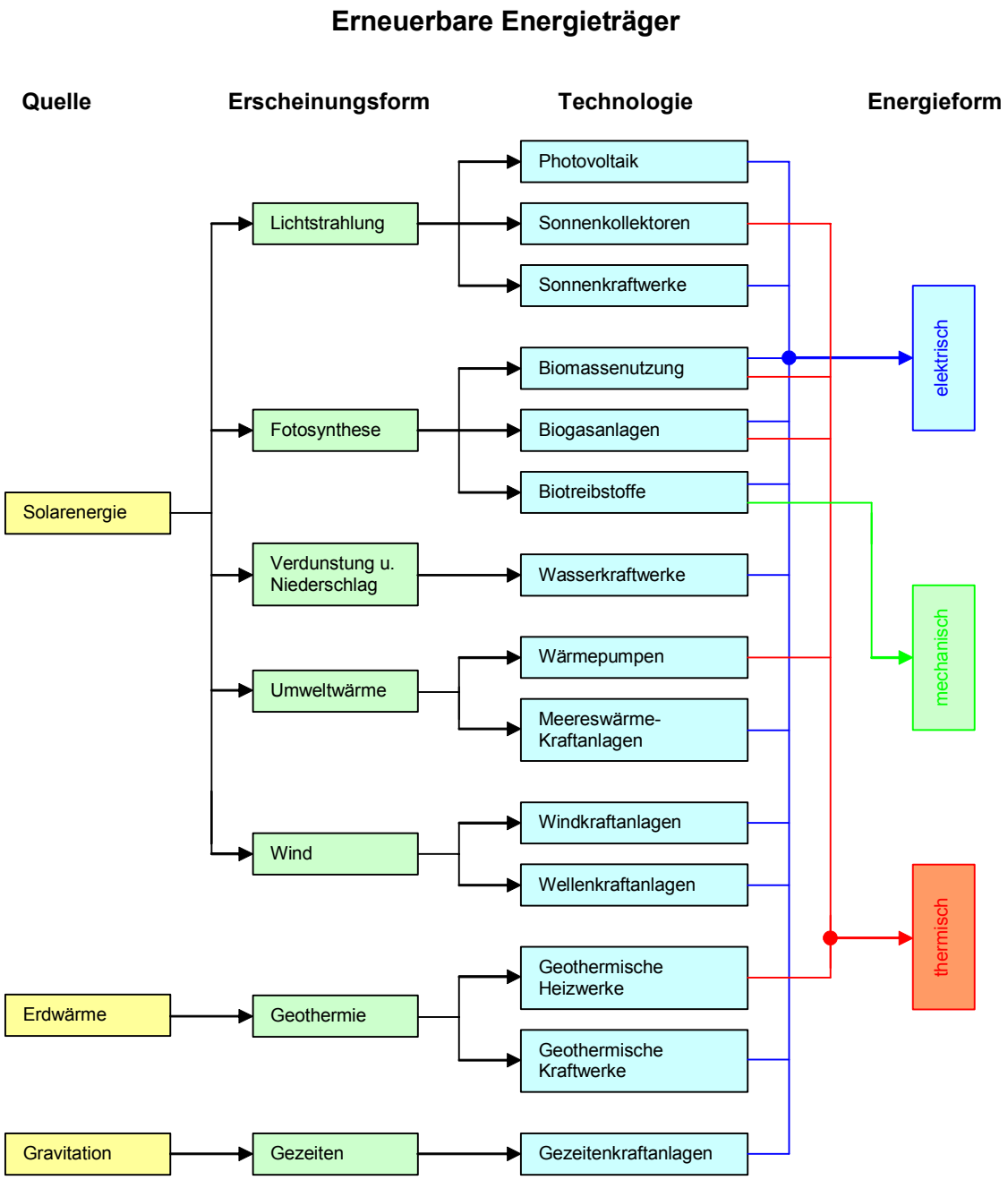


Abbildung 5-5: Landkarte Luxemburg

Eine systematische Darstellung erneuerbarer Energieträger und der Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energie ist in Abbildung 5-6 ersichtlich. Für Luxemburg sind im Weiteren die bereits oben angeführten 9 Technologien von Interesse, welche im Prinzip alle benötig-

ten Energiedienstleistungsbereiche qualitativ abdecken können. Inwiefern die verfügbaren Potenziale zur quantitativen Deckung des Energiebedarfes in Luxemburg ausreichen, ist Thema der folgenden Technologieabschnitte.



Quelle: Haas et al. (2006)

Abbildung 5-6: Überblick über Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie und mögliche Energiedienstleistungen

5.1.2 Definition der Potenziale

Die Definition der Potenziale beinhaltet die Begriffe “Theoretisches Potenzial“, “Technisches

Potenzial“ und “Realisierbares Potenzial“.

Theoretisches Potenzial

Das theoretische Potenzial beschreibt das in einer Region innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot unter der Berücksichtigung einzelner wesentlicher struktureller Restriktionen wie der geografischen Flächenstrukturen. Das theoretische Potenzial ist damit weitestgehend physikalisch bestimmt, wobei Landesstrukturen (Waldflächen, urbane Flächen,…) berücksichtigt und die strukturelle Mehrfachnutzung von Ressourcen vermieden wird. In diesem Sinne wird die nutzbare Landesfläche von Luxemburg bezüglich jener Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energieträger, welche auf Flächennutzung angewiesen sind, gleichmäßig aufgeteilt. Das theoretische Potenzial kann in der Regel wegen technischer, ökologischer, struktureller und administrativer Randbedingungen auch langfristig nur zu sehr geringen Teilen erschlossen werden.

Technisches Potenzial

Das technische Potenzial beschreibt jenen Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung gegebener technischer (konkrete Technologien) und ökologischer Randbedingungen nutzbar ist. Zusätzlich werden hier detaillierte strukturelle Restriktionen berücksichtigt. Einige der genannten Einflussfaktoren auf die Höhe des technischen Potenzials können sich mit der Zeit ändern, wie dies beispielsweise bei technischen Wirkungsgraden der Fall ist. Diese allfälligen Änderungen werden in entsprechenden Modellen berücksichtigt.

Realisierbares Potenzial

Unter dem realisierbaren Potenzial erneuerbarer Energie wird der Anteil des technischen Potenzials verstanden, der unter Berücksichtigung von weiteren Hemmnissen und fördernden Faktoren genutzt werden kann. Diese Faktoren sind struktureller (tatsächliche Eignung von Flächen), legaler (Gesetze, Verordnungen), ökonomischer (Entwicklung der Kosten), soziologischer (Technologiediffusion) und psychologischer (wahrgenommene Vorteile bzw. Nachteile) Natur. Das realisierbare Potenzial wird weiters stark von konventionellen Vergleichssystemen beeinflusst, mit welchen erneuerbare Energie im Wettbewerb steht. Das realisierbare Potenzial ist in der Regel deutlich geringer als das theoretische und das technische Potenzial. In der gegenständlichen Studie werden die realisierbaren Potenziale für die Jahre 2010 und 2020 berechnet und dargestellt. Die Gesamtauswirkungen auf die landwirtschaftlichen Nutzflächen in Luxemburg wurden bis zum Jahr 2020 mit 20% der Ackerfläche begrenzt, wobei diese Fläche zu gleichen Teilen den festen, flüssigen und gasförmigen Energieträgern zugänglich ist, um nationale Prioritäten nicht vorwegzunehmen.

5.1.3 Wesentliche allgemeine Annahmen

Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse zu den Potenzialen erneuerbarer Energien in Luxemburg basieren neben detaillierten technologiespezifischen Annahmen auf allgemeinen Vorraussetzungen, welche den durchgeführten Analysen zugrunde liegen. Diese grundsätz-

lichen Annahmen sind:

- Die Grobstruktur der land- und forstwirtschaftlichen Nutzung der Landesfläche Luxemburgs bleibt erhalten (35% Waldflächen, 49% landwirtschaftliche Flächen, 16% sonstige Flächen).
- Die Nutzung aller erneuerbaren Ressourcen geschieht nachhaltig (keine Verwendung des Kapitals).
- Die Flächenkonkurrenz unterschiedlicher Energieträger wird schon beim theoretischen Potenzial berücksichtigt, d.h. die Potenzialgruppen sind jeweils addierbar.
- Landwirtschaftliche Nutzflächen werden bis 2020 zu 20% für den Energiepflanzenanbau genutzt.
- es werden jeweils gleiche Flächenressourcen für feste, flüssige und gasförmige biogene Energieträger vorgesehen.
- Restriktionen durch Vorgaben des Natur- u. Umweltschutzes werden bei den realisierbaren Potenzialen berücksichtigt.

5.2 Biomasse – feste biogene Energieträger

5.2.1 Allgemeine Aspekte der Biomassenutzung

Biomasse stellt gespeicherte Sonnenenergie dar, die mittels Pflanzen über den Prozess der Photosynthese in organische Materie umgewandelt wird und in dieser Form direkt oder indirekt energetisch genutzt werden kann. Diese Eigenheit unterscheidet die Biomassenutzung grundsätzlich von anderen Technologien zur Nutzung der direkten oder indirekten Sonnenenergie, wie zum Beispiel der Windkraft, der Photovoltaik aber auch der Solarthermie. Biomasse als Energieträger ist aus technischer und wirtschaftlicher Sicht gut mittel- bis langfristig speicherbar und unterliegt damit keinen kurzfristigen Angebotsschwankungen, welche oft als Nachteil unterschiedlicher Arten erneuerbarer Energie genannt werden.

Je nach Ablauf der biochemischen Reaktionen im Verlauf der Photosynthese, die unter anderem von Lerch (1991) dargestellt werden, unterscheidet man zwischen C_3 und C_4-Pflanzen. Die meisten einheimischen europäischen Kulturpflanzen stellen dabei so genannte C_3-Pflanzen dar, die als erstes Photosynthese-Produkt eine Verbindung mit 3 Kohlenstoffatomen bilden. C_4-Pflanzen, welche meist aus subtropischen Regionen stammen (z.B. Mais, Zuckerrohr, Chinaschilf) können durch abweichende Licht- u. Dunkelreaktionen mehr CO_2 assimilieren und damit einen höheren Nutzeffekt der Photosynthese erreichen.

Der Nutzeffekt der Photosynthese beschreibt, wie viel Prozent der Strahlung von Pflanzen durch die Photosynthese in Form von chemischer Energie gespeichert werden kann. An Einzelblättern erreicht die Strahlungsausnutzung der Photosynthese unter günstigen Bedingungen bei einheimischen Pflanzen bis zu 15%, bei C4-Gräsern bis 24%. Unter praxisrelevanten Bedingungen liegt der Wirkungsgrad jedoch nur bei etwa 5% und darunter.

Bezogen auf den gesamten Pflanzenbestand und unter Berücksichtigung der zeitlich und örtlich wechselnden Assimilationsbedingungen schwankt die photosynthetische Effizienz

verschiedener Pflanzengesellschaften zwischen 0,04% in Wüstenregionen bis 1,5% in Regenwäldern. Die Effizienz von landwirtschaftlichen Kulturpflanzen während ihrer Wachstumszeit liegt nach Cralle und Vietor (1989) zwischen 1% und 3%.

Zu den Wachstumsfaktoren pflanzlicher Biomasse zählen die solare Strahlung, die Versorgung mit Wasser, die Temperatur, die Bodenbeschaffenheit und das Nährstoffangebot sowie pflanzenbauliche Maßnahmen. Die flächenspezifischen Erträge können vor allem auf Grund variabler Bodenbeschaffenheit stark schwanken. Die Werte für die Flächenerträge unterschiedlicher Pflanzen in Tabelle 5-2 sind deshalb als Werte für mittlere Böden im mitteleuropäischen Raum zu verstehen. Es wird im Zuge der gegenständlichen Analysen auf die Quelle Kaltschmitt (2000) zurückgegriffen, da diese eine wissenschaftliche und unabhängige Basis darstellt. Abweichungen zu den jeweiligen ortsspezifischen Verhältnissen sind möglich, diese werden sich jedoch in der Praxis einerseits durch beispielsweise gute versus schlechte Lagen bzw. intensive versus extensive Bewirtschaftung ausgleichen bzw. liegen mögliche Abweichungen im allgemeinen Tolleranzbereich modellhafter zukünftiger Potenzialkalkulationen.

Strasburger und Sitte (1983) zeigen weiters die Stoffbilanz einer Pflanzengesellschaft am Beispiel eines Hainbuchenwaldes. Durch Ausnutzung von 1% der eingestrahlten Sonnenenergie von 39,6 TJ/(ha*a) werden 24 t/a Biomasse (Trockenmasse) pro Hektar gebildet. Davon gehen 12 t/(ha*a) für die Atmung der Pflanzen verloren, 0,3 t/(ha*a) werden durch Pflanzenfresser konsumiert, 0,8 t/(ha*a) entfallen auf die Verrottung des Laubes, 2,8 t/(ha*a) werden als Humus zersetzt, 2,4 t/(ha*a) entfallen auf die Neubildung von Wurzelmasse und werden somit unterirdisch gespeichert und 5,7 t/(ha*a) werden netto als oberirdische Biomasse gespeichert.

Tabelle 5-2: Flächenerträge unterschiedlicher Pflanzenarten

Pflanze	**Flächenertrag in t TS/ha**
Wirtschaftswald (Hainbuchenwald)	5,7
Kurzumtriebswald	10-12
Stroh (mittlere Getreidesorte)	5,5
Mais	9,5
Raps (Rapssaat)	2,3-2,6
Getreide (Kornanteil)	6,75
Energiegras (Sudangras)	15
Sonnenblumen	2,5

Abkürzung: TS Trockensubstanz

Quelle: Neubarth und Kaltschmitt (2000)

Weitere empirische Erfahrungswerte für die Produktivität des öffentlichen Waldes in Deutschland für unterschiedliche Baumarten sind in Tabelle 5-3 dokumentiert.

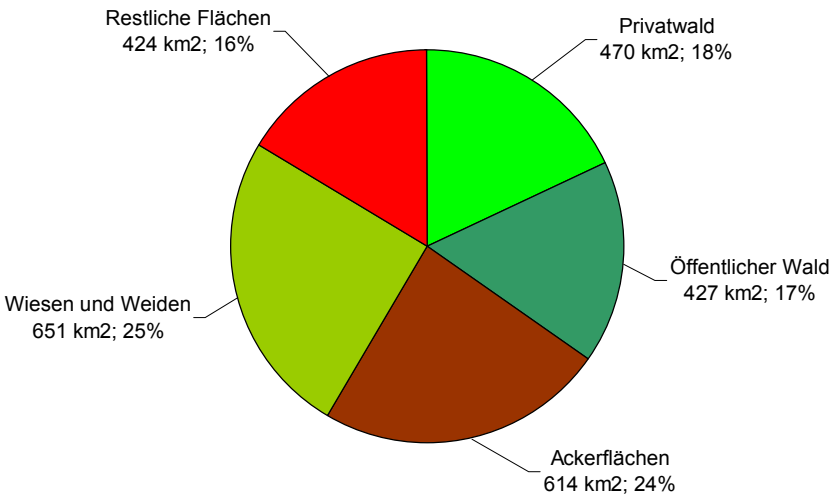
Tabelle 5-3: Zuwachsraten des öffentlichen Waldes in Deutschland

	Mittelwert	Bandbreite
	in Erntefestmeter ohne Rinde /(ha*a)	
Laubbäume		
Eiche	3,7	3,5-5,2
Buche	5,4	4,4-6,6
Nadelbäume		
Fichte	8,2	6,9-9,4
Tanne	7,9	6,2-14,1
Kiefer	4,7	4,0-6,4

Quelle: Kaltschmitt und Hartmann (2001)

Die in obenstehenden Tabellen dokumentierten Werte dienen in der Folge als Richtwerte bei der Kalkulation von Potenzialen. Die Aufteilung der Landesfläche von Luxemburg in Flächen unterschiedlicher Nutzung ist in Abbildung 5-7 dargestellt. Gut ein Drittel der Landesfläche besteht aus Wald (insgesamt ca. 35%). Dabei handelt es sich ca. jeweils zur Hälfte um Privatwald und öffentlichen Wald. Rund die Hälfte der Landesfläche besteht aus landwirtschaftlichen Flächen (insgesamt ca. 49%), wobei wiederum jeweils die Hälfte auf Ackerflächen bzw. Wiesen und Weiden entfällt. Die restliche Landesfläche im Ausmaß von ca. 16% der Gesamtfläche entfällt auf den urbanen Raum, Flächen der Transportinfrastruktur, Wasserflächen und sonstigen öffentlichen und privaten Flächen.

Diese prinzipielle Flächenstruktur Luxemburgs wird bei der Kalkulation aller Kategorien von Potenzialen berücksichtigt und als über die Zeit konstant angenommen. Eine “Umwidmung“ von großen Landesflächen im Betrachtungszeitraum 2010/2020 erscheint im Zuge der Potenzialdiskussion realitätsfern und wird deshalb nicht in Betracht gezogen.



Quelle: Statec (2004), recensement agricole du 15 mai;

Abbildung 5-7: Verteilung der Landesfläche von Luxemburg auf unterschiedliche Flächentypen

Im Sinne einer systematischen Strukturierung und Begriffsdefinition zeigt die umseitige Tabelle 5-4 die in weiterer Folge verwendete Nomenklatur und die Zuordnung der stofflichen Erscheinungsformen der Biomasse zu den Verwertungslinien feste, flüssige und gasförmige biogene Energieträger.

Tabelle 5-4: Einteilung des Sektors Biomasse nach Stoffgruppen:

		Verwertung (prioritär)		
Kategorie	Unterkategorie / Stoffe	Thermisch	Vergasung	Treibstoff
1. Forstwirtschaftliche Produkte	a. Ungenutzter Holzzuwachs	✔		
2. Forstwirtschaftliche Reststoffe	a. Durchforstungsrückstände	✔		
	b. Industrieholz	✔		
	c. Altholz	✔		
	d. Sägenebenprodukte	✔		
3. Landwirtschaftliche Produkte	a. Energiepflanzen (ein- u. mehrjährige)	✔	✔	✔
4. Landwirtschaftliche Reststoffe	a. Stroh und Ernterückstände	✔		
	b. Sonderkulturen (Weinstöcke, Baumschnitt)	✔		
	c. Landschaftspflege (Holzanteil)	✔		
	d. Altöle und Fette			✔
5. Biogener Müllanteil	a. Müllanteil für die thermische Verwertung	✔		
6. Landwirtschaftliches Biogas	a. Gülle		✔	
	b. Grünschnitt		✔	
	c. Landschaftspflege (Grünanteil)		✔	
	d. Bioabfälle (Biotonne priv. u. gewerbl.)		✔	
	e. Schlachtabfälle (künftige Entwicklung?)		✔	
7. Klärgas	a. Klärschlamm		✔	
8. Deponiegas	b. Ungenutzter Deponiebestand		✔	

Maßeinheiten und Energieinhalte für Brennholz

Übliche Maßeinheiten der Forst- und Holzwirtschaft für Brennholz sind in Tabelle 5-5 zusammengefasst. Umrechnungsfaktoren der unterschiedlichen Handelsformen fester Biomasse sind in Tabelle 5-6 dokumentiert und die Definition der Größenklassen von Holzhackschnitzel ist in Tabelle 5-7 ersichtlich.

Tabelle 5-5: Maßeinheiten für Brennholz

Maßeinheit	**Zeichen**	**Definition**
1 Festmeter	fm	1 Kubikmeter feste Holzmasse
1 Raummeter	rm	Geschichtete oder geschüttete Holzteile, die unter Einschluss der Luftzwischenräume ein Gesamtvolumen von einem Kubikmeter füllen.
1 Schichtraummeter	rm	1 Raummeter geschichteter Holzstücke (Scheiter, Rollen, Prügel usw.)
1 Schüttraummeter	Srm	1 Raummeter geschütteter Holzteile (Stückholz, Hackgut, Sägespäne Pellets usw.)
1 Tonne absolut trocken	t atro	1 Tonne absolut trockener Holzmasse

Quelle: Jonas et al. (2005)

Tabelle 5-6: Umrechnungszahlen gebräuchlicher Brennholzsortimente

Maßeinheit	fm	rm	rm	Srm	Srm	Srm
			Stückholz		Hackgut	
Sortiment	Rundholz	Scheitholz	geschichtet	geschüttet	G30 (fein)	G50 (mittel)
1 fm Rundholz	1,00	1,40	1,20	2,00	2,50	3,00
1 rm Scheitholz, 1 m lang, geschichtet	0,70	1,00	0,80	1,40	1,75	2,10
1 rm Stückholz, ofenfertig, geschichtet	0,85	1,20	1	1,7	-	-
1 Srm Stückholz, ofenfertig, geschüttet	0,50	0,70	0,60	1	-	-
1 Srm (Wald)-Hackgut G30 (fein)	0,40	0,55	-	-	1	1,20
1 Srm (Wald)-Hackgut G50 (mittel)	0,33	0,50	-	-	0,80	1
1 Tonne Hackgut (G30, Wassergehalt 35%) entspricht rd. 4 Srm Weichholz (Fichte) oder 3 Srm Hartholz (Buche)						

Sägenebenprodukte (SNP)	entspricht Festmeter:
1 rm Spreißel, Schwarten gebündelt	0,65 fm
1 Srm Sägehackgut, G50 (mittel)	0,35 fm
1 Srm Sägespäne (bis 5mm Stückgröße)	0,33 fm
1 Srm Hobelspäne	0,20 fm
1 Srm Rinde (unzerkleinert)	0,30 fm
Pellets (Länge 5-30mm, Durchmesser 5-10mm, Wassergehalt 8-10%, Dichte: 650 kg/Srm	

Quelle: Jonas et al. (2005)

Tabelle 5-7: Definition der Größenklassen von Holzhackschnitzel

Gesamtmasse 100 %			**Hackgut-Größenklassen**		
			G 30 fein	**G 50 mittel**	**G 100 grob**
Grobanteil Max. 20 %	Querschnitt max. cm²		3	5	10
	Länge max. cm		8,5	12	25
	Grobsieb-Nennmaschenweite	mm	16	31,5	63
Hauptanteil 60 % bis 100 %	Mittelsieb-Nennmaschenweite	mm	2,8	5,6	11,2
Feinanteil (inkl. Feinstanteil) max. 20%	Feinsieb-Nennmaschenweite	mm	1	1	1

Quelle: Rathbauer, und Wörgetter (1999)

Schüttdichte-Klassen werden anhand der Schüttdichte im wasserfreien Zustand festgelegt. Geringe Schüttdichte (bis 160 kg/m³) hat z.B. Hackgut von Pappel, Weide oder Tanne, mittlere Schüttdichte (160 bis 200 kg/m³) hat Hackgut von Kiefer, Lärche, Birke, Erle. Harthölzer wie Buche, Eiche und Robinie fallen in die Klasse hohe Schüttdichte (größer 200 kg/m³).

Der Heizwert von Holz in Abhängigkeit des Wassergehaltes

Je mehr Wasser im Holz enthalten ist, desto geringer ist sein Heizwert, da das enthaltene Wasser bei der Verbrennung verdampft werden muss (Verdampfungswärme von Wasser: ca. 0,68 kWh/kg das sind 2,44 MJ/kg). Rechenwerte für den Heizwert von Biomasse sind:

- Heizwert für alle Holzarten in Trockensubstanz: 5,2 kWh/kg (19 MJ/kg)
- Heizwert für gut luftgetrocknetes Holz (Wassergehalt: 20%): 4 kWh/kg (14,4 MJ/kg)
- Heizwert für Pellets (Wassergehalt: 0%): ≥ 5,0 kWh/kg

- Heizwert für Pellets (Wassergehalt: 10%; entspricht Maximalwert): ca. 4,8 kWh/kg

Zusammenfassung der in den Kalkulationen verwendeten Heizwerte

Brennstoff	Heizwert	Exakte Einheit
Holz Trockensubstanz	5,2	kWh/kg
Holz luftgetrocknet (w=20%)	4,0	kWh/kg
Pellets absolut trocken	5,0	kWh/kg
Pellets handelsüblich (w≤10%)	4,8	kWh/kg

Potenziale fester biogener Energieträger in Luxemburg

Das Potenzial fester Biomasse in Luxemburg setzt sich aus den Teilbereichen

- Nachwachsendes Energieholz
- Alt- und Restholz
- Energiepflanzen (ein- u. mehrjährige)
- Müllanteil für die thermische Verwertung
- Feste landwirtschaftliche Reststoffe

zusammen. Diese 5 stofflichen Bereiche werden im Folgenden jeweils in Hinblick auf die unterschiedlichen Potenzialkategorien analysiert. Randbedingungen und Annahmen, welche im Zuge der Berechnungen berücksichtigt bzw. angenommen wurden, werden an den inhaltlich relevanten Stellen dokumentiert.

5.2.2 Potenziale im Bereich nachwachsendes Energieholz

Theoretisches Potenzial nachwachsendes Energieholz

Die Flächen- und Stoffkonkurrenz von Energiepflanzen zu anderen Nutzungsformen, wie die stoffliche Nutzung und die Nahrungsmittelproduktion, werden im Zuge der Berechnung des theoretischen Potenzials nicht berücksichtigt. Das heißt, der Wert für das theoretische Potenzial beruht auf der Annahme der absoluten Fokussierung auf die Energieträgerbereitstellung. Es wird bei der Kalkulation des theoretischen Potenzials weiters davon ausgegangen, dass die aktuell existierenden forstwirtschaftlichen bzw. landwirtschaftlichen Flächen in ihrer Verteilung und Größe erhalten bleiben und sich nur die Art der Nutzung ändert.

Das theoretische Potenzial an Energieholz fußt auf der verfügbaren Luxemburger

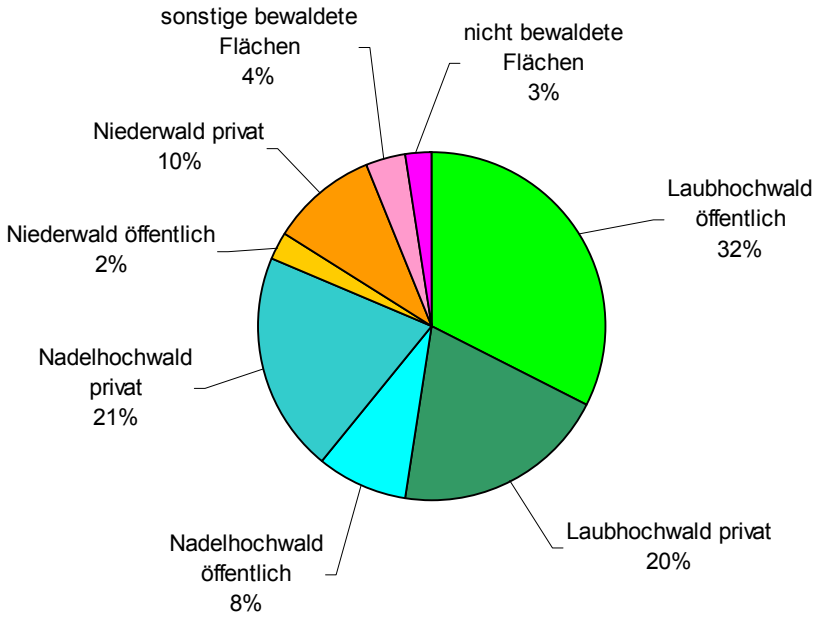
Waldfläche. Diese betrug im Jahr 2002 insgesamt 90.050 ha und setzte sich dabei aus den in Tabelle 5-8 und Abbildung 5-8 dokumentierten Anteilen zusammen. Die zeitliche Entwicklung der Waldflächen in Luxemburg seit dem Jahr 1990 zeigt eine weitgehend konstante Gesamtfläche und eine ebenso konstante Verteilung über die unterschiedlichen Waldarten. Die entsprechenden Flächen werden auch für die nachfolgenden Betrachtungen als konstant angenommen.

Zur Ermittlung des theoretischen Potenzials wird angenommen, dass mittelfristig 95% der gesamten zur Verfügung stehenden Waldfläche mit Hochwäldern aufgeforstet wird, wobei 60% dieser Fläche auf belaubte Hochwälder und 40% auf Nadelhochwälder entfallen. Die verbleibenden 5% der Gesamtwaldfläche werden für die nötige Wegeinfrastruktur veranschlagt, welche natürlich nicht bewaldet ist. Da nur nachhaltig nutzbare Potenziale betrachtet werden sollen, wird der **Bestand an sich nicht zum Potenzial gezählt**, sondern nur die nachwachsende Holzmasse in der Kalkulation berücksichtigt.

Tabelle 5-8: Waldflächen in Luxemburg

Waldflächen in Luxemburg	**Fläche in ha**
Laubhochwald öffentlich	29350
Laubhochwald privat	17850
Nadelhochwald öffentlich	7650
Nadelhochwald privat	18550
Niederwald öffentlich	2100
Niederwald privat	8950
sonstige bewaldete Flächen	3300
nicht bewaldete Flächen	2300
Summe	90050

Quelle: Rondeux Jacques et al. (2003), „La forêt luxembourgeoise en chiffres“



Quelle: Rondeux Jacques et al. (2003), „La forêt luxembourgeoise en chiffres“
Abbildung 5-8: Waldflächen in Luxemburg

Zur Kalkulation des theoretischen Potenzials aus nachwachsendem Energieholz wird im Mittel in Anlehnung an Neubarth und Kaltschmitt (2000) ein oberirdisch nachwachsender Netto-Biomasseertrag[26] von 5,7 Tonnen Trockensubstanz pro Hektar Waldfläche und Jahr angenommen. In diesem Wert sind das Stammholz und der gesamte Schlagabraum enthalten, das heißt, es wird in der Kalkulation von der vollständigen Nutzung des Biomasseertrages ausgegangen. Der Heizwert des Holzes wird mit einem Wert von 5,2 kWh/kg Trockensubstanz angenommen. Diese Annahmen führen zu einem theoretischen Potenzial an nachwachsendem Energieholz mit einem Gesamtheizwert von 2.536 GWh/a.

Technisches Potenzial nachwachsendes Energieholz

Im Zuge der Berechnung des technischen Potenzials bleibt die Annahme aufrecht, dass eine reine energetische Nutzung des produzierten Energieholzes erfolgt und keine Konkurrenz zur stofflichen Nutzung auftritt. Wie auch beim theoretischen Potenzial wird davon ausgegangen, dass die Waldfläche konstant zum Status quo bleibt. Ebenso wird angenommen, dass die Infrastruktur zur forcierten Waldnutzung in Form von Wegenetzen, Lager- und Umladeflächen und Flächen für die Weiterverarbeitung (z.B. für die Hackgutherstellung) 5% der gesamten Waldfläche

26 Exklusive Wurzelholz, Stubben, Laub, Entnahme durch Pflanzenfresser, Verrottung

beansprucht.

Für jene Flächen, welche zurzeit mit Niederwald bewachsen sind, oder als sonstige Waldflächen ausgewiesen sind, wird angenommen, dass diese zu 70% mit Hochwald aufgeforstet werden können. Die restlichen 30% dieser Niederwald- und sonstigen Waldflächen sind in steilen Hanglagen angesiedelt und entziehen sich damit der weiteren Nutzung.

Im Bereich des bestehenden Hochwaldes sind ebenso Flächen vorhanden, welche eine Nutzung verhindern. Das Forstinventar[27] weist diesbezüglich eine Fläche von 4650 ha aus, die eine Neigung größer als 60% aufweist. Es wird hier angenommen, dass eine technisch rationelle Bewirtschaftung in entsprechenden Hanglagen entfällt.

Nach Angaben der Luxemburger Forstverwaltung werden mittelfristig ca. 5% der Luxemburger Waldfläche (das heißt ca. 4500 ha) als Naturwald ausgewiesen. Da eine Bewirtschaftung dieser Flächen in der Folge entfällt, wird diese Fläche ebenfalls als Abschlag berücksichtigt. Es könnte in diesem Bereich der Fall eintreten, dass Naturschutzflächen zumindest teilweise in den oben beschriebenen Abschlagsflächen enthalten sind. Da sich dies jedoch nicht quantifizieren lässt, soll an dieser Stelle aus Sicherheitsgründen der Abschlag von der nutzbaren Waldfläche erfolgen. Unter den getroffenen Annahmen beträgt das technische Potenzial an nachwachsendem Energieholz in Luxemburg 2.137 GWh/a.

Die Annahmen zur Abschätzung des Flächenpotentials zur Berechnung des technischen Potenzials aus nachwachsendem Energieholz sind in Tabelle 5-9 zusammengefasst.

Tabelle 5-9: Abschätzung des Flächenpotenzials zur Berechnung des technischen Potenzials fester biogener Biomasse aus Holz.

Waldflächen	Fläche in ha
Gesamtwaldfläche	90.050
Abschlag Infrastruktur	4.503
Abschlag nicht steiler Niederwald	4.305
Abschlag steile Hanglage Hochwald	4.650
Abschlag Naturschutz	4.500
Waldfläche für die energetische Nutzung	72.093

27 „La forêt luxembourgeoise en chiffres – résultats de l'inventaire forestier national au Grand-Duché de Luxembourg 1998-2000“ S. 78 und 81 : Statistik Topographie

Technisches Entwicklungspotenzial nachwachsendes Energieholz

Generell müssen im Bereich der energetischen Holznutzung Produktionstechnologien zur Bereitstellung des Energieträgers und Anwendungstechnologien zur Umwandlung des Energieträgers in Nutzenergie betrachtet werden.

Die Bereitstellung des Energieträgers Holz ist vor allem durch eine Mechanisierung der Holzbringung geprägt, wobei immer leistungsfähigere und effizientere Erntegeräte eine rationelle Bringung des Rohstoffes ermöglichen. Innovationen im Bereich der Brennstoffbereitstellung betreffen hier vor allem die Herstellung von Hackschnitzel am Ort der Biomasseernte. Größere und effizientere Pelletieranlagen sind bei einer entsprechenden Marktentwicklung prinzipiell möglich, doch dürfen hier in absehbarer Zeit keine Innovationen im engeren Sinn erwartet werden. Die Weiterverarbeitung des primären Rohstoffes Holz zu Hackschnitzel für den mittleren und hohen Leistungsbereich und Holzpellets für den kleinen Leistungsbereich dient der Normierung des Brennstoffes für den Einsatz in automatisierten biogenen Heizsystemen oder Kraft-Wärmekopplungsanlagen. Im Bereich Holz ist dieser Trend sicherlich für die Zeit bis 2020 richtungweisend, wobei vor allem die Aufweitung des möglichen Leistungsbereiches von dezentralen Kleinanlagen mit wenigen kW thermisch bis zu Kraft-Wärmekopplungen im 100 MW Bereich zukunftsweisende Möglichkeiten eröffnet.

In Bezug auf die Brennstoffbereitstellung werden in Luxemburg Überlegungen zur Errichtung eines Biomassehofes zur effizienten Abwicklung der Brennstofflogistik angestellt. Die Machbarkeit dieses innovativen Ansatzes wurde von Kalmes et al. (2006) in einer „Machbarkeitsstudie eines Biomassehofes in Luxemburg“ detailliert untersucht, wobei klare Randbedingungen eines wirtschaftlichen Betriebes einer solchen Einrichtung herausgearbeitet werden. Den Ergebnissen der Studie zu Folge wäre ein Energieholzdurchsatz von 7.000 bis 10.000 m^3 erforderlich, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen, was aus der Sicht der Potenziale ohne weiteres möglich ist. Das momentane Problem ist diesbezüglich nicht im Bereich der Angebotsseite zu sehen, sondern alleine durch die möglicher weise mangelhafte Nachfrage gegeben. Dabei stellt eine abgesicherte und planbare Nachfrage ein wesentliches Kriterium dar.

Zentrale Innovationen im Bereich der Anwendungstechnologien zur Nutzung von Energieholz sind vor allem in der Automatisierung der Brennstoffzufuhr (Hackschnitzeltechnologie) und in der zusätzlichen Normierung des Brennstoffes (Pelletstechnologie) zu sehen. Aus diesen Innovationen resultierte einerseits der wesentlich verbesserter Einsatz von Regelungstechnik und Prozessoptimierung, da die Brennstoffzufuhr und somit die Verbrennungsparameter sowie die Kesselleistung automatisiert beeinflussbar und damit optimierbar wurden. Andererseits ist der

Bedienungskomfort von Biomasse-Zentralheizungsanlagen durch die Möglichkeit der Automatisierung deutlich angestiegen und heute mit Gas- oder Ölkessel vergleichbar. Im Bereich der Stückgutkessel ist die Entwicklung des Saugzugkessels als wesentliche Innovation zu nennen.

Innovationen selbigen Umfanges sind in absehbarer Zeit nicht mehr zu erwarten. Verbesserungsinnovationen zur weiteren Steigerung von Wirkungsgraden und die Optimierung der Regelungen finden laufend statt, stellen aber keine systemtechnischen Neuerungen dar.

Im Bereich von Klein- und Kleinstfeuerungsanlagen stellt der Einsatz solcher Systeme in energieeffizienten Gebäuden wie Niedrigenergie- und Passivhäusern eine zukünftige Herausforderung dar. Die entsprechenden Anforderungen der kleinen Leistung bzw. guten Regelbarkeit werden dabei vor allem von Pelletsystemen erfüllt.

Biomasse Heizsysteme mittlerer Leistung werden in Zukunft vermehrt zur Wärmebereitstellung in Mehrfamilienwohnhäusern herangezogen. Die Optimierung des Gesamtsystems (Mikronetz) zur Warmwasserbereitung und Raumheizung, vor allem in Kombination mit weiteren Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie wie der Solarthermie ist ein Thema zukünftiger technologischer Weiterentwicklung.

Bei großen Anlagen ist ein Trend zu immer größeren Anlagenleistungen zu beobachten. Die Verbindung der Wärmeproduktion mit der Stromerzeugung (Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplung) drängt sich bei dem systembedingt hochexergetisch betriebenen Prozess der Niedertemperaturbereitstellung förmlich auf und wird in Hinkunft sicherlich einen höheren Stellenwert einnehmen. Dabei ist in Zukunft der breite Einsatz von Anlagengrößen in einem Bereich von 10 bis 30 MW thermisch zu erwarten. Ein weiterer zukünftiger Trend liegt in einem steigenden Biomasseanteil in Fernwärmesystemen, wobei sich die Einbindung von Biomasse KWK - Anlagen besonders gut umsetzen lässt.

Die ökonomischen Lerneffekte der Biomassetechnologien wurden in den letzten 10 Jahren in die Weiterentwicklung der technischen Komponenten investiert, bzw. wurden Teuerungen der Rohstoffe in der Fertigung kompensiert, was in der Folge zu weitgehend konstanten Kessel-Endverbraucherpreisen geführt hat. Für den Konsumenten bietet der Biomassekessel dadurch heute ein unvergleichlich höheres Komfortniveau.

Realisierbares Potenzial nachwachsendes Energieholz

Die bei der Abschätzung des technischen Flächenpotenzials getroffenen Annah-

men müssen im Bereich des realisierbaren Potenzials nicht mehr ergänzt werden. Alle Waldflächen, die aus Gründen der mangelhaften topografischen Eignung, des mangelnden Bewuchses oder aus Gründen der nötigen Infrastruktur oder des Naturschutzes keinen Beitrag zum Potenzial leisten können, wurden bereits berücksichtigt. Das Flächenpotential kann also im Zuge der Diskussion über das realisierbare Potenzial mit einem Wert von 72.093 ha beibehalten werden.

Eine Reihe von Hemmnissen behindert im Weiteren die tatsächliche Nutzung des technischen Potenzials, wobei diese Hemmnisse im Bereich des öffentlichen Waldes und im Bereich des Privatwaldes unterschiedlich stark ausgeprägt sind.

Die zentralen Hemmnisse im Bereich des Privatwaldes sind:

- Die Forstflächen sind vor allem im Bereich der privaten Waldbesitzer kleinräumig strukturiert und mangelhaft aufgeschlossen.
- Der ökonomische Anreiz für ein Engagement von privaten Waldbesitzern ist gering.
- Die Bereitschaft der privaten Waldbesitzer zur Bewirtschaftung und zur systematischen Aufschließung der Waldflächen mittels forstwirtschaftlichen Wegenetzes ist gering. Mögliche Gründe dafür liegen im Mangel an Interesse, da der Bezug zum Wald verloren gegangen ist, an den kleinräumigen Strukturen und der geringe Bereitschaft zur Zusammenarbeit mit anderen Waldbesitzern, dem Informationsmangel, der mangelnden Organisation (insgesamt 13.000 Privatwaldbesitzer, davon 10% (50% der Fläche) in Vereinigung organisiert) und am geringen ökonomischen Anreiz.
- Es existiert ein Informationsmangel der Waldbesitzer in Bezug auf Möglichkeiten der forstwirtschaftlichen Bewirtschaftung und Vermarktung sowie auf Marktpreise.
- Die Machbarkeit eines “Biomassehofs“ welcher eine strukturierte professionelle Vermarktung des Rohstoffes Energieholz ermöglichen würde, wurde in einer Studie der Forstverwaltung EFOR untersucht. Unter gewissen Rahmenbedingungen, vor allem der Sicherung der Nachfrage, scheint ein solches Projekt wirtschaftlich durchführbar. Zurzeit scheitert die Durchführung noch am mangelnden Interesse der Privatwaldbesitzer bzw. auch am mangelnden Interesse der Forstverwaltung an der Errichtung eines Holzmarktes. Einige kleinere Holzhofprojekte auf privater Basis werden jedoch bereits geplant bzw. stehen vor der Durchführung.
- Die Kosten einer Holzbringung in Luxemburg sind tendenziell höher als in den Nachbarländern, was einen Wettbewerbsnachteil im Bereich des grenzüberschreitenden Holzhandels mit sich bringt.

Die zentralen Hemmnisse im Bereich des öffentlichen Waldes sind:

- Es herrscht geringes Interesse an einer flächendeckend optimierten Logistik mit

der Integration eines Holzhofes.

- Ein Hemmnis ist durch den fehlenden Markt im Holzbereich in Luxemburg gegeben.
- Konzepte werden nur auf kommunaler Ebene entwickelt. Eine landesweite Vernetzung fehlt.

Die Entstehung eines luxemburger Energieholzmarktes im Bereich moderner Energieholzformen (Hackschnitzel und Holzpellets) ist nicht zuletzt an einen inländischen Absatzmarkt gebunden. Da aus historischer Sicht der Einsatz von modernen Energieholzformen in Luxemburg nicht etabliert ist, fehlen hier auch die treibenden Kräfte der Nachfrage. Die Diffusion der (modernen) Technologien zur Nutzung von Energieholz befindet sich somit in Luxemburg in der Eingangsphase, in der aus diffusionstheoretischer Sicht vor allem Innovatoren und eine frühe Minderheit Investitionen wagen. Fördernde Faktoren sind hierbei vor allem in der Publikation von gelungenen luxemburger Anlagen und der Verbreitung von strukturierten Informationen an wesentliche Zielgruppen (Waldbesitzer, Konsumenten welche vor einer Investitionsentscheidung stehen, kommunale Einrichtungen) zu sehen.

Der Status quo der energetischen und stofflichen Holznutzung in Luxemburg ist in Tabelle 5-10 dokumentiert. Laut Forstverwaltung ist das Potenzial des öffentlichen Waldes jedenfalls mit 200.000-250.000 m^3/a (stofflich und energetisch) anzunehmen, wovon 100.000-125.000 m^3/a (Industrieholz und Brennholz) energetisch genutzt werden könnten (Stammholz ausgeschlossen). In Baurekalenner (2005), „Brennholznutzung früher und heute“ wird geschätzt, dass in Luxemburg rund ein Viertel der nachwachsenden Holzmenge nachhaltig als Energieholz genutzt werden könnte, das sind rund 165.000 m^3/a, wobei davon im Minimum 60.000 m^3/a kurzfristig verfügbar sind.

Tabelle 5-10: Status quo der Waldnutzung in Luxemburg

	Öffentlicher Wald Einschlag in m^3	**Privatwald Einschlag in m^3**
Industrieholz (stofflich)	66.541	45.038
Stammholz (stofflich)	60.016	65.475
Brennholz (energetisch)	7.265	9.750
Summen	133.822	120.263
Total	254.085	

Quelle: Statec (2003)

Die Anteile der stofflichen bzw. energetischen Holznutzung regelt der Holz-Marktpreis. Der momentan dominante Holzabnehmer Luxemburgs, die Papierindustrie, ist auf die luxemburger Rohstoffe nicht angewiesen und wird sich am internationalen Markt bedienen, wenn die luxemburger Holzpreise relativ steigen. Das

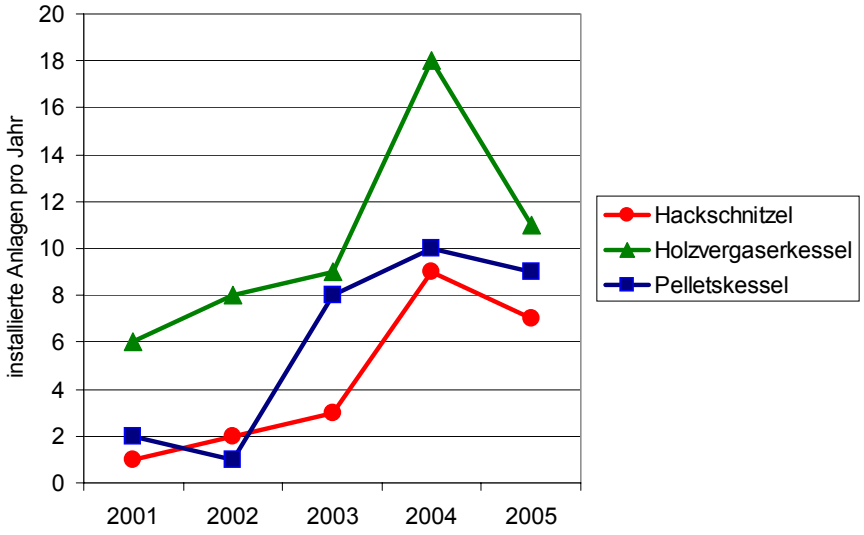
heißt, dass die Holzressourcen prinzipiell der energetischen Nutzung zur Verfügung stehen, wenn die Nachfrage dies erfordert und ein Marktpreis gezahlt wird, der jenen konkurrenzierender Nachfragen (stoffliche Nutzung) übersteigt.

In Hinblick auf das realisierbare Potenzial aus Energieholz kann somit ohne Berücksichtigung von zeitlichen Restriktionen (also sehr langfristig) das technische Potenzial angegeben werden. Das bis zum Jahr 2010 bzw. 2020 realisierbare Energieholzpotenzial ist weitestgehend von der bereits oben diskutierten Entwicklung der Nachfrage abhängig. Die Nachfrage wiederum wird maßgeblich von der Preisentwicklung der fossilen Energieträger, der zukünftigen Energiepolitik (z.B. anreizorientierte Instrumente) sowie strukturellen und legalen Randbedingungen (z.B. Emissionsstandards) beeinflusst.

Da es sich im Fall des realisierbaren Energieholzpotenzials in Luxemburg bis zum Jahr 2010 bzw. 2020 somit um ein Nachfragepotenzial handelt, müssen in der Folge Annahmen bezüglich der Entwicklung und Diffusion von Holzheizanlagen in Luxemburg getroffen werden. Im Folgenden sind der Ausgangspunkt (Status quo) und die angenommene weitere Entwicklung dokumentiert.

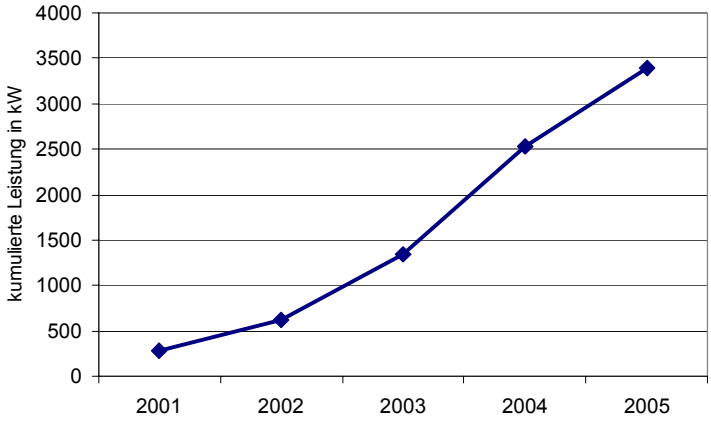
Private Kleinanlagen

Die Entwicklung der Marktdiffusion von (bezuschussten) privaten Kleinanlagen ist in Abbildung 5-9 dokumentiert. Im Zeitraum 2001 bis 2005 wurden in Luxemburg 22 Hackschnitzelkessel, 52 Holzvergaserkessel und 30 Pelletskessel bezuschusst. Die kumulierte installierte Leistung der genannten Anlagen beträgt dabei im Jahr 2005 einen Wert von 3390 kW. Die zeitliche Entwicklung ist in Abbildung 5-10 dargestellt.



Quelle: Umweltverwaltung

Abbildung 5-9: In Luxemburg im Zeitraum 2001 bis 2005 bezuschusste automatisierte biogene Heizsysteme



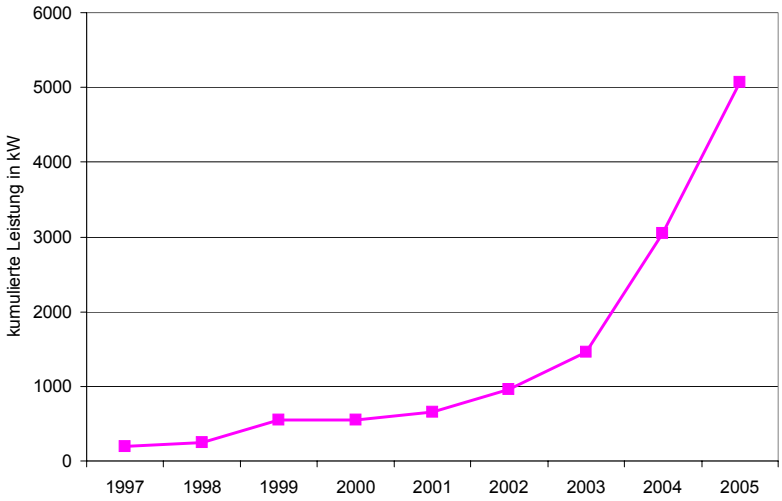
Quelle: Umweltverwaltung

Abbildung 5-10: Kumulierte Leistung der im Zeitraum 2001 bis 2005 in Luxemburg bezuschussten automatisierten biogenen Heizsysteme

Kommunale Anlagen, Großanlagen

Die historische Entwicklung der in Luxemburg installierten Leistung von kommunalen Hackschnitzelkesseln (mittlere bis große Anlagen) ist in Abbildung 5-11 dargestellt. Bis zum Jahr 2005 wurden in Luxemburg 16 Anlagen mit einer mittleren Anlagenleistung von 316 kW realisiert, wobei der Gesamt-Brennstoffverbrauch pro Jahr ca. 14.000 Srm Hackschnitzel betrug.

Laut einer Einschätzung der luxemburger Forstverwaltung werden bis zum Jahr 2010 weitere 40 Hackschnitzelfeuerungen auf kommunaler Ebene im gleichen Leistungsbereich umgesetzt. Weiters wird angenommen, dass bis zum Jahr 2010 noch 4 größere private Hackschnitzelanlagen hinzukommen. Für den Zeitraum von 2010 bis 2020 wird die Realisierung von weiteren 100 kommunalen Anlagen und 50 privaten Anlagen im Leistungsbereich von 300 kW angenommen.



Quelle: Luxemburger Forstverwaltung - Administration des Eaux et Forêts;

Abbildung 5-11: Installierte kumulierte Leistung von Hackschnitzelkessel in Luxemburg

Im Bereich Hackschnitzel können im betrachteten Zeithorizont weiters Biomasse-KWK-Anlagen umgesetzt werden. Diese Anlagen müssen nach logistischen Gesichtspunkten und gemäß der Wärmenachfrage dimensioniert werden und weisen heute typischer Weise Leistungen von 1 MW bis 30 MW auf. Die Standortsuche ist dabei das zentrale Thema, vor allem in Hinblick auf geeignete neue Wärmenetze. Dennoch soll angenommen werden, dass im Zeitraum von 2010 bis 2020 insgesamt 3 Anlagen zu je 10 MW thermisch errichtet werden um das nachfrageseitige Potenzial einschätzen zu können. Mit einer Volllaststundenzahl von 6500 Stunden pro Jahr ergibt sich in Summe eine energetische Nachfrage von 195 GWh Energieholz.

Die Abschätzung des Status quo der Scheitholzheizungen in Luxemburg und deren Energieverbrauch stützt sich auf die Angaben zur Beheizung der Gebäude. Die nationale Gebäudestatistik nennt für das Jahr 2001 eine Zahl von 2210 luxemburgischen Haushalten, welche mit Holz beheizt werden. Die Holzheizungen finden sich dabei hauptsächlich im alten Gebäudebestand. In neu errichteten Gebäuden der vergangenen 10 Jahre wurden kaum Holzheizungen installiert. In rezenter Ver-

gangenheit ist die Nachfrage nach Holzöfen zwar wieder angestiegen, es wird jedoch vermutet, dass es sich bei diesen Holzöfen um Zweitsysteme handelt, welche nur einen geringen Teil des jeweiligen Heizwärmebedarfes decken. Das zur Beheizung eingesetzte Holz ist dem Scheitholz zuzuordnen. Zur Hochrechnung des bestehenden Energieverbrauches aus Scheitholz wird im Schnitt ein Jahresheizenergieverbrauch der entsprechenden Haushalte von 20.000 kWh Heizwert angenommen. Dies ergibt ein aktuelles (Nachfrage)Potenzial für Scheitholz von 44,2 GWh.

Die weitere Entwicklung von Pellets und Scheitholz ist schwierig zu beurteilen, da die Marktdiffusion bei Pellets in Luxemburg zurzeit in geringem Umfang begonnen hat und sich somit zur Trendextrapolation nicht eignet und der Status quo im Bereich Scheitholz kaum dokumentiert ist. International ist im Bereich der biogenen Heizsysteme ein deutlicher Trend in Richtung automatisierte Heizsysteme feststellbar. Für das (Nachfrage)Potenzial im Bereich Pellets wird eine Verdreifachung des Bestandes von 2005 im Jahr 2010 angenommen und eine Verachtfachung des Bestandes 2010 für das Jahr 2020. Im Bereich Scheitholz wird eine Steigerung der Brennstoffnachfrage bis 2010 um 20% bezogen auf den Wert von 2005 angenommen und eine weitere Steigerung um 50% bis zum Jahr 2020 bezogen auf den Wert von 2010. Diese Steigerungen mögen gering wirken, es ist jedoch speziell im Sektor Scheitholz der nötige Kesseltausch aus technischen Gründen (es sind zahlreiche alte Scheitholzkessel im Bestand vorhanden) und der geringe Komfort bei der Handhabung des Brennstoffs zu berücksichtigen. Diese Faktoren lassen höhere Steigerungsraten als unrealistisch erscheinen.

Die Berechnungen der realisierbaren Potenziale aus Energieholz sind in Tabelle 5-11 dargestellt. Der Status quo im Jahr 2005 beträgt somit 64,4 GWh, das realisierbare Potenzial bis zum Jahr 2010 beträgt 116,7 GWh und das realisierbare Potenzial bis zum Jahr 2020 beträgt 517 GWh Endenergie (Heizwert) Energieholz.

Tabelle 5-11: Zusammenfassung der Potenzialabschätzung Energieholz in Luxemburg

	Installierte Leistung		Volllast-stunden		Energiebedarf	
2005 Biomasse KWK	0,0	kW	0	h	0	GWh
2005 Hackschnitzel groß	5.062,0	kW	2474	h	12,5	GWh
2005 Hackschnitzel klein	1.014,0	kW	2300	h	2,3	GWh
2005 Holzvergaser klein	1.709,0	kW	2300	h	3,9	GWh
2005 Pellets	646,0	kW	2200	h	1,4	GWh
2005 Scheitholz u. nicht bezuschusste	24.550,0	kW	1800	h	44,2	GWh
Summen	32.981,0	kW			64,4	GWh
2010 Biomasse KWK	0,0		0	h	0,0	GWh
2010 Hackschnitzel groß	18.966,0	kW	2474	h	46,9	GWh
2010 Hackschnitzel klein	2.028,0	kW	2300	h	4,7	GWh
2010 Holzvergaser klein	3.418,0	kW	2300	h	7,9	GWh
2010 Pellets	1.938,0	kW	2200	h	4,3	GWh
2010 Scheitholz u. nicht bezuschusste	29.460,0	kW	1800	h	53,0	GWh
Summen	55.810,0	kW			116,7	GWh
2020 Biomasse KWK	30.000,0	kW	6500	h	195,0	GWh
2020 Hackschnitzel groß	63.966,0	kW	2474	h	158,3	GWh
2020 Hackschnitzel klein	8.112,0	kW	2300	h	18,7	GWh
2020 Holzvergaser klein	13.672,0	kW	2300	h	31,4	GWh
2020 Pellets	15.504,0	kW	2200	h	34,1	GWh
2020 Scheitholz u. nicht bezuschusste	44.190,0	kW	1800	h	79,5	GWh
Summen	175.444,0	kW			517,0	GWh

Quelle: eigene Berechnungen

Wie die Berechnungen der realisierbaren Potenziale aus der Sicht der Nachfrage zeigen, liegen diese Potenziale deutlich unter den angebotsseitigen Werten. Aus der Sicht der Nachfrage ist damit die Nutzung von Energieholz bis zum Jahr 2020 unbegrenzt möglich.

5.2.3 Potenziale im Bereich Alt- und Restholz

Theoretisches Potenzial Alt- und Restholz

Das Potenzial an Alt- und Restholz in Luxemburg kann aufgrund von verfügbaren nationalen Statistiken und weiteren Informationen aus der holzverarbeitenden In-

dustrie abgeschätzt werden. Die Handelsbilanz betreffend Holz ist in Tabelle 5-12 dargestellt. Es wird gut ersichtlich, dass der inländische Verbrauch die inländische Produktion bei weitem übersteigt, womit es zu einem massiven Holzimport kommt. Dieser Hintergrund ist für die Erklärung des Alt- und Restholzpotenzials von zentraler Bedeutung.

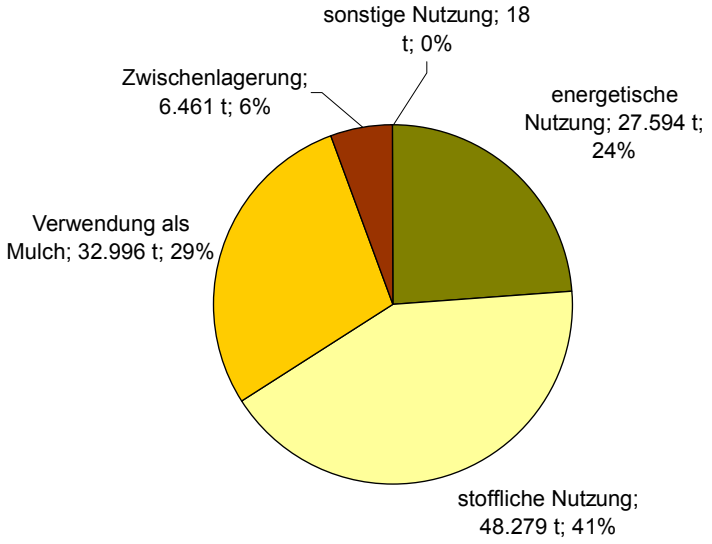
Tabelle 5-12: Produktion, Import und Export von Holz in Luxemburg im Jahr 2003

	Holz in 1000m^3
Produktion	254,1
Import	1475,3
Export	218,5

Quelle: Administration des Eaux et Forêts

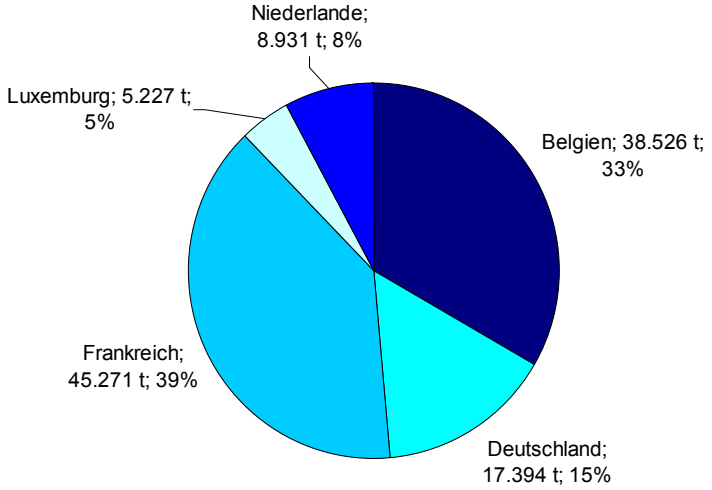
In Summe werden in der nationalen Statistik 115.349 Tonnen transportiertes (!) Alt- und Restholz deklariert. Diese Masse setzt sich aus unterschiedlichen Fraktionen mit unterschiedlichen stofflichen und energetischen Merkmalen zusammen. Die Statistik weist einen momentanen Einsatz des Alt- und Restholzes aus, wie dies in Abbildung 5-12 dargestellt ist. Der größte Anteil von 41% entfällt dabei auf die stoffliche Nutzung. Die Verwendung als Mulch mit 29% und die energetische Nutzung mit 24% sind weitere wesentliche Bereiche.

Der größte Anteil des luxemburger Alt- und Restholzes wird zurzeit jedoch in den Nachbarländern Luxemburgs genutzt, wie dies in Abbildung 5-13 dargestellt ist. Hauptabnehmer sind in diesem Zusammenhang Frankreich mit 39% und Belgien mit 33%. Luxemburg selbst nutzt nur 5% seines Alt- und Restholzes.



Quelle: Administration de l´environnement

Abbildung 5-12: Verwendungskategorien von Alt- und Restholz aus Luxemburg



Quelle: Administration de l´environnement

Abbildung 5-13: Verteilung der Nutzungsorte von luxemburgischem Alt- und Restholz

Ein weiters Aufkommen von Alt- und Restholz betrifft innerbetriebliche Abläufe. Der Holzwerkstoffproduzent Kronospan verfügt über Anlagen zur innerbetrieblichen Wärmeproduktion aus Alt- und Restholz im Umfang von 28 MW thermisch. Einer Abschätzung zu Folge, wurde alleine an diesem einen Standort im Jahr 2005 eine

Alt- und Restholzmenge von 200 GWh umgesetzt. Weitere Anlagen zur innerbetrieblichen energetischen Nutzung von Alt- und Restholz sind nicht bekannt, wobei deutlich kleinere Anlagen, beispielsweise in Schreinereibetrieben, nicht ausgeschlossen werden können.

Zur Abschätzung des theoretischen energetischen Potenzials aus Alt- und Restholz wird die gesamte ausgewiesene transportierte Holzmasse von 115.349 Tonnen berücksichtigt, auch wenn einzelne Fraktionen selbst für eine energetische Nutzung mindere Qualität aufweisen. Dieser Umstand wird durch die Annahme eines tendenziell geringen Heizwertes von 3,5 kWh/kg berücksichtig, welcher etwa für Holz mit einem Wassergehalt von 30% anzusetzen ist. Weiters wird die oben beschriebene Nutzung von Alt- und Restholz der Firma Kronospan berücksichtigt. Die Kalkulation ergibt ein theoretisches energetisches Potenzial aus Alt- und Restholz von 604 GWh/a.

Technisches Potenzial Alt- und Restholz

Wie im Zuge der Berechnung des theoretischen Potenzials aus Alt- und Restholz ausgewiesen, beträgt das jährliche Aufkommen in diesem Bereich in Luxemburg ca. 115.000 t. Ein Anteil von ca. 33.000 t von diesem Gesamtaufkommen wird zurzeit einer stofflichen Nutzung als Mulch zugeführt. Im Sinne der Abschätzung eines technischen Potenzials wird von der energetischen Verwertung dieser Fraktion Abstand genommen, da die Verbrennung bzw. die Aufbereitung für die Verbrennung samt nachgelagerter Abgasreinigung ein großes technisch-wirtschaftliches Hemmnis darstellt. Vom verbleibenden Massenpotential werden weitere 10% für umwelttechnisch problematische und somit aus technisch-wirtschaftlicher Sicht nicht energetisch nutzbare Fraktionen (lackiertes oder sonderbehandeltes Holz) abgezogen. Da das verbleibende Aufkommen an Alt- und Restholz einer Sammellogistik und einer inländischen energetischen Nutzung in Luxemburg zugänglich ist, wird die verbleibende Masse an Alt- und Restholz von ca. 74.000 t dem technischen Potenzial zugerechnet. Der Energiegehalt des verbleibenden Alt- und Restholzes wird in Hinblick auf den Zustand dieses Rohstoffes weiterhin vorsichtig mit 3,8 kWh/kg bewertet. Diese Annahmen führen in der Folge unter der Berücksichtigung der Firma Kronospan zu einem technischen energetischen Potenzial aus Alt- und Restholz von 481 GWh.

Realisierbares Potenzial Alt- und Restholz

Die Abschätzung des technischen Potenzials aus Alt- und Restholz hat einen Wert von 481 GWh ergeben. Berücksichtigt wurden dabei alle aus technischer Sicht thermisch nutzbaren Alt- und Restholzfraktionen unter der Annahme, dass die

Sammel- und Logistikinfrastruktur eine Nutzung in zentralen Anlagen ermöglicht. Das energetische technische Potenzial entspricht einer hypothetisch installierten thermischen Brennstoffdauerleistung von 55 MW. Diese Leistung könnte in der Praxis in ein bis drei großen Holz-KWK-Anlagen installiert werden. Die zentralen Fragen sind in diesem Bereich durch die nötige Brennstofflogistik und durch den oder die Anlagenstandorte gegeben. Wie bei KWK-Anlagen im Allgemeinen stellt der Wärmeabsatz eine besondere Herausforderung im Zuge der Standortdiskussion dar. Das Potenzial als solches kann bei entsprechenden Bemühungen bis zum Jahr 2020 umgesetzt werden, das umsetzbare Potenzial aus Alt- und Restholz bis zum Jahr 2020 wird somit mit einem Wert von 481 GWh festgelegt.

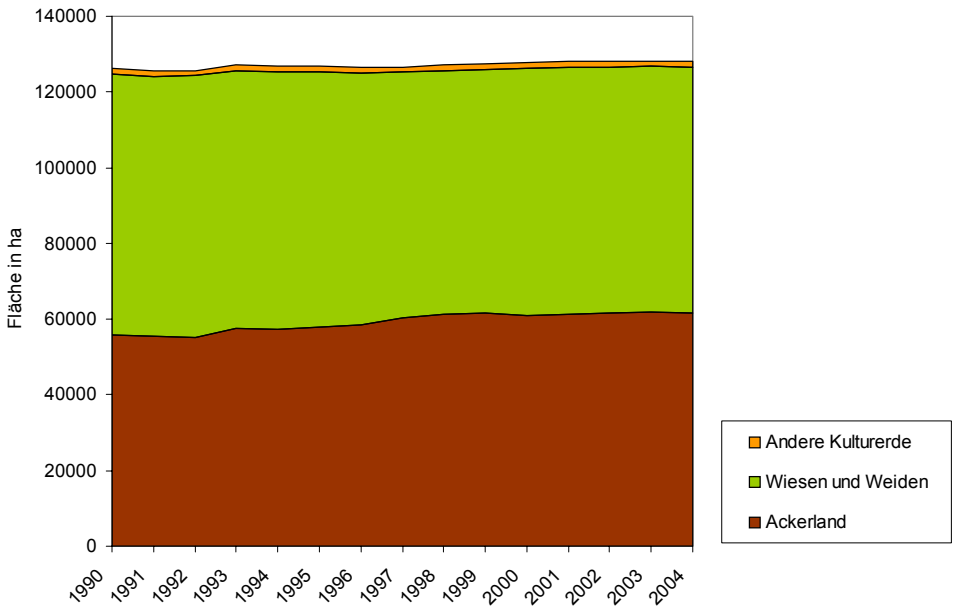
Das entsprechende realisierbare Potenzial bis 2010 ist davon abhängig, ob es gelingt, ein entsprechendes Projekt vor 2010 in Betrieb zu nehmen. Ein konkretes Projekt der Firma Kronospan in Kooperation mit Luxenergie wurde bereits diskutiert, jedoch wegen administrativer Barrieren (Genehmigungsprozedur mit Einbeziehung der Öffentlichkeit) nicht weiter verfolgt. Es soll jedoch trotzdem angenommen werden, dass ein über die bereits vorhandene Nutzung hinausgehendes moderates KWK-Projekt mit einer thermischen Brennstoffleistung von 10MW bis zum Jahr 2010 umgesetzt werden kann. Unter der Berücksichtigung einer Volllaststundenzahl von 7000 Stunden für diese Anlage und der Berücksichtigung der bestehenden Nutzung ergibt dies ein realisierbares Potenzial aus Alt- und Restholz im Jahr 2010 von 270 GWh.

5.2.4 Potenziale im Bereich Energiepflanzen (ein- und mehrjährige)

Theoretisches Potenzial Energiepflanzen

Als Energiepflanzen werden an dieser Stelle alle Pflanzen gewertet, welche auf landwirtschaftlichen Flächen von landwirtschaftlichen Betrieben in Luxemburg produziert werden können. Typische Vertreter von Energiepflanzen, welche in Mitteleuropa produziert werden können sind Mais, Raps, Getreide, Sonnenblume, Zuckerrüben, Energiegräser (z.B. Sudangras, Chinaschilf) und Kurzumtriebswälder. Nach der Definition des gegenständlichen Kapitels sollen an dieser Stelle nur jene Energiepflanzen betrachtet werden, die einer thermischen Verwertung zugeführt werden. Entsprechende Pflanzen sind vor allem Energiegräser, Stroh bzw. Getreide und der Kurzumtriebswald. Die weiteren angeführten Pflanzen werden hauptsächlich in Vergasungsprozessen oder zur Herstellung von Biotreibstoffen genutzt und werden im Bereich der Potenziale flüssiger und gasförmiger Biomasse diskutiert.

Wie schon bei der Kalkulation des Energieholzpotentials werden bei der Berechnung des theoretischen Energiepflanzenpotentials zunächst keine stofflichen oder sonstigen Konkurrenzen berücksichtigt. Um die Kalkulation des theoretischen energetischen Potenzials zu ermöglichen, wird die theoretisch nutzbare Landfläche festgestellt. Im Jahr 2004 waren in Luxemburg 128.073 ha landwirtschaftliche Fläche verfügbar, wobei sich diese Fläche aus 61.538 ha Ackerland, 65.068 ha Wiesen und Weiden und 1.467 ha sonstigen landwirtschaftlichen Flächen zusammensetzt. Die historische Entwicklung dieser Flächen ist in Abbildung 5-14 dargestellt und zeigt im Zeitraum von 1990 bis 2004 eine geringe Verschiebung der Nutzung in Richtung Ackerland.



Quelle: Ministere de l´Agriculture, de la Viticulture et du Developpement rural

Abbildung 5-14: Entwicklung der Luxemburger Landwirtschaftsflächen;

Für die Ermittlung der theoretischen Potentiale an Energiepflanzen für die Bereiche feste, flüssige und gasförmige Energieträger wird angenommen, dass die gesamte landwirtschaftliche Fläche dem Energiepflanzenanbau gewidmet wird. Da auch im Bereich der theoretischen Potenziale diese Werte summierbar bleiben sollen, wird angenommen, dass die Landwirtschaftsfläche zu gleichen Teilen auf die genannten Energieträgerbereiche aufgeteilt wird. Die Gesamtfläche steht somit zu je einem Drittel der Produktion von festen (zur thermischen Verwertung vorgesehenen), von flüssigen (hauptsächlich für den Verkehrsbereich vorgesehenen) und von gasförmigen Energieträgern zur Verfügung. Dies sind pro Bereich 42.691 ha.

Für die thermische Verwertung, welche hier zur Diskussion steht, werden die ertragreichsten Energiepflanzen vorgesehen, wobei wiederum zu je einem Drittel der Fläche, also auf jeweils 14.230 ha, Kurzumtriebswald (12 t TS/(ha*a)), Energiegras (15 t TS/(ha*a)) und Getreide (12,3 t TS/(ha*a)), angebaut werden soll.

Die Kalkulation ergibt eine jährliche Ausbeute von ca. 559.252 Tonnen Trockensubstanz Energiepflanzen. Unter der Berücksichtigung eines mittleren Heizwertes von 5,17 kWh/kg TS errechnet sich in der Folge ein Gesamtheizwert der für die thermische Nutzung produzierten Energiepflanzen von 2.891 GWh pro Jahr.

Technisches Potenzial Energiepflanzen

Das Flächenpotenzial für die Produktion von Energiepflanzen für die thermische Nutzung wurde im Sinne des theoretischen Potenzials mit einem Drittel der gesamten landwirtschaftlichen Nutzfläche angenommen (die beiden anderen Drittel stehen im Sinne einer Summierbarkeit den flüssigen und gasförmigen Energieträgern zur Verfügung). Bei der Betrachtung des technischen Potenzials werden strukturelle Gegebenheiten dieser Flächen im Sinne einer Flächenkonkurrenz berücksichtigt. Da an dieser Stelle keine energiepolitische Strategie diskutiert werden soll, wird die verfügbare landwirtschaftliche Fläche in Luxemburg für alle weiteren Betrachtungen in Bezug auf technische Potenziale wie folgt aufgeteilt:

- Wiesen und Weiden bleiben der Viehzucht, vor allem der Rinderhaltung und auch in Hinblick auf eine Wahrung des landschaftlichen Erscheinungsbildes widmungsgemäß unverändert erhalten (dies ist der tiefgreifendste Einfluss auf die Höhe des technischen Potenzials).
- Das nutzbare Ackerland wird (für die Bereiche feste, flüssige und gasförmige Energieträger gemeinsam) um 2.300 ha reduziert. Diese Fläche wird zur Erhaltung der Biodiversität (Programme national de la protection de la nature) nicht bewirtschaftet.

Der bereits bei der Abschätzung des theoretischen Potenzials angewandte Mix an Energiepflanzen soll auch bei der Kalkulation des technischen Potenzials beibehalten werden. Demnach werden auf je einem Drittel der Fläche Kurzumtriebswald, Energiegras und Getreide angebaut. Der energetische Gesamtertrag aus den beschriebenen Produktionslinien beträgt 1.422 GWh/a.

Technisches Entwicklungspotenzial Energiepflanzen

Die Produktion von Energiepflanzen für die thermische Verwertung baut einerseits auf traditionelle Nutzungsformen (z.B. Strohnutzung in Nahwärmeanlagen) auf und tendiert andererseits zu besonders ertragreichen Pflanzenarten, deren gesamtökologische Auswirkungen bei einem großtechnischen Einsatz Gegenstand aktueller

Forschung und Entwicklung sind. In diesem Bereich ist auch die Frage einer energetisch günstigen Gesamtlösung für das Anforderungsprofil der Energiedienstleistungsnachfrage interessant, das heißt, mit welchen Pflanzen auf welchen Flächen zukünftig welche Art von Sekundärenergieträger (fest, flüssig, gasförmig) produziert werden sollen. Die Behandlung dieser Thematik geht deutlich über den Rahmen der vorliegenden Studie hinaus.

Realisierbares Potenzial aus Energiepflanzen für die thermische Verwertung

Das technische Potenzial aus Energiepflanzen wurde zu 1.422 GWh/a berechnet. Wird die bestehende Flächenkonkurrenz zu nicht energetischen Produkten (vor allem Nahrungsmittelproduktion) außer Acht gelassen, und werden die produzierten Energiepflanzen auf dem Markt nachgefragt, so könnte dieses Potenzial relativ kurzfristig umgesetzt werden. In der Praxis sind diese Randbedingungen aber auch die größten hemmenden Faktoren. Einerseits wird ein Landwirt jene Pflanzen produzieren, bei denen er den größten ökonomischen Anreiz hat (unter Berücksichtigung aller verfügbaren Optionen zur Förderung), andererseits ist ein solcher Anreiz nur in einem real existierenden Markt denkbar (sofern dieser nicht zur Gänze aus Subventionen bestehen soll) der im Falle der Energiepflanzen für die thermische Verwertung in Luxemburg (noch) nicht existiert.

Da Energiepflanzen für die thermische Verwertung auch in Konkurrenz zu den anderen biogenen Energieträgern für die thermische Verwertung (also z.B. Energieholz oder Alt- und Restholz) stehen, beeinflusst aus marktwirtschaftlicher Sicht das jeweilige Preisniveau auch den nachgefragten Brennstoffmix.

Weitere hemmende Faktoren für eine intensive Produktion von Energiepflanzen sind das Bestreben landwirtschaftliche Stilllegungsflächen nicht wieder zu bewirtschaften bzw. auch die Extensivierung der Produktion an sich. In diesem Zusammenhang ist die Frage der gesamtenergetischen Bewertung von Energiepflanzen im konkreten Fall zu prüfen, da hohe Erträge oftmals nur unter massivem Einsatz von Dünge- und Pflanzenschutzmittel zu Stande kommen, welche ihrerseits wieder einen hohen Energieaufwand verursachen.

Aus der Sicht des Natur- und Umweltschutzes muss der Einfluss des Energiepflanzenanbaus sowie der Landwirtschaft im Allgemeinen auch auf die Qualität der Wasservorräte, die Bodenqualität und die Biodiversität Rücksicht nehmen, was zusätzliche Restriktionen mit sich bringt.

In Hinblick auf die Bestrebungen und Zielsetzungen der luxemburgischen Landwirtschaft und des Umweltschutzes wird deshalb das Flächenpotential zur Produktion von Energiepflanzen mit 20 % der im technischen Potenzial enthaltenen Flä-

che angenommen. Diese 20% sollen bis zum Jahr 2020 erschlossen werden. Im Hinblick auf den Umstand, dass im Status quo (Basis 2005) keine Energiepflanzenproduktion für die thermische Verwertung ausgewiesen ist, wird das realisierbare Potenzial bis zum Jahr 2010 auf der Basis 5% der nutzbaren Fläche berechnet.

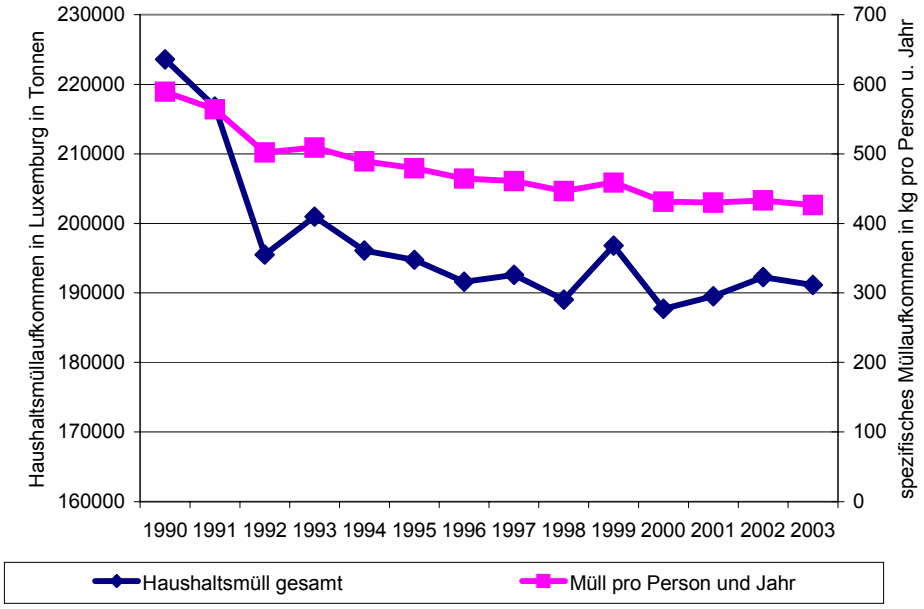
Die getätigten Annahmen und Berechnungen führen in der Folge zu einem Potenzial aus Energiepflanzen für die thermische Verwertung für das Jahr 2010 von 71 GWh und für das Jahr 2020 von 284 GWh.

5.2.5 Potenziale im Bereich biogener Müllanteil für die thermische Verwertung

Theoretisches Potenzial Müllanteil

Ein weiteres theoretisches energetisches Potenzial, welches dem Bereich fester biogener Energieträger zugerechnet werden kann, ist durch das Luxemburger Müllaufkommen gegeben. Die Erfahrungen aus der bestehenden Müllverbrennung in Luxemburg durch SIDOR weisen einen biogenen Anteil in der zur thermischen Verwertung herangezogenen Müllfraktion von 36,78% aus. Dieser Wert wird in der Folge auch für alle weitern Berechnungen des biogenen Anteils im luxemburgischen Müll herangezogen, zumal sich der genannte Wert auch mit internationalen Erfahrungen deckt.

Die zur Berechung des theoretischen Potenzials betrachteten Müllfraktionen sind der Haushaltsmüll und der gewerbliche Müll. Die historische Entwicklung des Haushaltsmüllaufkommens in Luxemburg im Zeitraum von 1990 bis 2003 ist in Abbildung 5-15 dargestellt. Sowohl das absolute als auch das relative Müllaufkommen je Einwohner ist im Betrachtungszeitraum gesunken, wobei in den letzten Jahren das relative Aufkommen konstant ist und das absolute Müllaufkommen durch die wachsende Einwohnerzahl wieder einen leichten Aufwärtstrend zeigt.



Quelle: Administration de l'Environnement

Abbildung 5-15: Entwicklung des Luxemburger Haushaltsmüllaufkommens

Der Status quo der Luxemburger Müllverbrennung im Jahr 2005 lag nach Angaben von Sidor bei 125.000 t verbranntem Müll. Unter Berücksichtigung des oben angeführten biogenen Anteils und einem spezifischen Heizwert von 2,5 kWh/kg Müll ergibt sich ein Heizwert der biogenen Müllfraktion von 115 GWh.

Im Jahr 2001, welches als Referenzjahr für die weitere Berechnung herangezogen wird, da auch die Messung des biogenen Anteils in diesem Jahr durchgeführt wurde und das Müllaufkommen auch für die späteren Jahre repräsentativ ist (siehe auch Abbildung 5-15), konnte ein Müllaufkommen von 189.520 Tonnen registriert werden. Diese Masse beinhaltet das gesamte Haushaltsmüllaufkommen (Restmüll und Sperrmüll) und das gesamte Gewerbemüllaufkommen. Das genannte Müllaufkommen entspricht einem Pro-Kopf Aufkommen von 430 kg pro Jahr. Die Summe der prinzipiell energetisch verwertbaren Abfälle beläuft sich somit auf 189.520 Tonnen. Der mittlere spezifische Energieinhalt des momentan in Luxemburg der thermischen Verwertung zugeführten Mülls bewegt sich nach Auskunft von Sidor in einem Bereich von 10-12 MJ/kg, das sind 2,8-3,3 kWh/kg (unterer Heizwert). Für die weiteren Berechnungen wird angenommen, dass durch einen Einsatz von zusätzlichem Müll auch energetisch minderwertigere Fraktionen in den Verbrennungsprozess gelangen wodurch der mittlere spezifische Energieinhalt des Mülls tendenziell sinkt. Es wird deshalb in einem konservativen Ansatz generell ein spezifischer Energieinhalt von 2,5 kWh/kg (unterer Heizwert) angenommen, welcher sich auch mit internationalen Erfahrungen deckt.

Aus den getätigten Annahmen ergibt sich ein theoretisches energetisches Gesamtpotential aus Müll (erneuerbare plus nicht erneuerbare Fraktionen) von 474 GWh/a bzw. ein erneuerbares Potenzial von 174 GWh/a. Dieser energetische Ertrag steht prinzipiell als theoretisches Potenzial zur Verfügung. Je nach Strategie der Verwertung kann ein Anteil dieser Energie zur Stromerzeugung mittels KWK herangezogen werden. Der Stromanteil ist hierbei von den jeweiligen Verstromungswirkungsgraden abhängig.

Technisches Potenzial Müllanteil

Die Berechnung des theoretischen Potenzials aus der Müllverbrennung in Luxemburg basierte auf einem jährlichen Müllaufkommen (Haushalts- und Gewerbemüll) von ca. 189.520 t. Weiters wurde angenommen, dass der biogene Anteil des Mülls 36,78% und der mittlere Heizwert 2,5 kWh/kg beträgt.

Prinzipiell wird das gesamte Müllaufkommen Luxemburgs der bestehenden Entsorgungsinfrastruktur zugeführt, wobei eine Vorselektion durch Mülltrennung und eine Sortierung vor der allfälligen Deponierung erfolgt. Das heißt, dass aus technischer Sicht eine thermische Entsorgung möglich ist, wobei die zentralen Fragen im Bereich des Standortes entsprechender Verbrennungsanlagen und im Bereich der nachfrageseitigen Wärmeabnahme zu sehen sind. Da diese Restriktionen jedoch im Zusammenhang mit den realisierbaren Potenzialen thematisiert werden, wird das theoretische Potenzial aus der thermischen Müllverwertung für das technische Potenzial übernommen. Die tendenziell geringere Energiedichte des aktuell noch nicht thermisch genutzten Mülls wurde bereits durch die Wahl eines konservativen spezifischen unteren Heizwertes berücksichtigt. Das technische erneuerbare energetische Potenzial aus der thermischen Müllverwertung beträgt somit 174 GWh/a.

Realisierbares Potenzial Müllanteil

Die Abschätzung des technischen Potenzials aus der thermischen Müllverwertung ergab 174 GWh/a. Aus technischer Sicht entspricht dieses energetische Potenzial einer installierten thermischen Brennstoffdauerleistung von 20 MW. Diese Anlagengröße kann in der Praxis in ein bis drei KWK-Anlagen untergebracht werden. Hierbei sind die Brennstofflogistik, die Anlagenstandorte und die damit verknüpfte Wärmeabnahme von zentraler Bedeutung. Da für den Müll als Rohstoff in Luxemburg bereits eine funktionierende Sammellogistik existiert und die Müllverbrennung in Luxemburg als Technologie bereits etabliert ist, könnte prinzipiell das gesamte technische Potenzial im Zeitraum bis 2020 umgesetzt werden. Da jedoch durch die Organisation SIGRE Mülldeponierung auf der SIGRE Deponie stattfindet, und dies voraussichtlich über den Zeitraum bis 2020 hinaus durchgeführt wird, muss bei

einer realistischen Betrachtung der deponierte Müllanteil vom Gesamtmüllaufkommen abgezogen werden. Die von SIGRE pro Jahr deponierte mittlere Abfallmenge beträgt 25.000 Tonnen. Diese Menge wird im Weiteren zur Kalkulation verwendet.

Die Kalkulation ergibt unter Berücksichtigung des SIGRE-Einflusses ein realisierbares energetisches Potenzial aus dem biogenen Müllanteil bis zum Jahr 2020 von 151 GWh/a. Diese Zahl ist jedoch nur unter der Randbedingung gültig, dass es gelingt, in diesem Zeitraum auch die Wärme aus den KWK zu nutzen.

Die SIDOR führt zurzeit Müllverbrennung (biogener Anteil) in einem energetischen Umfang von 115 GWh/a durch. Dies ist ein namhafter Anteil des Gesamtpotenzials, wobei zurzeit nur ein kleiner energetischer Anteil in Form von elektrischem Strom (20,7 GWh im Jahr 2004) auch tatsächlich genutzt wird und der größere Teil der thermischen Energie als Abwärme ungenutzt verloren geht. Der elektrische Wirkungsgrad der Verstromung der SIDOR-Müllverbrennungsanlage liegt nach Angaben von SIDOR bei ca. 17% bis 19%. Die Modernisierung der SIDOR-Verbrennungsanlage ist in Planung und soll bis 2008 abgeschlossen sein. Nach dem aktuellen Planungsstand soll die Kapazität der Anlage auf 150.000 t/a gehoben werden, eine neue Turbine von 14-17 MW_{el} installiert werden und die Wärme an ein Fernwärmenetz ausgekoppelt werden. Bei einem Abschluss der Arbeiten bis 2010 kann diese Kapazitätserweiterung auf einen Heizwert aus biogenem Müll von 138 GWh als entsprechendes realisierbares Potenzial ausgewiesen werden.

5.2.6 Potenziale im Bereich feste landwirtschaftliche Reststoffe

Theoretisches Potenzial feste landwirtschaftliche Reststoffe

Zur Abschätzung des Potenzials aus landwirtschaftlichen Reststoffen sind jene landwirtschaftlichen Flächen von Interesse, auf welchen Pflanzen produziert werden, deren Reste sich für eine thermische Verwertung eignen. Die thermische Verwertung fester landwirtschaftlicher Reststoffe ist international hauptsächlich durch die Verbrennung von Stroh in Heizwerken oder KWK-Anlagen charakterisiert.

In Luxemburg wurden im Jahr 2003 auf 28.908 ha Ackerfläche unterschiedliche Getreidesorten angebaut, bei deren Produktion zwangsläufig Stroh anfällt. Der Rohstoff Stroh wird dabei zurzeit in Luxemburg nicht energetisch genutzt. Eine stoffliche Nutzung des Rohstoffs erfolgt im Zuge der Tierhaltung (Schweine- und Rindermast) als Einstreu. Die weiteren in Luxemburg angebauten Feldfrüchte enthalten kein nennenswertes Potenzial an thermisch verwertbaren landwirtschaftlichen Reststoffen, zumal entweder gar keine Reststoffe anfallen (zur Gänze ver-

wertete Futterpflanzen) oder es sich bei Reststoffen um einen Grünanteil handelt, der sich am ehesten als Fermentat im Zuge der Biogasproduktion eignen würde, welche hier jedoch nicht zur Diskussion steht.

Zur Abschätzung eines theoretischen Potenzials wird sämtliches in Luxemburg anfallendes Stroh herangezogen. Dabei wird angenommen, dass ein Strohertrag von 5,5 t TS/ha vorliegt. Der mittlere Energieinhalt pro kg TS wird mit 5,17 kWh angenommen. Diese Annahmen führen zu einem theoretischen Potenzial an thermisch verwertbaren landwirtschaftlichen Reststoffen mit einem Heizwert von 822 GWh.

Technisches Potenzial landwirtschaftliche Reststoffe

Prinzipiell steht einer Nutzung des theoretischen Potenzials aus technischer Sicht nichts im Wege, zumal der Rohstoff Stroh im Zuge der landwirtschaftlichen Produktion auch heute gehandhabt werden muss. Mit einer entsprechenden Sammel- und Transportlogistik kann das gesamte verfügbare Strohpotenzial in Anlagen zur thermischen Nutzung eingebracht werden. Auch die Anlagen zur Strohverbrennung selbst und die angeschlossenen Rauchgasreinigungsanlagen sind am internationalen Markt als Technologie verfügbar. Als Abschlag des zu Grunde liegenden Flächenpotenzials muss jedoch die bereits zur Energiepflanzenproduktion angesetzte Fläche von 20 % der Ackerfläche proportional berücksichtigt werden. Es ergibt sich dabei ein technisches Flächenpotenzial von 23.126 ha, was wiederum ein technisches energetisches Potenzial von 658 GWh repräsentiert.

Realisierbares Potenzial landwirtschaftliche Reststoffe

Das realisierbare Potenzial aus landwirtschaftlichen Reststoffen ist in der Praxis durch umwelttechnische Auflagen in Bezug auf die Rauchgasreinigung, der Akzeptanz in Bezug auf mögliche Anlagenstandorte, der Wärmeabsatzmöglichkeiten im Falle einer KWK-Anlage und nicht zuletzt aufgrund der Konkurrenz zur stofflichen Nutzung der Reststoffe in der Landwirtschaft selbst begrenzt. Die Brennstoffdauerleistung des technischen Potenzials entspricht einem Wert von ca. 94 MW. Dies bedeutet, dass der gesamte Brennstoff nach heutigem Anlagenstandard in einigen großen oder vielen kleineren Anlagen umgesetzt werden könnte.

Da die thermische Nutzung von Stroh in Luxemburg noch nicht etabliert ist, wird angenommen, dass bis zum Jahr 2010 eine erste Pilot- und Demonstrationsanlage kleineren Umfanges mit einer Brennstoffleistung von 2 MW umgesetzt werden kann. Für eine stärkere kurzfristige Diffusion werden vor allem die umwelttechnischen Aspekte als zentrales Hemmnis gesehen. Dies entspricht bei der Annahme von 7000 Volllaststunden einem jährlichen Gesamtheizwert von 14 GWh.

Für das Jahr 2020 wird angenommen, dass eine Gesamtleistung von Anlagen zur thermischen Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe im Umfang von 40 MW installiert werden kann. Das restliche technische Potenzial wird für die stoffliche Nutzung belassen. Bei der Annahme von ebenfalls 7000 Volllaststunden ergibt sich damit für das Jahr 2020 ein Gesamtheizwert von 280 GWh.

5.2.7 Potenziale im Bereich Klärschlammnutzung

Da es sich beim Potenzial im Bereich Klärschlammnutzung nicht um ein Potenzial Erneuerbarer Energie handelt, aber der ausdrückliche Wunsch seitens der luxemburgischen Auftraggeber bestand, diese Thematik mit zu behandeln, werden die entsprechenden Potenziale in der Folge dokumentiert. Die Potenzialwerte werden jedoch nicht gemeinsam mit den Potenzialen Erneuerbarer Energie dargestellt.

Theoretisches Potenzial Klärschlamm

Die in Luxemburg im Jahr 2004 produzierten Klärschlammmengen werden von der Umweltverwaltung im „Jahresbericht der klärschlammspezifischen Abfälle“ dokumentiert. Alle weiteren Angaben beziehen sich auf dieses Dokument.

Nach den Angaben der erfassten und ausgewerteten Kläranlagen werden ca. 8.027 t Trockensubstanz im Jahr 2004 an Klärschlamm produziert. Eine spezifische Auswertung bezogen auf die Einwohnerwerte ergibt Werte zwischen 2 und 55 kg TS/EW/a mit einem Mittelwert von ca. 13,5 kg TS/Einwohnerwert/Jahr und einem Medianwert von ca. 10,9 kg TS/Einwohnerwert/Jahr, wenn man die gesamte Eigenproduktion des Klärschlammes von 8.027 t im Jahr 2004 mit einem Anschlusswert von ca. 594.000 Einwohnern ins Verhältnis setzt. Auffällig ist, dass bei den größeren Kläranlagen ein relativ homogenes Bild der spezifischen Klärschlammproduktion mit Werten von ca. 12-20 kg TS/EW/a vorhanden ist.

Die größten Abweichungen nach unten sind bei kleineren Kläranlagen festzustellen. Dies beruht offensichtlich darauf, dass bei diesen Kläranlagen keine Schlammentwässerung vorhanden ist und der Klärschlamm häufig als Nassschlamm entweder ausgebracht oder auf andere Kläranlagen transportiert wird. Eine TS-Gehalt-Bestimmung wird nicht vorgenommen, der TS-Gehalt wurde in vielen Fällen abgeschätzt, so dass sich in der Statistik durch diese Abschätzung ein falsches Bild ergeben kann.

Nachdem die Werte der großen Kläranlagen jedoch plausibel sind, wird der Wert von 8.027 t TS im Jahr 2004 als Basis für die Berechnung des theoretischen Potenzials herangezogen. Der Heizwert von trockenem Klärschlamm entspricht weitestgehend jenem von Braunkohle und hängt von der stofflichen Zusammenset-

zung des Schlamms ab. Ist der Klärschlamm nicht absolut trocken, so reduziert sich der entsprechende Heizwert, da das enthaltene Wasser vor der eigentlichen Verbrennung verdampft werden muss. Eine positive Energietönung ist dabei ab einem TS-Gehalt von 30% gegeben. Es wird für die Kalkulation im Weiteren von der Verwendung eines absolut trockenen Klärschlamms ausgegangen und ein Heizwert für Klärschlamm von 3 kWh/kg angesetzt. Damit ergibt sich ein theoretisches energetisches Potenzial an Klärschlamm in Luxemburg von 24 GWh/a.

Technisches Potenzial Klärschlamm

Die in der Beschreibung des theoretischen Potenzials genannte jährliche Menge von 8.027 t TS an Klärschlamm fällt in den Kläranlagen Luxemburgs an. Das heißt, dass dieser Stoff in wenigen Anlagen zentral anfällt und auch vollständig für eine weitere Verwertung zur Verfügung steht. Prinzipiell kann der Klärschlamm ohne weitere Behandlung als Dünger in der Landwirtschaft eingesetzt werden. Hier liegt somit eine Konkurrenzsituation zu einer stofflichen Nutzung vor. Für die energetische Nutzung kommt in erster Linie die Verbrennung in Frage. International erfolgt die Klärschlammverbrennung in erster Linie in Form von Zuschlag des Klärschlamms zur Kohle in kalorischen Kohlekraftwerken oder beispielsweise als Brennstoffzuschlag bei der Zementherstellung oder allgemein in der Schwerindustrie. Um den Klärschlamm energetisch nutzen zu können, ist eine Trocknung des primären Schlamms erforderlich. Die Trocknung wird dabei meist mehrstufig vollzogen, wobei einer mechanischen Pressung eine weitere Trocknung über z.B. solare Trocknungsanlagen erfolgt.

Wird die stoffliche Konkurrenzsituation außer Acht gelassen, so kann das technische energetische Potenzial an Klärschlamm in der Höhe des theoretischen Potenzials angegeben werden, also mit 24 GWh/a.

Realisierbares Potenzial Klärschlamm

Klärschlamm wird in einem luxemburgischen Zementwerk bereits als Zuschlagsstoff bei der Feuerung eingesetzt. Der Klärschlammstaub substituiert dabei Kohlestaub als Energieträger. Die Möglichkeit der Zufeuerung (in der internationalen Literatur werden hierbei Standardwerte um 5 % der Gesamtbrennstoffmasse genannt) stellt sicherlich die wirtschaftlichste Lösung der Verwendung von Klärschlamm dar. Natürlich ist auch die Verbrennung in eigenen Verbrennungsanlagen möglich, welche ausschließlich mit Klärschlamm befeuert werden.

Aus Gründen des geringen Umfanges des technischen Potenzials an Klärschlamm kann davon ausgegangen werden, dass eine 100%ige Verwertung dieses Rohstoffs bis zum Jahr 2020 prinzipiell möglich ist. Das realisierbare energetische Po-

tenzial aus Klärschlamm im Jahr 2020 beträgt somit 24 GWh. Welcher Anteil davon bis zum Jahr 2010 umgesetzt werden kann, hängt im Wesentlichen von der nationalen Bewertung des Klärschlammes ab. Dieser kann als Wertstoff in Form von Dünger für die Landwirtschaft ebenso gesehen werden wie als zu entsorgender Abfall, welcher Entsorgungskosten verursacht. Die energetische Verwertbarkeit hängt, wie bereits oben angemerkt, vom Grad der Trocknung des Klärschlamms ab, was jedoch wieder mit Trocknungskosten einhergeht. Es wird somit auch in Hinblick auf die bereits etablierte energetische Anwendung von einem realisierbaren energetischen Potenzial aus Klärschlamm im Jahr 2010 in der Höhe von 12 GWh/a ausgegangen.

5.2.8 Zusammenfassung Potenziale fester biogener Energieträger

Die Ergebnisse aus der Potenzialberechnung bezüglich fester biogener Energieträger sind in Tabelle 5-13 zusammengefasst. Untersucht wurden die Bereiche

- Energieholz
- Alt- und Restholz
- Energiepflanzen
- Biogener Müllanteil
- Feste landwirtschaftliche Reststoffe

Der Status quo im Jahr 2005 weist eine Nutzung der genannten Ressourcen im Umfang von 379 GWh aus. Bis zum Jahr 2010 scheint ein Potenzial von insgesamt 610 GWh realisierbar. Eine deutliche Steigerung auf 1.713 GWh wird für das Jahr 2020 für realisierbar eingeschätzt. Das technische Potenzial, welches aus technisch-strukturellen Restriktionen resultiert, wird mit einem Wert von 4.872 GWh berechnet. Die bloße Berücksichtigung physikalisch-struktureller Randbedingungen führt zu einem theoretischen Potenzial von 7.027 GWh.

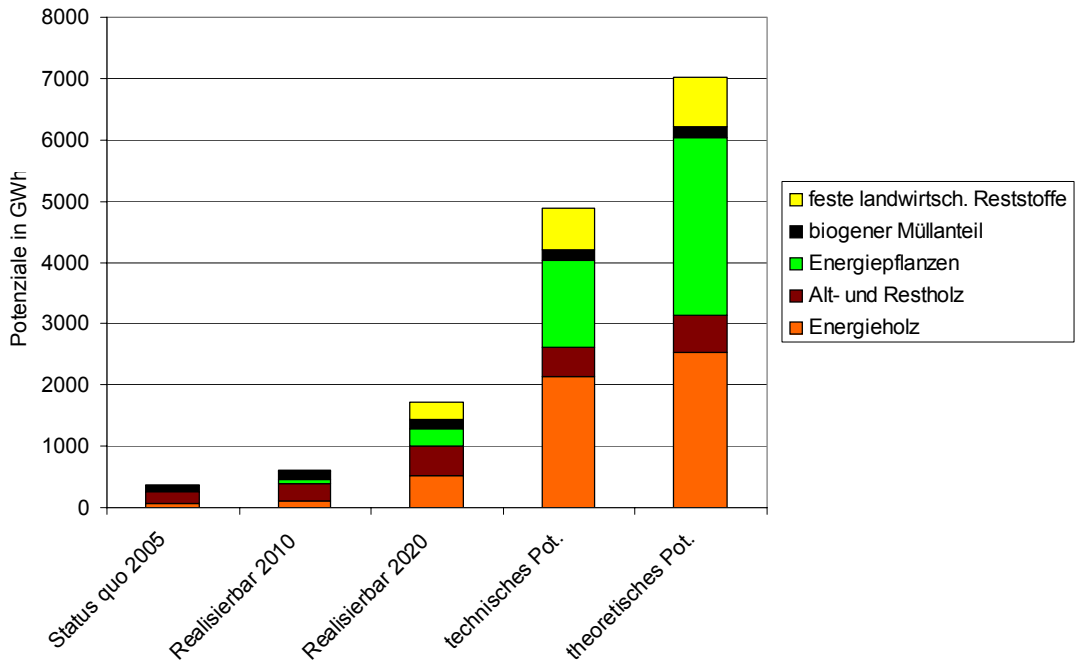
Tabelle 5-13: Zusammenfassung der Ergebnisse bezüglich fester biogener Energieträger

	Potenziale (Angaben in GWh)				
	Status quo 2005	Realisierbar 2010	Realisierbar 2020	technisches Potenzial	theoretisches Potenzial
Energieholz	64	117	517	2.137	2.536
Alt- und Restholz	200	270	481	481	604
Energiepflanzen	0	71	284	1.422	2.891
biogener Müllanteil	115	138	151	174	174
feste landwirtsch. Reststoffe	0	14	280	658	822
Summen	379	610	1.713	4.872	7.027

Quelle: eigene Berechnungen

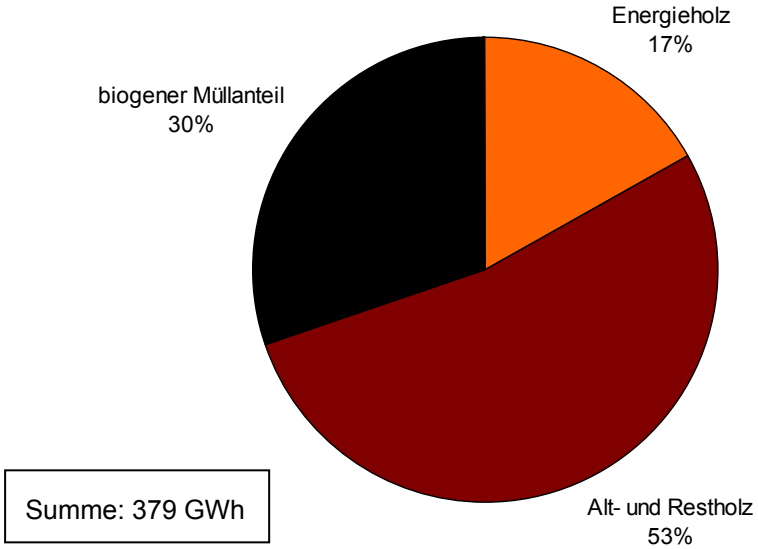
Wie in Abbildung 5-16 ersichtlich wird, unterscheiden sich die Schwerpunkte der aktuellen Nutzung von festen biogenen Energieträgern und die großen Potenziale der Zukunft strukturell voneinander. Stehen im Jahr 2005 vor allem die Nutzung von Alt- u. Restholz sowie die Nutzung des biogenen Müllanteils im Vordergrund, so liegen die großen Zukunftspotenziale vor allem im Bereich des Energieholzes und der Energiepflanzen.

Abbildung 5-17 bis Abbildung 5-19 veranschaulichen die Strukturen des Status quo im Jahr 2005 sowie der Potenziale 2010 und 2020. Zu beobachten ist neben dem Anstieg des aggregierten Potenzials eine zunehmende Diversifikation in Bezug auf die eingesetzten Energieträger.



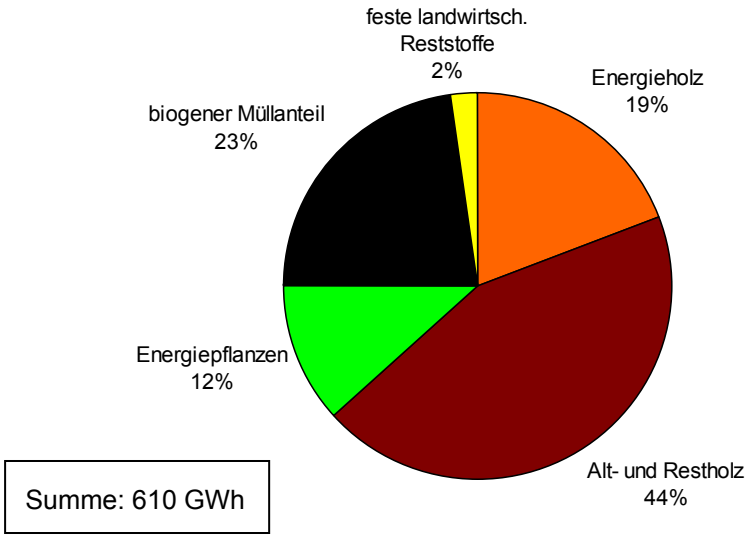
Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 5-16: Darstellung der Potenzialkategorien nach Rohstofftypen



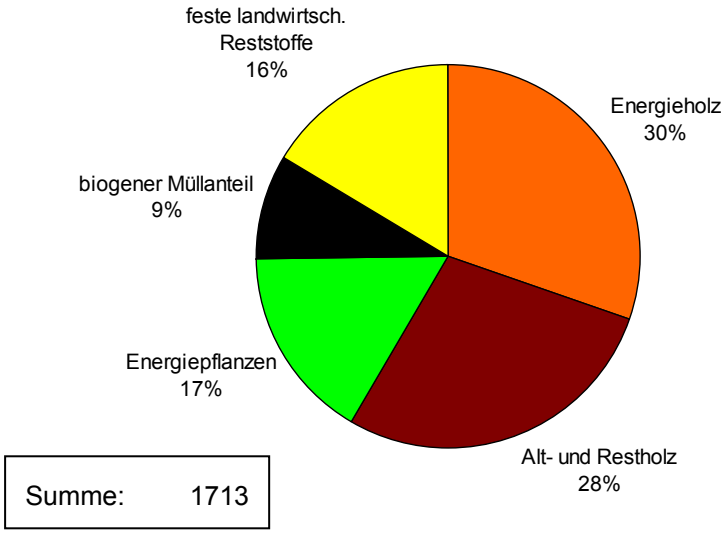
Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 5-17: Darstellung des Status quo im Jahr 2005



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 5-18 Abbildung 5.2.18: Darstellung des realisierbaren Potenzials bis zum Jahr 2010



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 5-19: Darstellung des realisierbaren Potenzials bis zum Jahr 2020

5.2.9 Kosten der Bereitstellung und Nutzung fester biogener Energieträger

Die Kosten der Bereitstellung fester biogener Energieträger sind ein wesentlicher Einflussfaktor in Bezug auf die heute gegebene und zukünftige Nutzung dieser Ressourcen. Mögliche erzielbare Preise von Rohstoffen bzw. auch die Wirtschaftlichkeit von entsprechenden Projekten sind auch vom Preisniveau der fossilen Energieträger abhängig. Da auch in Zukunft mit einem Anstieg der Preise im fossilen Bereich gerechnet werden muss, begünstigt dieser Trend in Zukunft tendenziell die Wirtschaftlichkeitsaspekte von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Ressourcen.

Die Preise der Energieträger werden in jedem Fall durch die geografische Größe Luxemburgs und dem freien Handel vom internationalen Markt stark beeinflusst. Jeder Energiekonsument hat die Möglichkeit, entsprechende Energieträger vom benachbarten Ausland zu beziehen. Es wird im Folgenden versucht, Kosten für die oben diskutierten Energieträger anzugeben:

Energieholz

Nach Aussagen des Ingenieurbüros EFOR und der Vereinung der privaten Waldbesitzer Luxemburgs GSL ist die kleinste Handelseinheit Energieholz bzw. Industrieholz 300 fm. Beim Verkauf des Holzes auf dem Stock ist mit Kosten von 5 Euro pro fm Holz zu rechnen. Hinzu kommen die Kosten der Holzbringung. Die Kosten von Schnittware bewegen sich zwischen 15 Euro und 18 Euro pro fm. Bei geliefertem Industrieholz bzw. Energieholz muss mit Kosten von 25 Euro bis 26 Euro pro Tonne gerechnet werden. Energieholz bzw. Industrieholz werden von der Papier- und Spanplattenindustrie nachgefragt. Der Preis setzt sich aus dem Holzwert von 5 Euro/fm und den Bereitstellungskosten von 20 EUR/fm zusammen. Die Bereitstellungskosten sind dabei wegen höherer Lohnkosten in Luxemburg höher als in den Nachbarländern. Der Holzwert für Schnittholz beträgt 12-18 Euro/fm).

Nach einer Auskunft der Administration des Eaux et Forêts (2006) lag der Durchschnittspreis für Industrieholz im Jahr 2004 bei 21,36 Euro/m^3. Der Gestehungspreis für Holzhackschnitzel aus Waldfrischholz liegt bei etwa 20-22 Euro/Srm (Kosten für Häckseln, Transport zum Zwischenlager, Transport zum Bunker)

Das Forstrestholz, welches beispielsweise nach einem Kahlschlag vor Ort verbleibt, kann in der Regel nicht abgesetzt werden. Es stünde quasi zu minimalen Rohstoffkosten vor Ort zur Verfügung.

Für die Situation in Österreich können sehr detaillierte Angaben über einzelne Kostenträger der Holzbereitstellung gemacht werden. Jonas et al. (2005) geben einen

detaillierten Überblick, der in Tabelle 5-14 zusammengefasst ist. Die Kostensituation ist vor allem im Bereich der Lohnkosten nur bedingt auf die luxemburger Verhältnisse übertragbar und muss gegebenenfalls entsprechend angepasst werden. Die Erzeugungskosten werden von zahlreichen Faktoren beeinflusst, wie Durchmesser der Hölzer, Hart- oder Weichholz, verwendete Maschinen usw. In diesem Sinne zeigt Tabelle 5-14 ungefähre Kosten für die Brennholzerzeugung. Der für die Berechnung verwendete Lohnansatz beträgt 8 bis 10 Euro pro Stunde ohne Umsatzsteuer. Grundsätzlich ergibt sich ein Kostenvorteil für Hartholz gegenüber Weichholz, da bei relativ gleichen Erzeugungskosten Hartholz auf Grund der höheren Energiedichte einen höheren Erlös erzielt. Zusätzlich zu den in Tabelle 5-14 dokumentierten Kosten müssen noch die Lagerkosten (zweijährige Verzinsung) und der allfällige Transport zum Kunden in Rechnung gestellt werden.

Tabelle 5-14: Kosten der Brennholzerzeugung in Österreich

	Leistung rm/h	**Maschinenkosten Euro/rm**	**Lohnkosten Euro/rm**	**Gesamtkosten Euro/rm**
Schlägern	2,5-3,5	2-1,4	4-2,9	4,3-6
Rücken	6,5	5,8	1,5	7,3
Ablängen	5-7	1-0,7	2-1,4	2,1-3
Spalten, Stoß aufrichten	3-5	5,8-3,5	8-4,8	8,3-13,8
Erzeugung 1-Meter-Scheiter (exkl. Ust)				22-30,1
Stückholz schneiden	3,5-5	0,6-0,4	4,5-3,2	3,6-5,1
Ofenfertiges Holz (exkl. Ust)				25,6-35,2

Quelle: Jonas et al. (2005)

Jonas et al. (2005) geben weiters für die Waldhackgutgewinnung im Zuge einer Erstdurchforstung im Fichtenwald in Österreich Erzeugungskosten von 14,85 Euro/Srm an, wobei in diesen Kosten auch Transportkosten vom Ort der Durchforstung zum Hacker von 30 km enthalten sind.

Alt- und Restholz

Die Kosten des Alt- und Restholzes sind weitestgehend durch die konkurrenzierende stoffliche Nutzung definiert. Im Prinzip handelt es sich um zu entsorgende Abfälle, welche jedoch im Sinne eines Wertstoffes keine negativen Kosten aufweisen müssen. Informationen über aktuelle Preise, welche zurzeit für großteils exportiertes luxemburgisches Alt- und Restholz bezahlt werden stehen nicht zur Verfügung.

Energiepflanzen

Die Kosten für die Anlage von Kurzumtriebsflächen werden hauptsächlich vom

Pflanzverband und vom Pflanzverfahren bestimmt. Bei durchschnittlichen Stecklingspreisen ergeben sich Anlagenkosten von ca. 1500 bis 3000 Euro/ha. Die Umtriebszeiten liegen je nach Pflanzenart zwischen minimal 2 Jahren (Minimum für Weide) und 12 Jahren (Erle) und auch mehr (Robinie). Es kann dabei mit einer jährlichen Ernte von 10 bis 15 t Trockensubstanz pro ha gerechnet werden.

Die Nutzung von Energiepflanzen für die thermische Verwertung ist zurzeit in der Erprobungsphase bzw. Gegenstand von Forschung und Entwicklung. Die Kosten einer ausgedehnten großtechnischen Anwendung und Produktion in der Praxis sind deshalb noch nicht exakt zu beziffern.

Müllverwertung

Im Bereich der thermischen Müllverwertung ist die Kostenfrage an den Blickwinkel der Betrachtung gebunden. Negative Kosten der Nutzung treten auf, wenn der Müll als zu entsorgender Reststoff des gesellschaftlichen Stoffwechsels gesehen wird und die Kosten einer alternativen Entsorgung (z.B. einer Deponierung) betrachtet werden. Andererseits kann Müll auch als Wertstoff im Sinne eines Energieträgers gesehen werden, wobei die Möglichkeiten der energetischen Verwertung durch z.B. Akzeptanzfragen von Anlagenstandorten beschränkt sind. Die Kosten des Rohstoffes Müll können vor diesem Hintergrund auch als neutral bewertet werden.

Kosten der Umwandlungstechnologien fester biogener Energieträger

Die für Luxemburg relevanten Umwandlungstechnologien fester biogener Energieträger sind Pelletskessel, Hackschnitzelkessel und Scheitholzkessel. Mittlere Investitionskosten der Kessel (inklusive allfälliger Brennstofftransportmechanismen und Installation des Kessels, exklusive baulicher Einrichtungen wie Lagerräume) sind in Abhängigkeit von der installierten Leistung in den folgenden Tabelle 5-15 bis Tabelle 5-18 dokumentiert.

Tabelle 5-15: Mittlere Investitionskosten für Pelletskessel mit manueller Brennstoffzufuhr (Tages- bis Wochenspeicher)

Nennleistung in kW	Mittlerer Jahresnutzungsgrad	Mittlere Kosten in Euro
10	0,8	8.400
15	0,8	8.800
20	0,8	8.900
25	0,8	9.600
30	0,8	9.900

Quelle: Kranzl L., Huber C., Resch G. et al. (2004)[28]

Tabelle 5-16: Mittlere Investitionskosten für Pelletskessel mit automatischer Brennstoffzufuhr (automatische Austrag aus Lagerraum)

Nennleistung in kW	Mittlerer Jahresnutzungsgrad	Mittlere Kosten in Euro
10	0,8	10.100
15	0,8	10.500
20	0,8	10.600
25	0,8	11.300
30	0,8	11.600

Quelle: Kranzl L., Huber C., Resch G. et al. (2004)

Tabelle 5-17: Mittlere Investitionskosten für Hackschnitzelfeuerungen mit automatischer Brennstoffzufuhr (automatische Austrag aus Lagerraum)

Nennleistung in kW	Mittlerer Jahresnutzungsgrad	Mittlere Kosten in Euro
15	0,78	15.000
25	0,78	15.500
30	0,78	16.000
40	0,78	16.500
50	0,78	17.000
60	0,78	18.000
80	0,78	19.500
100	0,78	22.000

Quelle: Kranzl L., Huber C., Resch G. et al. (2004)

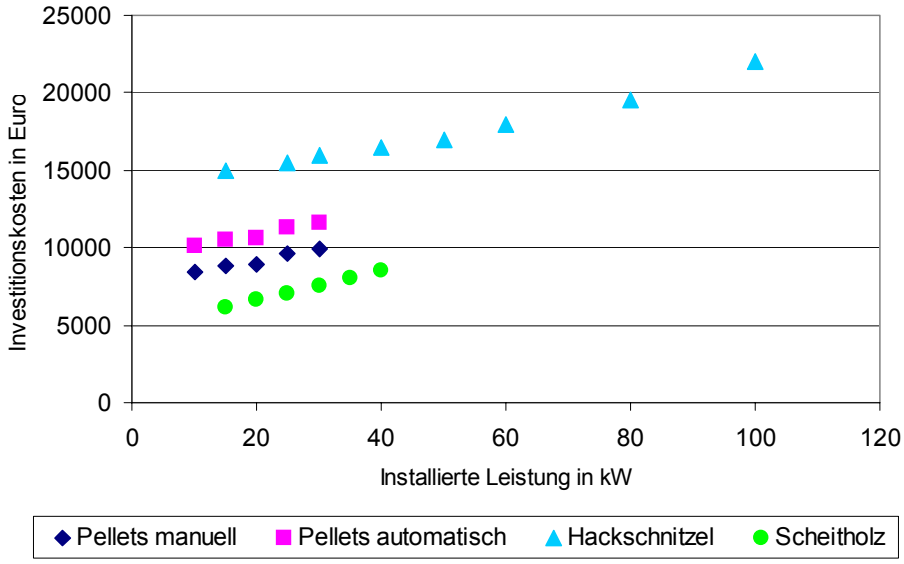
28 Kranzl L., Huber C., Resch G. et al. (2004), “Technology Evaluation. Internal Report of Work Phase 2 of the project INVERT”, a research project within the Altener Program of the European Commission, DG TREN – Vienna 2004;

Tabelle 5-18: Mittlere Investitionskosten für Scheitholzfeuerungen

Nennleistung in kW	Mittlerer Jahres-nutzungsgrad	Mittlere Kosten in Euro
15	0,75	6.154
20	0,75	6.621
25	0,75	7.088
30	0,75	7.554
35	0,75	8.021
40	0,75	8.488

Quelle: Kranzl L., Huber C., Resch G. et al. (2004)

Abbildung 5-20 fasst die Investitionskosten der unterschiedlichen Technologien übersichtlich zusammen. In der Grafik werden auch die typischen Leistungsbereiche deutlich, welche die genannten Technologien abdecken.



Quelle: Kranzl L., Huber C., Resch G. et al. (2004)

Abbildung 5-20: Mittlere Investitionskosten für Biomassekessel

Die im Diagramm nicht dargestellten höheren Leistungsbereiche ab ca. 100 kW stellen den Bereich der Biomasse-Mikronetze und der Nah- bzw. Fernwärmeanlagen dar. Die Investitionskosten der mittleren und großen Anlagen werden von Kranzl (2002) anhand von empirischen Daten geschätzt. Die Kostenfunktionen in Abhängigkeit von der installierten Kesselleistung P_K und der Netzlänge l sind in Tabelle 5-19 dargestellt. Die Investitionskosten für die mittlere Anlage mittlerer Größenordnung (P_K = 244 kW, l =100 m) betragen somit 57.820 Euro und jene der mittleren Großanlage (P_K = 5163 kW, l =2500 m) 3.530.760 Euro.

Tabelle 5-19: Kostenfunktionen von mittleren und großen Biomasse-Anlagen

	Mikro-Netz	**Nahwärme**	**Fernwärme**
Netzlänge [m]	120	geringe Dichte: 2.000 mittlere Dichte: 1.800 hohe Dichte: 1.500	15.000
beheizte Wohnfläche [m²]	1.000	15.000	300.000
Anschlussleistung/Kesselleistung (Biomasse) P_A/P_K	1	1,2	2,5
Spitzenlastkessel Öl	nein	Ja	ja
Art der versorgten Objekte	50 % EFH 50% MFH/öff. Geb.	ländlich1: 50% EFH 50% MFH/öff. Geb. ländlich2: 33% EFH 67% MFH/öff. Geb. Kleinstadt: 25% EFH 75% MFH/öff. Geb.	10% EFH 90% MFH/öff. Geb.
Investitionskosten[a] [Euro]	$13.400+55*P_K+310*l$	$71.000+520*P_K+310*l$	

[a] die Kosten umfassen Heizzentrale, Netz, Bauliche Maßnahmen. Nicht inkludiert sind Elemente, die bei Referenzsystemen identisch sind, wie z.B. die Wärmeverteilsysteme der angeschlossenen Objekte.

Quelle: Kranzl (2002)

5.3 Biomassenutzung - flüssige biogene Energieträger

Das Potenzial aus flüssigen biogenen Energieträgern setzt sich aus den Rohstoffbereichen Energiepflanzen und Altspeiseöle und –fette zusammen. Die zugehörigen Endenergieträger sind Biodiesel (RME), Bioethanol und Altspeiseölmethylester (AME).

5.3.1 Energiepflanzen

Im Bereich Energiepflanzen steht die Produktion von Bioethanol und Biodiesel zur Diskussion. Welche Flächenpotenziale diesen beiden Produktionslinien jeweils zugeordnet werden, ist eine Frage der Strategie. Es zeichnet sich international jedoch ab, dass in Zukunft die Bedeutung von Bioethanol im Vergleich zu RME steigt. Zur Ermittlung der Potenziale wird im Weiteren nach Rücksprache mit dem Landwirtschaftsministerium Luxemburgs, mit ASTA und SER ein Anbaumix zur Produktion von flüssigen biogenen Energieträgern von Rapssaat und Weizen zu je 50% gewählt. Ein Anbau von Zuckerrüben muss wegen nicht entsprechender Bodenverhältnisse in Luxemburg ausgeschlossen werden. Die angebaute Rapssaat wird in der Folge zu RME und der angebaute Weizen zu Bioethanol weiterverarbeitet.

Theoretisches Potenzial Energiepflanzen

Bei der Kalkulation des theoretischen Potenzials aus Energiepflanzen werden zunächst keine stofflichen Konkurrenzen berücksichtigt. Als Ausgangspunkt zur Ermittlung des Flächenpotenzials dient die landwirtschaftliche Nutzfläche Luxemburgs im Ausmaß von 128.073 ha im Jahr 2004. Somit werden nicht nur die bestehenden Ackerflächen, sondern auch die Wiesen und Weiden zur Produktion von Energiepflanzen eingesetzt. Im Sinne der Summierbarkeit auch von theoretischen Potenzialen wird diese Fläche jeweils zu einem Drittel der Produktion von festen, flüssigen und gasförmigen gewidmet. Die Fläche für den Anbau von Energiepflanzen für die Produktion von flüssigen biogenen Energieträgern beträgt somit 42.691 ha.

Für einen Anbau in Mitteleuropa bieten sich diesbezüglich typischer Weise Raps, Zuckerrüben und stärkehältige Feldfrüchte wie beispielsweise Weizen an. Typische Erträge, welche zur weiteren Kalkulation für Luxemburg herangezogen werden, stammen aus den bereits genannten Luxemburger Quellen Landwirtschaftsministerium, ASTA und SER:

- Bei einem mittleren jährlichen Ertragsniveau von 3,0 t/ha Rapssaat liegt der Ölertrag bei rund 1,20 t/ha bzw. die RME-Ausbeute bei 1,15 t/ha.
- Bei einem jährlichen Weizenertrag von 6,75 t/ha lassen sich rund 2,34 t/ha Ethanol erzeugen.

Die genannten Werte für Luxemburg sind teilweise höher, als in entsprechenden Publikationen angeführt (Neubarth und Kaltschmitt (2000) und Gangl (2004)), die höheren Ertragswerte können dabei jeweils auf ertragreichere Böden, bessere klimatische Wachstumsbedingungen oder intensivere Bewirtschaftung zurückzuführen sein.

Für die Kalkulation des theoretischen Potenzials wird weiters angenommen, dass Rapssaat und Weizen jeweils auf 50% der zur Verfügung stehenden Gesamtfläche angebaut werden. Die bei der Berechnung zu Grunde gelegten spezifischen Heizwerte betragen für RME 37,4 MJ/kg und für Bioethanol 26,8 MJ/kg.

Das Ergebnis der Kalkulation zeigt, dass unter den oben angeführten Randbedingungen in Luxemburg das theoretische energetische Potenzial (Heizwert) von 256 GWh in Form von RME aus Rapssaat und 372 GWh in Form von Ethanol aus Weizen vorhanden ist. In Summe sind dies 628 GWh Biotreibstoffe.

Technisches Potenzial Energiepflanzen

Wie schon bei der Behandlung der festen biogenen Energieträger aus Energie-

pflanzen ist auch im Bereich der flüssigen biogenen Energieträger die zentrale Frage durch die tatsächlich für die Energiepflanzenproduktion einsetzbare Fläche gegeben. In der Folge wird die zum Anbau von Energiepflanzen verfügbare Fläche auf die Ackerfläche im Jahr 2004 beschränkt um heute etablierte Landschafts- und Wirtschaftsstrukturen mit zu berücksichtigen. Weiters wird eine Naturschutzfläche im Umfang von 2300 ha berücksichtigt. Die zum Anbau von Energiepflanzen zur Produktion von flüssigen biogenen Energieträgern verfügbare Fläche beläuft sich unter obigen Annahmen auf 20.235 ha.

Wie schon bei der Kalkulation des theoretischen Potenzials, wird auf je 50% dieser Fläche ein Anbau von Rapssaat und Weizen vorgesehen. Die Ergebnisse weisen einen energetischen Ertrag von 121 GWh RME und 176 GWh Ethanol aus Weizen aus, zusammen also 298 GWh flüssige biogene Energieträger.

Technisches Entwicklungspotenzial flüssiger biogene Energieträger

Die Herstellung von Biotreibstoffen ist vom Beginn der technologischen Entwicklung an auf die Substitution fossiler Treibstoffe ausgerichtet. Aus technischer Sicht soll die historisch gewachsene Verkehrsinfrastruktur möglichst ohne Veränderung weiter benutzt werden können. Die Infrastruktur besteht dabei aus dem Straßennetz, dem Fuhrpark an Kraftfahrzeugen und nicht zuletzt auch dem Treibstoffverteilsystem.

International ist die Substitution von Benzinen durch Bioethanol vor allem in Brasilien weit fortgeschritten, aber auch in den USA werden deutliche Anstrengungen unternommen, große Anteile von fossilen Treibstoffen zu substituieren.

Bezüglich der zukünftigen technologischen Trends müssen Produktionstechnologien und Anwendungstechnologien unterschieden werden. Während die Anwendungstechnologien keinen großen zusätzlichen Entwicklungsaufwand bereiten, liegen in der Weiterentwicklung aber auch im Bereich der Innovation bei den Produktionstechnologien noch große Potenziale.

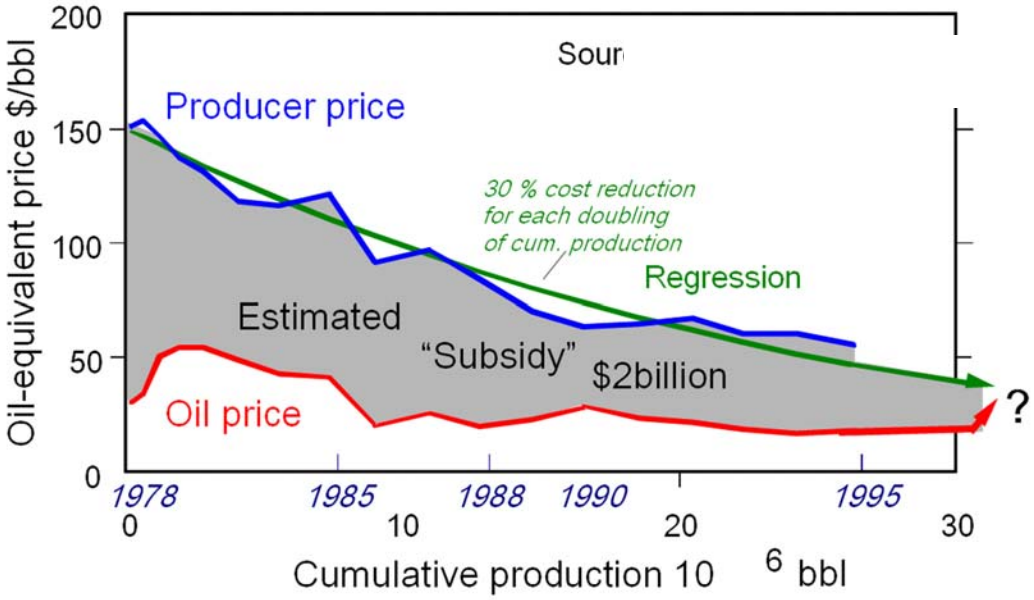
Im Bereich der Anwendungstechnologien, vor allem der Kraftfahrzeuge selbst, können geringere Prozentsätze (etwa bis 5%) an Bioethanol oder Biodiesel den jeweiligen fossilen Kraftstoff auch ohne technologische Änderungen beigemischt werden. Bei größeren Anteilen von Biokraftstoffen sind geringfügige technische Maßnahmen nötig, welche jedoch von der Kraftfahrzeugindustrie bereits beherrscht werden. Die deutsche Automobilindustrie ist beispielsweise weltweit füh-

rend bei Bio-Ethanol-Fahrzeugen[29]. So sind die deutschen Fahrzeughersteller schon seit langem in Brasilien – dem größten Ethanolmarkt der Welt – Marktführer bei den so genannten Flex-Fuel-Fahrzeugen: der derzeitige Marktanteil liegt bei 66 Prozent. Flex-Fuel-Fahrzeuge können mit aus Zuckerrohr, Getreide oder Zuckerrüben gewonnenem Alkohol oder Benzin betrieben werden. Im Mai 2005 wurden in Brasilien erstmals mehr Flex-Fuel-Automobile (49,5 Prozent) verkauft als Benziner (43,3 Prozent).

Im Bereich der Produktionstechnologien werden einerseits neue Prozesse beforscht, andererseits werden weniger hochwertige Ausgangsmaterialien für die Alkoholgewinnung in Betracht gezogen, auch um die spezifischen Treibstoffpreise aus Erneuerbaren Energieträgern zu senken. Rentabel könnte in diesem Zusammenhang die Herstellung von Biotreibstoffen sein, wenn nicht Hefen, sondern Bakterien bei der Umwandlung aktiv werden. Daran forscht beispielsweise der süddeutsche Konzern Südzucker. Ließe sich überdies statt Getreide beispielsweise Stroh oder gar Hausmüll vergären, würde der Preis für Bio-Ethanol weiter sinken. In den USA und Brasilien ist die Entwicklung dank Fördergeldern in dreistelliger Millionenhöhe schon weiter: Der Konzern "Iogen" in Montreal stellt Ethanol aus Stroh her. Aus jeder Tonne Stroh entstehen rund 340 Liter Alkohol. In den USA und Brasilien wird das Benzin bis zu einem Viertel mit solchen Bio-Treibstoffen angereichert – jeder Motor kann dort problemlos mit dem Treibstoffmix laufen.

International haben sich nach Analysen von Nakicenovic und Riahi (2002) Lerneffekte von 30 % pro Marktverdopplung eingestellt, wobei die empirischen Daten hierfür den brasilianischen Markt repräsentieren. Die entsprechende Lernkurve ist in Abbildung 5-21 dargestellt. Deutlich zu erkennen ist die sukzessive Annäherung der spezifischen Preise von Bioethanol und Erdöl. Die Fläche zwischen den beiden Preisverläufen ist in der Folge als nötige Subvention zu sehen, welche für die Markteinführung von Bioethanol erforderlich war.

29 Prof. Dr. Bernd Gottschalk, Präsident des Verbandes der Automobilindustrie (VDA)



Quelle: Nakicenovic und Riahi (2002)

Abbildung 5-21: Lernkurve der Ethanolproduktion in Brasilien

Der luxemburger Markt hat auf die beschriebenen internationalen Entwicklungen keinen Einfluss. Aus technologischer Sicht zeigt sich überdies ein Trend zu immer größeren Produktionseinheiten von Biotreibstoffen da sich bei größeren Einheiten eine deutliche Kostendegression einstellt. Luxemburg muss sich aus diesem Blickwinkel zur Umsetzung von Potenzialen internationale Partner suchen. In diesem Sinne kann Luxemburg Rohstoffe zur Biotreibstoffproduktion exportieren oder auch einen eigenen Anlagenstandort anstreben, wobei dann Rohstoffe importiert werden müssen.

Realisierbares Potenzial Energiepflanzen

Gemäß einem Schätzwert wurden im Jahr 2005 in Luxemburg in Summe auf 1000 ha Ackerfläche Rapssaat produziert. Die Rapssaat wird anschließend in Frankreich zu RME verarbeitet, wird wieder nach Luxemburg importiert und kommt schlussendlich in der städtischen Busflotte zum Einsatz. Der erzielte RME-Ertrag entspricht dabei 12 GWh.

Für die Abschätzung des Potenzials für das Jahr 2020 wird angenommen, dass bis zu diesem Zeitpunkt auf 20% der, für den Anbau von Energiepflanzen zur Produktion von flüssigen biogenen Energieträgern vorgesehenen Ackerfläche, eine entsprechende Nutzung erfolgt. Jener Pflanzenmix, der auch schon bei der Kalkulation der theoretischen und technischen Potenziale angenommen wurde, wird beibehalten.

Die Ergebnisse für das Jahr 2020 zeigen einen Ertrag an RME von 24 GWh/a und einen Ertrag von Bioethanol aus Weizen von 35 GWh/a. In Summe ist dies ein realisierbares energetisches Potenzial für flüssige biogene Energieträger im Jahr 2020 von 60 GWh/a.

Für das Jahr 2010 kann mit Bezug auf den Status quo noch eine weitere Erhöhung der RME-Produktion erwartet werden (Wert für 2006 beläuft sich voraussichtlich bereits auf 1300 ha). Zur Kalkulation des Potenzials für 2010 wird deshalb eine Berechnungsfläche für Raps von 1500 ha angenommen. Zusätzlich wird ein Versuch in Richtung Ethanolproduktion auf 500 ha gestartet, wobei diese Fläche mit Weizen bestellt wird. Die getroffenen Annahmen führen zu einem energetischen Gesamtertrag von 27 GWh/a an flüssigen biogenen Energieträgern.

5.3.2 Altspeiseölmethylester (AME)

Theoretisches Potenzial Altspeiseölmethylester (AME)

Als weiteres theoretisches Potenzial kann die energetische Verwertung der in Luxemburg anfallenden Altspeiseöle und –fette angeführt werden. Nach einer Auskunft von SuperDrecksKescht konnte im Jahr 2005 eine Menge von 316,36 t (das sind 0,7 kg/Einwohner und Jahr) Altspeiseöle und –fette gesammelt werden. Dies entspricht einem Energieinhalt von ca. 2,8 GWh/a. In Hinblick auf internationale Erfahrungen bei der Sammlung von Altspeiseölen und –fetten im Haushaltsbereich kann dieses Potenzial in Luxemburg auf 600 t/a geschätzt werden.

Die in Gewerbe und Industrie anfallenden Mengen an Altspeiseölen und –fetten sind weniger exakt dokumentiert. Einer Erhebung der Umweltverwaltung (1999) zu Folge wird das Potenzial an Altspeiseölen und –fetten aus der Gastronomie auf eine Menge von 1900-4300 t/a eingeschätzt.

Eine optionale Herangehensweise an die Berechnung des Potenzials bringt die Hochrechnung mittels vergleichbaren Kennzahlen aus dem internationalen Raum. Das Gesamtpotenzial an Altspeiseölen und –fetten beispielsweise in Österreich wird von Neubarth und Kaltschmitt (2000) auf einen Einwohner umgerechnet mit ca. 6,3 kg/(Einwohner*a) eingeschätzt, wobei hier das Potenzial von privaten und gewerblichen Potenzialen aggregiert wurde. Die Hochrechnung dieses spezifischen Wertes auf Luxemburg ergibt ein Potenzial von ca. 2900 Tonnen pro Jahr. Diese Zahl kann anhand der zuvor genannten absoluten Angaben gut verifiziert werden. Im Weitern wird für das theoretische Potenzial aus Altspeiseöl ein Wert von 3700 Tonnen übernommen, welcher aus 600 Tonnen aus dem Haushaltsbereich und dem Mittelwert aus dem Gastronomiebereich von 3100 Tonnen resultiert.

Die Ausbeute von Altspeiseölmethylester (AME) am Altspeiseöl und –fett beträgt typischer Weise 85%, wobei AME einen Heizwert von 37,2 MJ/kg aufweist. Daraus ergibt sich für Luxemburg ein theoretisches energetisches Potenzial aus Altspeiseöl und –fett von 32 GWh/a.

Technisches Potenzial Altspeiseölmethylester (AME)

Das theoretische Potenzial im Bereich AME wurde auf Basis 3700 t Altspeiseöle und –fette pro Jahr in Luxemburg mit 32 GWh berechnet. Es wurde dabei angenommen, dass das gesamte Aufkommen an Altspeiseölen und –fetten einer Sammelinfrastruktur zugeführt und entsprechend verwertet wird. In der technischen Praxis sind jedoch nur konzentriert anfallende Mengen dieser Rohstoffe sammelbar, wie dies beispielsweise bei Frittierfetten der Fall ist. Geringfügige Mengen, welche räumlich und zeitlich verteilt anfallen, werden auch weiterhin mit den privaten und gewerblichen Abwässern entsorgt werden.

Das von Superdreckskescht erfasste Potenzial kann hierbei zur Gänze einer Sammellogisitik zugeführt werden (600 t/a). Das in der Erhebung der Umweltverwaltung erfasste Potenzial aus der Gastronomie wird in einem Ausmaß von 1250-2750 t/a (im Mittel also 2000 t/a) einer Sammellogisitik zugeführt. Das heißt, dass bereits ca. 2600 t/a einer Sammellogistik zugeführt werden, was in Bezug auf das theoretische Potenzial einem Anteil von ca. 70% entspricht. Es wird zur Berechnung des technischen Potenzials angenommen, dass dieser Prozentsatz mittels Informationskampagnen und weiteren Bemühungen die Sammelmoral auf 85% gesteigert werden kann, was einer Menge von 3145 t/a entspricht. Der Heizwert dieses technischen Potenzials beträgt 28 GWh.

Realisierbares Potenzial Altspeiseölmethylester (AME)

Für den Zeitraum bis 2010 kann aus der Sicht des realisierbaren Potenzials mittels ambitionierten Sammelstrategien die Hälfte des technischen Potenzials erschlossen werden, da bereits eine etablierte Sammelinfrastruktur existiert und entsprechende Kooperationen zur Umesterung des Rohstoffes vorhanden sind. Dies entspricht einem energetischen Potenzial von 14 GWh/a. Im Zeitraum von 2010 bis 2020 kann das restliche realisierbare Potenzial bis zum Wert des technischen Potentials umgesetzt werden, wobei bis zum Jahr 2020 das energetische Gesamtpotenzial von 28 GWh/a realisiert werden kann.

5.3.3 Zusammenfassung der Potenziale für flüssige biogene Energieträger

Die Potenziale für flüssige biogene Energieträger in Luxemburg sind in Tabelle

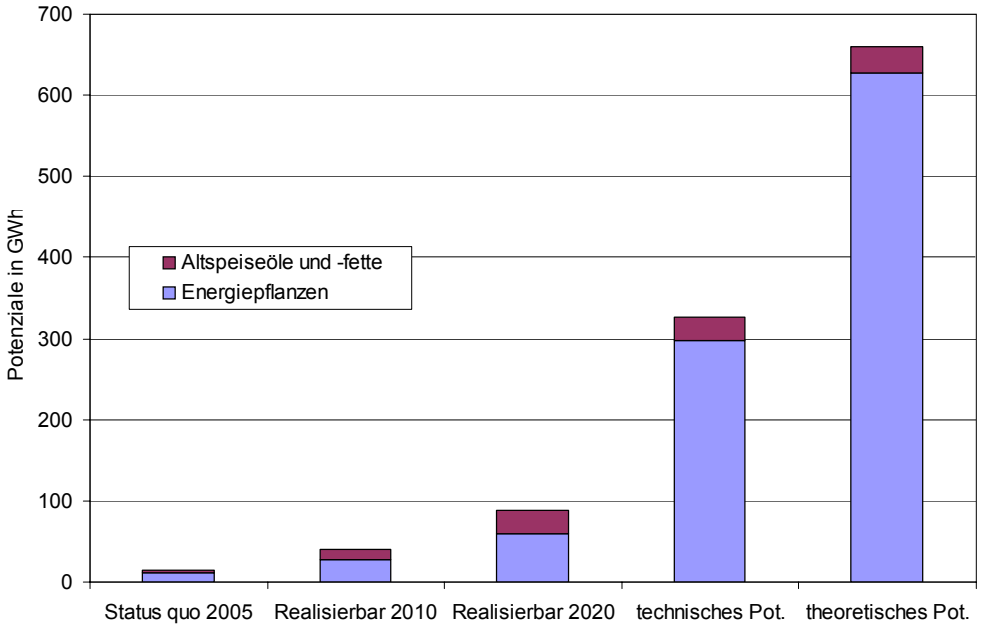
5-20 und in Abbildung 5-22 dokumentiert bzw. dargestellt. Das jeweilige Gesamtpotenzial der einzelnen Potenzialkategorien setzt sich dabei aus einem Beitrag von Energiepflanzen (im Konkreten Rapssaat und Weizen) sowie einem Beitrag von Altspeiseölen und –fetten zusammen. Es wird dabei deutlich, dass das große Zukunftspotenzial im Bereich der Energiepflanzen liegt.

Wie schon beim Status quo der Fall, muss zur Nutzung von Luxemburger Ressourcen die Verarbeitung der Rohstoffe nicht unbedingt im Land selbst geschehen. Die Errichtung z.B. einer großen Anlage zur Bioethanolherstellung kann in Kooperation mit einem Nachbarland auf dem Staatsgebiet eines Nachbarlandes unter gemeinsamer Optimierung der Rohstofflogistik erfolgen.

Tabelle 5-20: Zusammenfassung der Potenziale für flüssige biogene Energieträger

	Potenziale (alle Angaben in GWh)				
	Status quo 2005	Realisierbar 2010	Realisierbar 2020	technisches Pot.	theoretisches Pot.
Rapssaat	12	18	24	121	256
Weizen	0	9	35	176	372
Summe Energiepflanzen	12	27	60	298	628
Altspeiseöle und -fette	3	14	28	28	32
Summe	15	41	88	326	660

Quelle: Eigene Berechnungen



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 5-22: Potenziale für flüssige biogene Energieträger in Luxemburg

Die Betrachtung der Potenzialwerte bis 2020 zeigt ein deutliches Steigerungspotenzial bis zum Jahr 2020, sowohl im Bereich AME, als auch im Bereich der Energiepflanzen. Kann das Potenzial im Bereich AME bis zum Jahr 2020 bis zum Wert des technischen Potenzials erschlossen werden, so ist dies im Bereich der Energiepflanzen bei weitem nicht der Fall. Ein weiterer Ausbau der Produktion von flüssigen biogenen Energieträgern ist dabei vor allem vom Einsatz zusätzlicher Flächen zur Produktion von Energiepflanzen abhängig.

5.3.4 Kosten der flüssigen biogenen Energieträger

Energiepflanzen

Neubarth und Kaltschmitt (2000) unterziehen den Sektor der flüssigen biogenen Energieträger einer ökonomischen Analyse. Die angegebenen Werte verstehen sich als Richtwerte, da die Variation einzelner Parameter entsprechende Auswirkungen auf die Kosten mit sich bringt.

Rapsmethylester: Die Preise für Industrieraps unterliegen starken jährlichen Schwankungen, wobei diese Preise nicht unbedingt mit den Produktionskosten korrelieren. Die Produktionskosten lagen in Österreich in den vergangenen Jahren im Mittel bei ca. 203 Euro/t Rapssaat. Ein aktueller Wert für Luxemburg im Jahr 2005 liegt bei ca. 190 Euro/t. Die Differenz zwischen Produktionskosten und Marktpreis wird von Seiten der EU durch Subventionen ausgeglichen. Neben den Produktionskosten fallen weiters noch Transportkosten zur Ölmühle, den Umschlag und die Lagerung in der Höhe von ca. 73 Euro/t Rapssaat an. Die durchschnittlichen Herstellungskosten von RME ohne Rohstoffkosten und allfällige Schroterlöse werden je nach Anlagengröße mit Kosten von 55 Euro/t RME bis 305 Euro/t RME beziffert.

Für eine Anlage mit 15.000 t RME Jahreskapazität belaufen sich die Gesamt-Herstellungskosten auf 0,57 Euro/Liter RME. Werden auch noch Transport- und Lagerkosten in Hinblick auf den Endkundenverkauf berücksichtigt, so stellen sich Gesamt-Gestehungskosten von 0,64 Euro/Liter RME ein. Die energiebezogenen Gesamt-Gestehungskosten betragen 19,6 Euro/GJ.

Bioethanol: Die Herstellungskosten von Zuckerrüben betragen ca. 44 Euro/t frei Fabrik, wobei diese Kosten, wie bereits bei der Rapssaat angemerkt, nicht auf die Marktpreise zurückschließen lassen. Die Herstellungskosten von Ethanol in einer Anlage mit einer Jahreskapazität von 100.000 t Ethanol betragen 320 Euro/t, wobei Erlöse aus dem Verkauf von Zuckerrübenschnitzel bereits berücksichtigt wurden.

Insgesamt sind Gesamt-Herstellungskosten in der Höhe von 887 Euro/t Ethanol oder 0,70 Euro/Liter zu erwarten. Unter Berücksichtigung der Kosten für Umschlag, Transport und Lagerung für den Endkundenverkauf betragen die Gesamt-Gestehungskosten ca. 0,77 Euro/Liter oder 28,9 Euro/GJ

Die Rohstoffkosten von Winterweizen betragen ca. 203 Euro/t. Die Verarbeitungskosten in einer Anlage mit einer Jahreskapazität von 100.000 werden mit 262 Euro/t Ethanol berechnet, womit sich Gesamtkosten für die Tonne Ethanol ab Werk von 603 Euro einstellen. Die Gesamt-Gestehungskosten inklusive Umschlag, Transport und Lagerung für den Endkundenverkauf betragen 0,76 Euro/Liter oder 28,3 Euro/GJ.

AME

Zur Abschätzung der Kosten von AME muss die Frage beantwortet werden, ob es sich beim Rohstoff Altspeiseöl und –fett um einen zu entsorgenden Abfall handelt, bei dessen Verwertung Schäden an der Umwelt vermieden werden oder ob es sich um einen Wertstoff handelt, welcher einen Marktpreis besitzt. Weitere Kosten sind im Bereich der Sammel- und Transportinfrastruktur zu sehen, sowie im Bereich der Umesterung. Die einzelnen Kostenstellen können aufgrund mangelnder Daten zurzeit nicht beziffert werden.

5.4 Biomassenutzung - gasförmige biogene Energieträger

Das Potenzial gasförmiger Biomasse in Luxemburg setzt sich aus den Teilbereichen

- Gülle
- Grünland, Grünschnitt und Landschaftspflege
- Bioabfälle
- Schlachtabfälle
- Energiepflanzen
- Klärgas
- Deponiegas

zusammen. Diese 7 stofflichen Bereiche werden im Folgenden jeweils in Hinblick auf die unterschiedlichen Potenzialkategorien theoretische Potenziale, technische Potenziale und realisierbare Potenziale untersucht. Randbedingungen und Annahmen, welche im Zuge der Berechnungen berücksichtigt bzw. angenommen wurden, werden an den inhaltlich relevanten Stellen dokumentiert. Im Hinblick auf

die Verwertungstechnologie können die ersten 5 Rohstoffkategorien auch als „Biogas“ zusammengefasst werden, womit der Sektor gasförmige biogene Energieträger in die Bereiche

- Biogas
- Klärgas
- Deponiegas

untergliedert werden kann. Im Weiteren erfolgen in diesem Kapitel die Dokumentation von einigen wichtigen Berechnungsgrundlagen und eine Darstellung des technologischen Entwicklungspotenzials von Biogas sowie die Dokumentation der aktuellen Erkenntnisse im Bereich der Biogas-Direkteinspeisung in das Gasnetz. Die zuletzt genannten Aspekte werden den Ausarbeitungen der entsprechenden Potenzialkapitel vorangestellt.

5.4.1 Biogas allgemein

Die Biogaserzeugung weist in Luxemburg ein starkes Wachstum auf. Von 1998 bis Ende 2005 sind laut Biogasvereinigung in Luxemburg 20 Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 3,3 MW in Betrieb genommen worden. Im Jahr 2005 wurden mit diesen Anlagen 22,7 GWh elektrische Energie produziert. Dies ergibt bei einem angenommenen Verstromungswirkungsgrad von 35% einen Gesamt-Biogasertrag der Anlagen (vor der Verstromung) von 64,9 GWh. Soweit zu einer groben top-down Betrachtung.

Als eine Grundlage zur Bewertung von Potenzialen sind typische Biogaserträge von unterschiedlichen Substraten in Tabelle 5-21 dokumentiert. Der Biogasertrag versteht sich dabei als mittlerer Ertrag, gemessen in Normkubikmeter, die Maßeinheit des Substrats ist die Tonne Trockensubstanz (also nicht die Tonne Substrat sondern deren trockener Feststoffgehalt).

Tabelle 5-21: Biogaserträge für verschiedene Substrate in m^3/t organische Trockensubstanz (TS)

Substrat	Biogasertrag in m^3/t TS
Rindergülle	250
Schweinegülle	480
Hühnermist	450
Klärschlamm	400
Bioabfall	170-220
Altfett	1040
Grasschnitt	550
Panseninhalt	420-520
Roggenstroh	300-350
Kartoffelkraut	560
Zuckerrübenblatt	550
Mais	550
Weizen	550
Energiegras	550
Speisereste	80-120
Brauereiabwässer	500
Abwässer Zuckerindustrie	650

TS: Trockensubstanz
Quellen: Edelmann et al (1993), Jungmeier und Padinger (1995), Krieg (1998);

5.4.2 Das technische Entwicklungspotenzial von Biogas und die Biogas-Direkteinspeisung

Nach Haas et al. (2001) war der wirkungsgradmäßige Ausbau der Technologie bald nach der Einführung der großtechnischen Biogasproduktion aus landwirtschaftlicher Biomasse gesättigt. Bezüglich der zeitlichen Entwicklung des Verstromungswirkungsgrades von Biogasanlagen werden demnach in nächster Zukunft keine wesentlichen Verbesserungen mehr erwartet. 1990 erreichte man im Durchschnitt ca. 25 % Verstromungswirkungsgrad, 1995 waren es 27% und für 2010 geht man von einem Verstromungswirkungsgrad von 30% aus.

Im Bereich von Deponiegas war die historische Entwicklung ähnlich wie bei Biogas aus landwirtschaftlicher Biomasse. Es gab keine dramatischen Verbesserungen der Wirkungsgrade. Lag der durchschnittliche Verstromungswirkungsgrad 1980 bei dieser Technologie bei 30%, so erreichte er 1985 33%. Im Jahr 1990 erzielte man 35% und es sind in nächster Zukunft (bis 2010) keine wesentlichen Veränderungen mehr zu erwarten. Im Gegensatz dazu wird der Grad der Gaserfassung von derzeit 40% in Zukunft auf möglicherweise bis zu 90% ansteigen, was eine beachtliche

Steigerung der Anlagenproduktivität und eine gleichzeitige Reduktion von Treibhausgasen bedeutet, was jedoch im Fall von Luxemburg kaum etwas an den marginalen Potenzialen dieses Landes ändern wird.

Bei Klärgas ist eine ähnliche Entwicklung wie bei Deponiegas zu erwarten. Bis 2010 wird es voraussichtlich zu keiner nennenswerten Steigerung der Verstromungswirkungsgrade kommen.

Zukünftige technologische Trends sind einerseits in Verbesserungsinnovationen bezüglich der Anlagentechnik zu sehen, andererseits ist durch den Trend zu größeren Anlagen auch eine Produktivitätssteigerung sowohl bei der Bereitstellung von Energiepflanzen als auch prozesstechnisch zu erwarten.

Eine wesentliche Innovation bei der Nutzung des bereitgestellten Biogases ist durch die Biogas-Direkteinspeisung in das Erdgasnetz gegeben. Diese Technologie entkoppelt den Ort der Biogasproduktion vom Ort der Energiedienstleistungsnachfrage (solange ein Erdgasnetz zur Verfügung steht) und auch von der oft kritischen Frage nach dem Wärmeabsatz im Fall einer Kraft-Wärme-Kopplung. Da diese Thematik für Luxemburg eine interessante zukunftsweisende Option darstellt soll im Folgenden der Stand des Wissens dokumentiert werden.

Die Biogas-Direkteinspeisung

Die Ausführungen zur Biogas-Direkteinspeisung basieren hauptsächlich auf der Primärliteratur Wuppertal Institut et al. (2005) und sind in Anhang II dargestellt.

5.4.3 Potenziale im Bereich Gülle

Theoretisches Potenzial Gülle

Theoretisch wären die gesamten in der landwirtschaftlichen Viehzucht anfallenden tierischen Exkremente potenzielle Substrate für Biogasanlagen. Die Luxemburgische Bestandsstatistik für Vieh weist in diesem Zusammenhang für das Jahr 2003 folgende Bestände aus:

Tabelle 5-22: Viehbestand in Luxemburg im Jahr 2003

Tierart	Bestand 2003
Pferde	3.449
Rinder	189.674
Schweine	84.140
Schafe	9.446
Hühner	79.288

Quelle: nationale Bestandsstatistik

Selbst zur Ermittlung eines theoretischen Potenzials erscheint es jedoch unrealistisch, den gesamten Viehbestand in die Betrachtungen einzubeziehen, da einerseits im Zuge einer Weidewirtschaft gehaltenes Vieh nicht bewertet werden kann, andererseits die Nutzung von Exkrementen von Kleinvieh oftmals nicht möglich ist. Die Biogasvereinigung weist in einer Potenzialabschätzung vor dem genannten Hintergrund das in Tabelle 5-23 dokumentierte Szenario zur Ermittlung des theoretischen Potenzials aus Gülle aus:

Tabelle 5-23: Abschätzung des theoretischen Potenzials aus Gülle

	Zahlenwert	**Einheit**
GVE im Winter	160.363	GVE
GVE im Sommer	10.297	GVE
Güllemenge	795.364	m3/a
Festmistmenge	396.425	t/a
Gasertrag	31.764.280	m^3/a
Spezifischer Energiegehalt Biogas	5,3	kWh/Nm^3
Energiepotenzial	168	GWh

Quelle: Biogasvereinigung (2006)

Pro Großvieheinheit wird nach Neubarth und Kaltschmitt (2000) ein Gasertrag von 511 m^3 Biogas pro Jahr mit einem spezifischen Heizwert von 21,6 MJ/m^3 angesetzt. Bei der Kalkulation der Biogasvereinigung resultiert bezogen auf den Mittelwert der GVE im Winter und Sommer ein Gasertrag von 372 m^3/GVE, es handelt sich also um eine vorsichtige Annahme. Der spezifische Energiegehalt (Heizwert) von Biogas wird von der Biogasvereinigung mit 5,3 kWh/Nm^3 angenommen, von Neubarth und Kaltschmitt (2000) wird ein Wert von 6 kWh/Nm^3 publiziert, also wieder eine Annahme auf der sicheren Seite. Die Abschätzung der Biogasvereinigung bezügliche des theoretischen Potenzials aus Gülle wird insgesamt als vorsichtig eingeschätzt, wird aber als praxisrelevante Einschätzung hier im Weiteren übernommen. Das theoretische Potenzial aus Gülle beträgt somit 168 GWh.

Technisches Potenzial Gülle

Bei der oben dokumentierten Berechnung des theoretischen Potenzials wurden die Gülleverluste durch die Weidewirtschaft in Luxemburg bereits berücksichtigt. Die Diskussion, ob es sich bei diesen Gülleverlusten um Restriktionen handelt, welche bereits im theoretischen Potenzial berücksichtigt werden müssen, oder ob es sich dabei um technische Restriktionen handelt, soll hier nicht näher ausgeführt werden. Es ist jedoch nicht anzunehmen, dass eine Änderung der Viehhaltungsgepflogenheiten zum Zweck einer Erhöhung der Gülleausbeute erfolgt. Aus diesem

Grund werden die genannten Verluste bereits im theoretischen Potenzial berücksichtigt.

Weitere technische Abschläge sind im Bereich der Sammelinfrastruktur zu sehen. Da auch in fernerer Zukunft nicht jeder kleine landwirtschaftliche Betrieb über eine eigene Biogasanlage verfügen wird, müsste eine Sammelinfrastruktur und Substratlogistik für den Transport der Gülle errichtet werden. Da aus diesem Blickwinkel heraus aus technischen Gründen nicht 100% des theoretischen Güllepotenzials erfasst werden können, wird ein Gülleverlust von 10% in Bezug auf das theoretische Potenzial angesetzt. Das energetische technische Potenzial aus Gülle beträgt somit 152 GWh.

Realisierbares Potenzial Gülle

Bei der Kalkulation des realisierbaren Potenzials ist vor allem die realistisch umsetzbare Substratlogistik von besonderem Interesse. Zurzeit sind in Luxemburg 23 Biogasanlagen in Betrieb. Diese Anlagen können prinzipiell Gülle als Substrat mitverarbeiten, haben jedoch kaum Bedarf an zusätzlichem Substrat. Die Verwertung von zusätzlichem Substrat ist somit von der Errichtung neuer Biogasanlagen abhängig. Zur Abschätzung von realisierbaren Potenzialen für den Zeitraum bis 2010 und bis 2020 ist somit ein Ausbauszenario in Bezug auf die Errichtung von neuen Biogasanlagen nötig.

Für die weitere Kalkulation wird angenommen, dass bis zum Jahr 2010 weitere 20 landwirtschaftliche Biogasanlagen errichtet werden können, welche jeweils bezüglich ihrer Anlagengröße dem Mittelwert der bereits errichteten Anlagen entsprechen. Im Zeitraum von 2010 bis 2020 wird die Errichtung von jeweils 5 Anlagen pro Jahr, in Summe also 50 zusätzliche Anlagen, vorgesehen. Diese Annahmen führen zu realisierbaren energetischen Potenzialen für gasförmige biogene Energieträger aus Gülle von 48 GWh/a im Jahr 2010 und 105 GWh/a im Jahr 2020.

5.4.4 Potenziale im Bereich Grünland, Grünschnitt und Landschaftspflege

Theoretisches Potenzial aus Grünland, Grünschnitt und Landschaftspflege

Grünschnitt, beispielsweise aus der kommunalen aber auch privaten Landschaftspflege, aus Gewerbebetrieben (z.B. Fertigrasenproduktion) oder von nicht anders genutzten Wiesenflächen kann in Biogasanlagen genutzt werden. Bereits 2004 wurden in Luxemburg 5.471 t organische Abfälle (hauptsächlich Grünschnitt) in Biogasanlagen verwertet. Das entspricht ca. einem Gasertrag von 18 GWh. Im selben Jahr wurden 51.574 t organische Abfälle in Kompostanlagen verwertet. Bei

einem Anteil der strukturarmen (Grasschnitt, Laubabfälle) Fraktion von ca. 50% entspricht das einer Gesamtmasse von ca. 30.000 t (Frischmasse, keine Trockensubstanz!).

Da bei der Kalkulation des theoretischen Potenzials die Kumulierbarkeit der einzelnen Substratkomponenten berücksichtigt werden soll, fallen die in Luxemburg bestehenden Weide- und Wiesenflächen aus der Kalkulation, da diese als Grundlage der bereits oben diskutierten Viehzucht zu sehen sind. Es entfallen weiters alle Waldflächen und das gesamte Ackerland, welches noch bei der Betrachtung der Energiepflanzen zur Biogasproduktion betrachtet wird. Die verbleibenden Landesflächen von 420 km^2 sind teilweise urbaner Natur (städtischer Bereich, Gebäudeflächen), bzw. sind kommunale und private Flächen wie Straßen, Wege, Gärten oder Parks. Als zur Gewinnung von Grünschnitt nutzbare Fläche wird im Sinne der theoretischen Potenziale im Weiteren 30% dieser Landesfläche angesetzt. Dies sind somit 12.600 ha. Nach Neubarth und Kaltschmitt liegen die Erträge des Grünlandes je nach Bewirtschaftungsart und Lage zwischen 7,3 t TS/(ha*a) für intensiv genutztes Wirtschaftsgrünland, 3,2 t TS/(ha*a) für extensives Grünland und 1 t TS/(ha*a) für Almen und Berglagen. Es wird für die weitere Kalkulation angenommen, dass es sich hier um extensives Grünland mit einem Grünschnittertrag von 3,2 t TS/(ha*a) handelt.

Die Kalkulation ergibt unter den getroffenen Annahmen einen Ertrag an Grünschnitt von 40.320 t Trockensubstanz, was wiederum einen energetischen Gasertrag von 133 GWh entspricht. Das theoretische energetische Potenzial aus Grünland, Grünschnitt und Landschaftspflege beträgt somit 133 GWh/a.

Technisches Potenzial aus Grünland, Grünschnitt und Landschaftspflege

In Anbetracht der Tatsache, dass bereits heute in Luxemburg große Mengen an Grünschnitt einerseits in Biogasanlagen genutzt und andererseits mittels einer Sammelinfrastruktur gesammelt und kompostiert wird, kann davon ausgegangen werden, dass große Teile des theoretischen Potenzials auch als technisches Potenzial deklariert werden können. Abschläge dabei sind durch die nicht vollständig der Sammelinfrastruktur zuführbaren Anteile gegeben, welche allerdings gering eingeschätzt werden. Das technische Potenzial wird aus den angeführten Gründen mit 90% des theoretischen Potenzials eingeschätzt und beträgt damit 120 GWh/a.

Realisierbares Potenzial aus Grünland, Grünschnitt und Landschaftspflege

Die realisierbaren Potenziale aus Grünland, Grünschnitt und Landschaftspflege sind wie bereits im Fall der Gülle von den in Zukunft errichteten Anlagenkapazitäten abhängig, da die momentan in Betrieb befindlichen Anlagen kein zusätzliches

Substrat in entsprechenden Mengen verarbeiten können.

Wie schon bei der Kalkulation des realisierbaren Potenzials für Gülle wird deshalb angenommen, dass bis zum Jahr 2010 weitere 20 landwirtschaftliche Biogasanlagen errichtet werden können, welche jeweils bezüglich ihrer Anlagengröße dem Mittelwert der bereits errichteten Anlagen entsprechen. Im Zeitraum von 2010 bis 2020 wird die Errichtung von jeweils 5 Anlagen pro Jahr, in Summe also 50 zusätzliche Anlagen, vorgesehen. Diese Annahmen führen zu realisierbaren energetischen Potenzialen für gasförmige biogene Energieträger aus Gülle von 36 GWh/a im Jahr 2010 und 81 GWh/a im Jahr 2020.

5.4.5 Potenziale im Bereich Bioabfälle

Theoretisches Potenzial aus Bioabfällen

Unter Bioabfälle werden hier biogene Haushaltsabfälle, kommunale Abfälle und Gewerbeabfälle verstanden, welche mit einer geeigneten Trenn- und Sammellogistik bereitgestellt werden, wie dies beispielsweise bei der “Biotonne“ der Fall ist.

Im Jahr 2004 wurden 21.477 t Bioabfall („Zusammenfassung der Jahresberichte 2004 der luxemburgischen Kompostierungsanlagen“) in Kompostierungsanlagen verwertet.

Die existierende Sammelinfrastruktur ist in Tabelle 5-24 dokumentiert. Diese Sammelinfrastruktur ist noch stark ausbaufähig.

Tabelle 5-24: Sammelinfrastruktur für Bioabfälle in Luxemburg

Syndikat	An Biotonne angeschlossene Einwohner [%] (2003)	Spezifisches Bioabfallaufkommen [kg/Einwohner a] (2003)
SIDEC	3	3,8
SIGRE	0	0
SIDOR	64	63,3
Luxemburg	44	43,5

Quelle: Daten 2003 zur Abfallwirtschaft im Großherzogtum Luxemburg – Abfälle aus privaten Haushalten und ähnliche Abfälle

Wenn die Biotonne für die gesamte Bevölkerung Luxemburgs eingeführt würde, könnten somit pro Jahr ca. 44.830 t Bioabfall gesammelt werden (Annahmen: 100 kg Bioabfall/Einwohner a und 448.300 Einwohner).

Für die weitere Kalkulation wird ein Biogasertrag aus Bio-Abfällen von 350 m^3/t TS und ein Trockensubstanzgehalt des Bio-Abfalls von 2,3 t Abfall pro t TS angenom-

men. Das theoretische Biogaspotenzial aus Bioabfall beträgt somit 40 GWh/a.

Technisches Potenzial aus Bioabfällen

Im Bereich der Bioabfälle wurde bei der Kalkulation des theoretischen Potenzials ein Gesamt-Bioabfallaufkommen in Luxemburg von 44.830 t/a unterstellt. Aus der Sicht des technischen Potenzials kann jener Anteil dieser Abfälle gewertet werden, der einer technischen Sammel- und Transportlogistik zugänglich ist. Prinzipiell könnte dies für die gesamte Abfallmenge angenommen werden, wobei geringe Bioabfallmengen auch bei motivierten Sammlern in den Restmüll gelangen werden. Das technische Potenzial wird deshalb mit 90 % des theoretischen Potenzials angenommen. Das energetische technische Potenzial an gasförmigen biogenen Energieträgern aus Bioabfällen beträgt somit 36 GWh/a.

Realisierbares Potenzial aus Bioabfällen

Der Status quo der Nutzung von Bioabfällen in Biogasanlagen in Luxemburg weist einen energetischen Biogasertrag von 1 GWh aus. Das heißt, dass eine entsprechende Nutzung zurzeit nur in einem sehr geringen Umfang stattfindet. In Zukunft empfiehlt sich die Errichtung bzw. der Betrieb von eigenen für diesen Zweck optimierten Vergasungsanlagen. Das technische Potenzial geht von einem Wert von 36 GWh/a an energetischer Gasausbeute aus. Dies entspricht einer stündlichen Gasausbeute von 685 m^3. Typischer Weise ist diese Leistung in einer sehr großen oder 2 bis 3 mittleren Anlagen installierbar. Hier steht die Kostendegression bei der Biogaserzeugung der Kostenerhöhung durch die Substratlogistik bei zentralen Ansätzen gegenüber. Für die Festlegung der Potenziale wird die genannte Leistung in 2 Anlagen aufgeteilt, wobei eine Anlage mit einer Stundeleistung von 300 m^3 bis zum Jahr 2010 umsetzbar ist. Dies entspricht einem Anlagen-Jahresarbeitsvermögen an Biogas von ca. 16 GWh/a, was laut Informationen der Umweltverwaltung einer geplanten Biogasanlage bei Minett-Kompost entspricht. Eine zweite Anlage mit einer Stundenleistung von 385 m^3 soll danach bis zum Jahr 2020 realisiert werden, wobei mit dieser Anlage ein Potenzial von weiteren 20 GWh/a erschlossen werden kann. Bis zum Jahr 2020 kann somit ein realisierbares Potenzial an Biogas aus Bioabfällen von insgesamt 36 GWh/a erschlossen werden, das gleichsam dem technischen Potenzial entspricht.

5.4.6 Potenziale im Bereich Schlachtabfälle

Theoretisches Potenzial aus Schlachtabfällen

Schlachtabfälle

Das Thema der energetischen Nutzung von Schlachtabfällen in Biogas-Anlagen wird kontroversiell diskutiert. Es gibt Bedenken bezüglich hygienischer Aspekte, vor allem was das Ausbringen der Gärrückstände auf den landwirtschaftlichen Flächen betrifft. Zurzeit werden die in den kleinen, dezentral strukturierten luxemburger Schlachthöfen anfallenden Schlachtabfälle nach Belgien verbracht und dort verbrannt. In übereinstimmender Aussage mehrerer luxemburgischer Organisationen ist die nationale Landwirtschaft sehr auf Produktqualität bedacht wobei durch das Einbringen von Schlachtabfällen in den landwirtschaftlichen Zyklus Risiken gesehen werden.

Trotz dieser massiven Hemmnisse, welche in die Überlegungen zu realisierbaren Potenzialen einfließen werden, soll an dieser Stelle das theoretische Potenzial aus der Biogasproduktion aus Schlachtabfällen abgeschätzt werden. Nach einer Publikation des luxemburgischen Landwirtschaftsministeriums (2005) stammen im Jahr 2004 28% des Wertes der landwirtschaftlichen Erzeugung aus dem Bereich der Tierhaltung, das sind ca. 78 Mio. Euro. Davon entfallen absolut wiederum 22,5% auf Rinder, 4,9% auf Schweine und 0,5% auf sonstige Tiere.

Der Kalkulation von theoretischen Potenzialen im Bereich Schlachtabfälle können die in Tabelle 5-25 dokumentierten Daten aus der bereits oben zitierten Publikation zu Grunde gelegt werden.

Tabelle 5-25: Im Jahr 2004 in Luxemburg geschlachtete Tiere (in Tonnen Schlachtgewicht)

Großrinder	16.479 t
Kälber	394 t
Schweine	12.117 t
Ferkeln	1.000 t
Schafe und Ziegen	164 t
Geflügel	135 t
Summe	30.289 t

Quelle: luxemburgisches Landwirtschaftsministerium (2005)

Die Hauptmenge der Schlachthofabfälle ist in nachfolgender Tabelle 5-26 nach Arten der Abfälle und Herkunftsschlachthof dokumentiert.

Tabelle 5-26: Schlachthofabfälle in Luxemburg

Tonnen/Jahr	**Cobolux**	**Esch**	**Ettelbruck**	**Total**
Fett	350		1185	1535
Darm und Darminhalt	174	85	469	728
Gedärme von Schweinen	228	545	243	1016
Gedärme von Rindern	180	631	410	1221
Schweinsborste	35	13,5	59	108
Knochen Kat 1	142	166	267	575
Knochen Kat 3	480	363	532	1375
Blut Kat 1	420	673	462	1555
Total	2009	2477	3628	8114

Quelle: Schlachthof Ettelbrück

Es wird angenommen, dass die Schlachtabfälle, welche sich zur energetischen Nutzung in Biogasanlagen eignen, im konkreten Fall ca. 3000 Tonnen pro Jahr ausmachen. Die Auswahl der Rohstoffe wurde hier aus hygienischen Gründen und aus Gründen der Aufwände für die Sterilisierung als restriktiv angenommen. Das Ausmaß der anfallenden Substrate ist in der Zeitspanne von 2000 bis 2004 ungefähr konstant.

Die spezifische Gasausbeute wird nach Domenig et al. (1998) mit 100 m^3/t Substrat und einem spezifischen Heizwert des Gases von 21,6 MJ/m^3 angenommen. Daraus errechnet sich eine energetisch bewertete Gasausbeute von 1,8 GWh/a.

Technisches Potenzial aus Schlachtabfällen

Die Kalkulation des theoretischen Potenzials aus Schlachtabfällen basiert auf den in Luxemburg geschlachteten Tieren pro Jahr. Wieder ist aus der Sicht des technischen Potenzials von Interesse, ob die entsprechenden Schlachtabfälle aus logistischer Sicht einer energetischen Verwertung durch Vergasung zugeführt werden können. Die 3 Schlachtbetriebe Luxemburgs sind durch kleine Betriebsgrößen sowie durch eine gewisse räumliche Verteilung charakterisiert, was die Sammellogistik verteuert, aber nicht grundsätzlich verhindert. Es wird deshalb angenommen, dass die gesamte Menge des theoretisch verfügbaren und verwertbaren Substrats auch tatsächlich gesammelt und einer energetischen Verwertung zugeführt werden könnte. Das energetische technische Potenzial an gasförmigen biogenen Energieträgern aus Schlachtabfällen beträgt somit 1,8 GWh/a.

Realisierbares Potenzial aus Schlachtabfällen

Der Einsatz von Schlachtabfällen als Kofermentat wird in Luxemburg aus hygienischer Sicht kritisch bewertet, da die ausgegorenen Substrate wieder auf landwirt-

schaftlichen Flächen ausgebracht werden könnten und so in den landwirtschaftlichen Zyklus gelangen. Aus energetischer Sicht handelt es sich um ein vergleichsweise geringes Potenzial. Vor diesem Hintergrund ist das schwer greifbar zu machende Risiko eines Eintrages von Schlachtabfällen in landwirtschaftliche Biogasanlagen dem möglichen Nutzen einer Ertragssteigerung gegenüberzustellen. Aus strategischer Sicht ist es jedenfalls günstig die Schlachtabfälle nicht in dezentralen, schwer zu kontrollierenden Anlagen einzubringen, sondern in einer oder einigen wenigen Anlagen unter bestmöglichen Sicherheitsmaßnahmen (Homogenisierung, Sterilisierung) zu verwerten und die ausgegorenen Substrate danach bestmöglich zu entsorgen. Dies steigert möglicherweise die Systemkosten einer solchen Anlage deutlich und reduziert damit die Wirtschaftlichkeit. In Bezug auf die realisierbaren Potenziale wird angenommen, dass bis zum Jahr 2010 keine energetische Verwertung von Schlachtabfällen erfolgt und im Zeitraum von 2010 bis 2020 eine entsprechende Anlage errichtet werden kann, in der das gesamte technische Potenzial erschlossen wird. Das realisierbare energetische Potenzial im Jahr 2020 beläuft sich somit auf 1,8 GWh/a.

5.4.7 Potenziale im Bereich Energiepflanzen

Theoretisches Potenzial aus Energiepflanzen

Energiepflanzen stellen einen wesentlichen und klassischen Zugang zur Biogasgewinnung dar. Das zur Vergärung geeignete Sortiment an Energiepflanzen, welches für mitteleuropäische Klima- und Bodenverhältnisse in Frage kommt ist prinzipiell weit gefächert, wobei aus der Sicht des Ertrages und der prozesstechnisch – logistischen Eignung dem Mais eine große Bedeutung zukommt.

Bei der Kalkulation des theoretischen Potenzials aus Energiepflanzen werden zunächst keine stofflichen Konkurrenzen berücksichtigt. Als Ausgangspunkt zur Ermittlung des Flächenpotenzials dient die landwirtschaftliche Nutzfläche Luxemburgs im Ausmaß von 128.073 ha im Jahr 2004. Somit werden nicht nur die bestehenden Ackerflächen, sondern auch die Wiesen und Weiden zur Produktion von Energiepflanzen eingesetzt. Im Sinne der Summierbarkeit auch von theoretischen Potenzialen wird diese Fläche jeweils zu einem Drittel der Produktion von festen, flüssigen und gasförmigen gewidmet. Die Fläche für den Anbau von Energiepflanzen für die Produktion von gasförmigen biogenen Energieträgern beträgt somit 42.691 ha, wobei diese Fläche auch in Hinblick auf nötige Fruchtfolgen zu je einem Drittel mit Mais, Weizen und Energiegras bepflanzt wird. Der Flächenertrag von Mais wird dabei mit 14,5 t TS/ha, jener von Weizen (Ganzpflanze) mit 12,3 t TS/ha und jener von Energiegras mit 15 t TS/ha angenommen.

Das aus den getätigten Annahmen resultierende theoretische energetische Potenzial aus der Nutzung von Energiepflanzen in Biogasanlagen in Luxemburg beläuft sich auf 1.963 GWh/a.

Technisches Potenzial aus Energiepflanzen

Wie schon bei der Behandlung der festen und flüssigen biogenen Energieträger aus Energiepflanzen ist auch im Bereich der gasförmigen biogenen Energieträger die zentrale Einschränkung durch die tatsächlich für die Energiepflanzenproduktion einsetzbare Fläche gegeben. In der Folge wird die zum Anbau von Energiepflanzen verfügbare Fläche auf die Ackerfläche im Jahr 2004 beschränkt um heute etablierte Landschafts- und Wirtschaftsstrukturen mit zu berücksichtigen. Weiters wird eine Naturschutzfläche im Umfang von 2.300 ha berücksichtigt. Die zum Anbau von Energiepflanzen zur Produktion von gasförmigen biogenen Energieträgern verfügbare Fläche beläuft sich unter obigen Annahmen auf 20.235 ha.

Die strukturelle Verteilung der angebauten Energiepflanzen, deren Erträge werden wie bei der Kalkulation des theoretischen Potenzials unverändert belassen. Dies führt in der Folge zu einem technischen energetischen Potenzial aus Energiepflanzen für die Produktion von Biogas von 930 GWh/a.

Realisierbares Potenzial aus Energiepflanzen

Der Status quo des Gasertrages aus Energiepflanzen im Jahr 2005 beläuft sich auf 21 GWh. Ein weiterführender Einsatz von Energiepflanzen ist nur in neu errichteten Biogasanlagen möglich, da die existierenden Anlagen kein zusätzliches Substrat verarbeiten können. Es wird daher für die Abschätzung des realisierbaren Potenzials die Annahme eines Ausbauszenarios nötig, welches bereits im Zuge der Gülleverwertung bzw. der Verwertung von Grünschnitt diskutiert wurde.

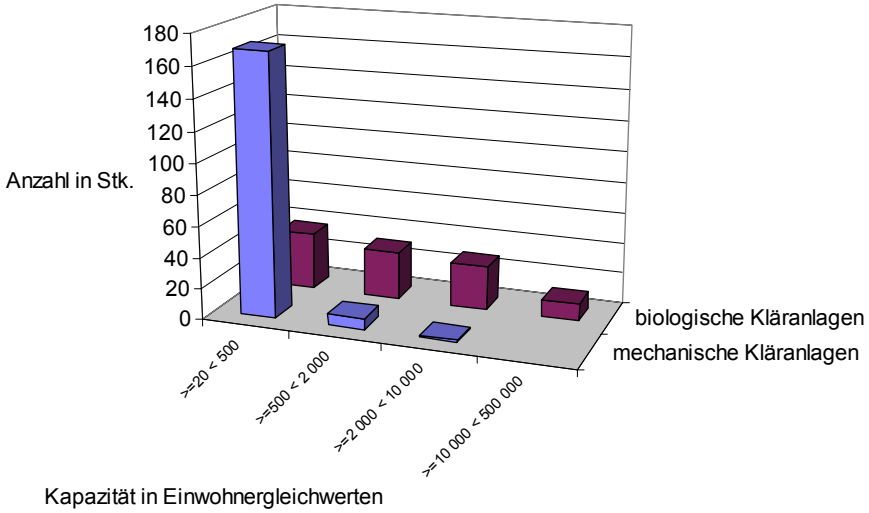
Für die weitere Kalkulation wird deshalb angenommen, dass bis zum Jahr 2010 weitere 20 landwirtschaftliche Biogasanlagen errichtet werden können, welche jeweils bezüglich ihrer Anlagengröße dem Mittelwert der bereits errichteten Anlagen entsprechen. Im Zeitraum von 2010 bis 2020 wird die Errichtung von jeweils 5 Anlagen pro Jahr, in Summe also 50 zusätzliche Anlagen, vorgesehen. Diese Annahmen führen zu realisierbaren energetischen Potenzialen für gasförmige biogene Energieträger aus Energiepflanzen von 42 GWh/a im Jahr 2010 und 95 GWh/a im Jahr 2020.

5.4.8 Potenziale im Bereich Klärgas

Theoretisches Potenzial aus Klärgas

Die Behandlung bzw. Verwertung von organisch belasteten Abwässern wird unter anderem von Edelmann und Engeli (1996) oder Hulpke (2000) behandelt, wobei Neubarth und Kaltschmitt (2000) die Ergebnisse gut zusammenfassen. Demnach entstehen direkt vergärbare Abwässer vor allem im Bereich der Nahrungsmittelindustrie und in Schlachthöfen. Kommunale Kläranlagen sind in dieser Hinsicht an mehrstufige Prozesse gebunden, bei denen beispielsweise die Rückstände aerober Reinigungsstufen zur Biogaserzeugung herangezogen werden können.

In der Statistik der Administration de la Gestion de l'Eau Luxemburgs wird für das Jahr 2004 eine Anzahl von 284 Kläranlagen mit einer Gesamtkapazität von 1.012.078 Einwohnergleichwerten angegeben. 177 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 35.632 Einwohnergleichwerten arbeiten auf mechanischer Basis und 107 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 976.440 Einwohnergleichwerten sind biologische Kläranlagen. Die Größenverteilung dieser Anlagen nach Einwohnergleichwerten ist in Abbildung 5-23 dargestellt.



Quelle: Centre de Ressources des Technologies pour l'Environnement

Abbildung 5-23: Größenverteilung der luxemburgischen Kläranlagen nach Anlagentyp

Die Berechnung der theoretischen Potenziale geht nun von einem Rohstoffdargebot von 1 Mio. Einwohnergleichwerten in Luxemburg aus. Neubarth und Kaltschmitt (2000) dokumentieren einen mittleren Gasertrag aus Klärgasanlagen von 7,2 m^3

pro Einwohnergleichwert und Jahr mit einem spezifischen Energieinhalt von 21,6 MJ/m^3. Daraus ergibt sich ein theoretisches Klärgaspotential für Luxemburg von 43 GWh/a.

Technisches Potenzial aus Klärgas

Die Abschätzung des theoretischen Klärgaspotenzials berücksichtigte alle Abwässer, welche in allen verfügbaren Kläranlagen Luxemburgs behandelt werden. Die Statistik zeigt jedoch, dass es sich bei der überwiegenden Zahl der Anlagen um Kleinanlagen handelt. Diese Anlagen können aus technisch-wirtschaftlichen Gründen nicht für eine energetische Klärgasverwertung in Betracht gezogen werden. Bei den größeren Anlagen mit jeweils mehr als 10.000 Einwohnergleichwerten Kapazität existieren 11 Standorte, welche aus technisch-wirtschaftlicher Sicht prinzipiell als Anlagenstandorte in Frage kommen. In diesen 11 von insgesamt 284 Kläranlagen in Luxemburg werden 91 % der gesamten Abwässer behandelt. Das energetische technische Potenzial an Klärgas beträgt somit 39 GWh.

Realisierbares Potenzial aus Klärgas

Der Status quo im Jahr 2005 weist eine Stromproduktion aus Klärgas von 4,5 GWh/a aus. Bei einem angenommenen Verstromungswirkungsgrad von 35% entspricht dies einer verwerteten Gasmenge von 13 GWh. Die Produktion stammt dabei aus 3 Kläranlagen, welche in Tabelle 5-27 dokumentiert sind.

Tabelle 5-27: Luxemburger Kläranlagen mit BHKW

	Kapazität (EGW)	Durchfluss (m^3/d)	BHKW
Beggen	300000	33058	ja
Esch/Schifflange (SIVEC)	90000	13651	ja
Pétange (SIACH, Lamadelaine)	50000	13822	ja

Quelle: administration de la gestion de l'eau

Nach Auskunft der Administration de la Gestion de l'Eau ist geplant bis zum Jahr 2010 4 weitere Standorte mit einem BHKW auszustatten, darunter auch die zweit- und drittgrößte Kläranlage des Landes, Bleesbrück und Bettembourg. Bis 2020 sollen dann noch 4 zusätzliche Kläranlagen das Klärgas energetisch nutzen.

Diese Annahmen erbringen bis 2010 ein zusätzliches Potenzial von 16 GWh/a, insgesamt also ein realisierbares Potenzial aus Klärgas von 29 GWh/a, und bis 2020 wiederum ein zusätzliches Potenzial von 8 GWh, insgesamt also ein realisierbares Potenzial von 37 GWh.

5.4.9 Potenziale im Bereich Deponiegas

Die in Luxemburg verfügbaren Mülldeponien werden mit sortierten Müllfraktionen beschickt. Energetisch (d.h. in diesem Fall thermisch) nutzbare Müllanteile (vor allem Kartonagen, Kunststoffe und Holz) werden vor der Deponierung entnommen und entsprechend genutzt. Ein Pilotprojekt zur Deponiegasnutzung in Luxemburg ist laut Auskunft der luxemburgischen Umweltverwaltung gescheitert, da die gewinnbaren Gase einerseits stark schwankende Qualität und andererseits zu geringe Quantität aufweisen.

Ungeachtet dessen existiert ein in der Ausschreibungsphase befindliches Projekt der SIGRE, welches ein Zündstrahl-BHKW zur Nutzung des Deponiegases (30 m^3/h, ca. 50% CH_4) vorsieht. Die Anlage weist die Eckdaten 52 kW_{el} (Einspeisung ins Stromnetz) und 45 kW_{th}: (Wärmenutzung zur Beheizung des Gebäudes) auf. Dieses Projekt kann aus heutiger Sicht bis zum Jahr 2010 umgesetzt werden und würde die Verwertung von 1 GWh Deponiegas zulassen. Da sich das Potenzial an Deponiegas aus heutiger Sicht auf dieses eine Projekt beschränkt, wird auch für den Zeitraum bis 2020 davon ausgegangen, dass keine zusätzliche, weitere Deponiegasnutzung erfolgt. Das Potenzial für Deponiegas wird für 2020 daher ebenfalls mit 1 GWh/a Nutzgasausbeute angenommen.

Für das technische Potenzial wird angenommen, dass durch eine Optimierung der Gasbrunnen bzw. der Deponiegassammelanlagen die Gasausbeute verdoppelt werden könnte, auch wenn solche Maßnahmen aus wirtschaftlichen Überlegungen heraus in der Praxis wahrscheinlich nicht durchgeführt werden. Das technische Potenzial wird somit mit 2 GWh/a angenommen, wobei dieser Wert auch für das theoretische Potenzial anzusetzen ist.

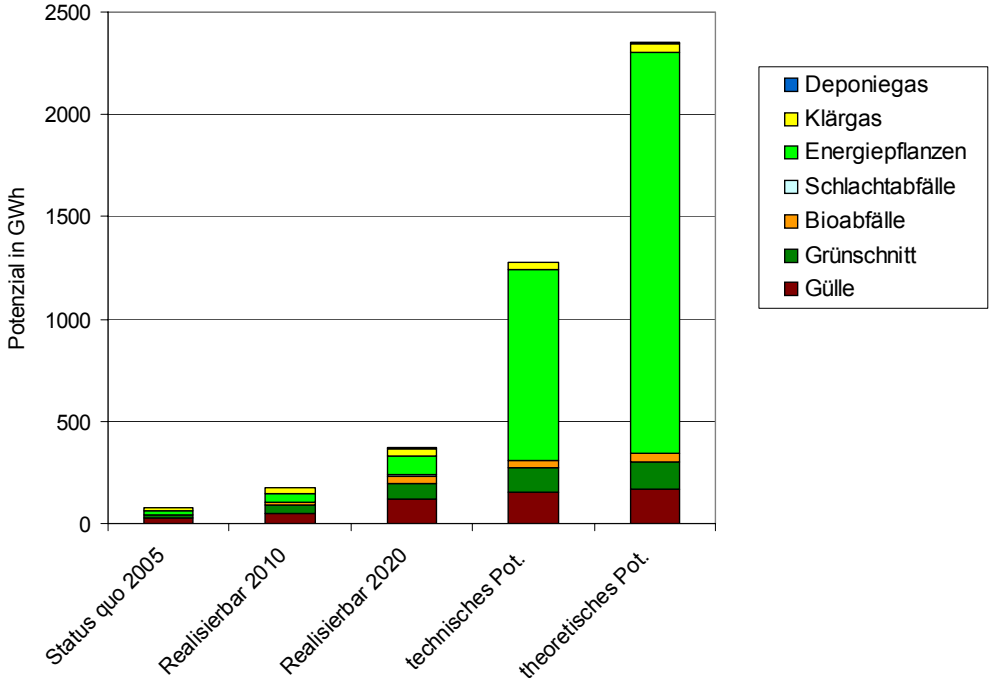
5.4.10 Zusammenfassung der Potenziale im Bereich gasförmige biogene Energieträger

Ein Überblick über die einzelnen Potenzialkategorien der einzelnen untersuchten Rohstoffe ist anhand von Tabelle 5-28 und Abbildung 5-24 gegeben.

Tabelle 5-28: Zusammenfassung der Potenziale im Bereich gasförmige biogene Energieträger

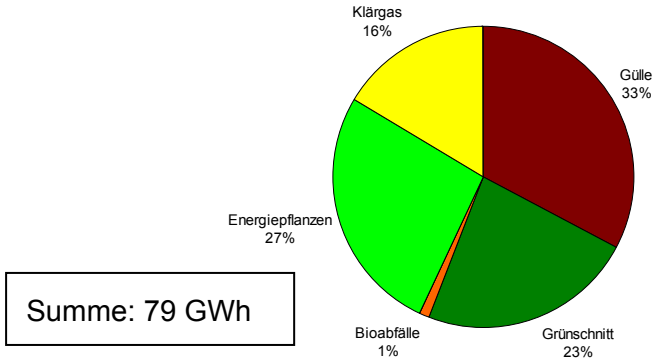
	Potenziale (Angaben in GWh/a)				
	Status quo 2005	Realisierbar 2010	Realisierbar 2020	technisches Pot.	theoretisches Pot.
Gülle	26	52	117	152	168
Grünschnitt	18	36	81	120	133
Bioabfälle	1	16	36	36	40
Schlachtabfälle	0	0	1,8	1,8	1,8
Energiepflanzen	21	42	95	930	1.963
Klärgas	13	29	37	39	43
Deponiegas	0	1	1	2	2
Summe	79	176	369	1281	2351

Quelle: eigene Berechnungen



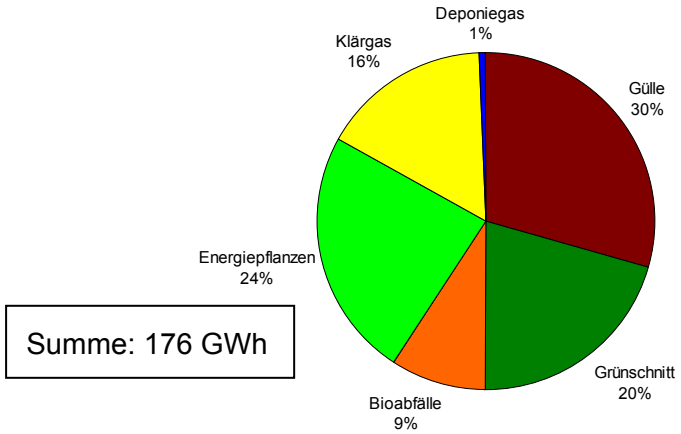
Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 5-24: Darstellung der Potenziale im Bereich gasförmiger biogener Energieträger



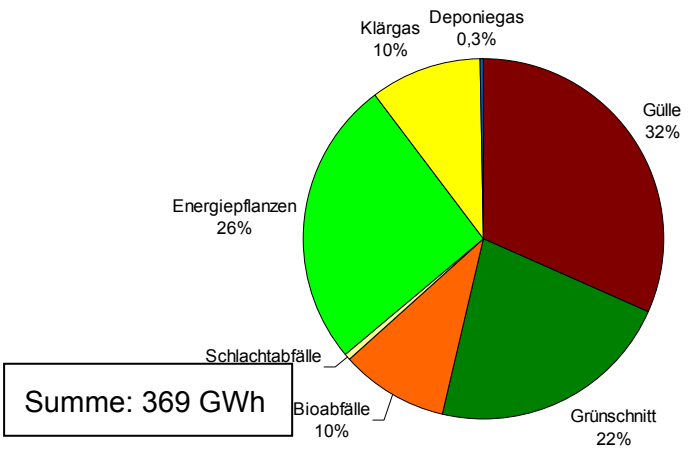
Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 5-25: Status quo der gasförmigen biogenen Energieträger in Luxemburg im Jahr 2005



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 5-26: Potenzial 2010 der gasförmigen biogenen Energieträger in Luxemburg



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 5-27: Potenzial 2020 der gasförmigen biogenen Energieträger in Luxemburg

5.4.11 Kosten der gasförmigen biogenen Energieträger

Eine kompakte Aufstellung zu erwartender Gesamt-Gestehungskosten von Biogas wurde bereits im Abschnitt “Technisches Entwicklungspotenzial von gasförmigen biogenen Energieträgern“ präsentiert. Die zusammenfassende Tabelle sei an dieser Stelle noch einmal wiedergegeben. Deutlich zu erkennen ist die Kostendegression mit steigender Anlagengröße. Die innovative Möglichkeit der Biogas-Direkteinspeisung stellt vor allem in Zusammenhang mit größeren Biogasanlagen eine aus ökonomischer Sicht und aus der Sicht der Energieeffizienz attraktive Möglichkeit der Nutzung dar.

Die Wirtschaftlichkeit von Anlagen, welche nicht in das Erdgasnetz einspeisen, hängt weitestgehend von der optimalen Vermarktung der Koppelprodukte Strom und Wärme ab. Kann die Wärme zu Endverbraucherpreisen (z.B. zur Beheizung privater Haushalte) verkauft werden, so ist die Gesamtwirtschaftlichkeit unter den gültigen Einspeisetarifen für den elektrischen Strom in der Regel gewährleistet, kann die Wärme nicht abgesetzt werden, so ist der wirtschaftliche Betrieb der Anlagen schwieriger zu erreichen.

Tabelle 5-29: Spezifische Kosten der Rohgaserzeugung nach Anlagentyp

Kürzel	Bezeichnung	Spezifische Kosten		
		Rohgas	Produktgas-einspeisung nach DWW[30] total	Produktgas-einspeisung nach PSA[31] total
		ct/kWh$_{hi}$	ct/kWh$_{hi}$	ct/kWh$_{hi}$
BG 50 G	Gülleanlage 50 m^3/h	5,20	13,22	12,24
BG 250 G	Gülleanlage 250 m^3/h	3,65	5,95	6,05
BG 500 G	Gülleanlage 500 m^3/h	3,32	4,87	5,00
BG 50 N	Nawaro-Anlage 50 m^3/h	7,91	16,47	15,69
BG 250 N	Nawaro-Anlage 250 m^3/h	5,84	8,31	8,44
BG 500 N	Nawaro-Anlage 500 m^3/h	5,67	7,33	7,54
BG 500 B	Siedlungs-Abfälle-Anlage	4,83	6,26	6,43
Holz-Vg 6250[32]	Holzvergaser 6250 m^3/h	3,77	6,11	-

Quelle: Wuppertal Institut (2005)

5.5 Geothermie

5.5.1 allgemeine Aspekte der Geothermienutzung

Der natürliche Wärmestrom aus dem Erdinneren beträgt an der Erdoberfläche nach Neubarth und Kaltschmitt (2000) ca. 65 mW/m^2 und ist damit für eine direkte Nutzung zu gering. Durch besondere geologische Randbedingungen entstehen jedoch geografische Zonen, welche die Auskopplung von nutzbarer Wärme gestatten. Geothermische Lagerstätten können dabei folgenden Typen zugeordnet werden:

- **Hydrothermale Niederdrucklagerstätten**: Warmwasser (bis 100 ^{o}C) oder Heißwasser (über 100 ^{o}C) sowie Nassdampf, Heiß- oder Trockendampf befindet

30 (DWW) Druckwasserwäsche

31 (PSA) Druckwechseladsorption

32 Aufgrund der Leistungsgröße und Verfahrenstechnik nur bedingt mit Fermentationsanlagen vergleichbar.

sich in Porenräumen des Gesteins.

- **Hydrothermale Hochdrucklagerstätten**: Diese Lagerstätten enthalten mit Gas (am häufigsten mit Methan) vermischtes Heißwasser und weisen Überdruck auf. Der Überdruck entsteht dabei durch tektonische Beanspruchung der Lagerstätten. In Österreich sind solche Lagerstätten aus dem Grenzbereich des Molassebeckens mit den Alpen bekannt. Diese spielen jedoch für eine nationale geothermische Nutzung keine Rolle.
- **Heiße trockene Gesteine**: Solche Gesteinsschichten sind in bohrtechnisch erreichbaren Schichten der Erdkruste bis 10 km Tiefe weit verbreitet. Kennzeichnend ist dabei, dass entsprechende Schichten nicht über ausreichende Wasserressourcen verfügen um eine längere Nutzung zu ermöglichen, d.h. Wärmeträgermedien müssen von außen für den Wärmetransport eingebracht werden. Derartige Vorkommen repräsentieren das größte Potenzial geothermischer Energie, tragen in Österreich jedoch noch nicht zur geothermischen Energienutzung bei.
- **Magmavorkommen**: Gesteinsschmelzen, welche aufgrund ihrer geringen Dichte in Höhen von 3 bis 10 km Tiefe aufgestiegen sind können zur Auskopplung von Hochtemperaturwärme herangezogen werden. Die technologischen Verfahren zur Nutzung solcher Geothermiepotenziale stellen jedoch noch eine Herausforderung dar und sind für Österreich nicht von Bedeutung.

5.5.2 Geothermiepotenziale in Luxemburg

Theoretisches Potenzial an Geothermie

Nach aktuellem Informationsstand sind die oben angeführten Lagerstätten in Luxemburg nicht bekannt. Probebohrungen in Luxemburg weisen typischer Weise einen flachen geothermischen Temperaturgradienten auf. Die Temperatur in einer Tiefe von 700 Metern beträgt in der Regel 21 ^{o}C. Die mittlere Jahres-Oberflächentemperatur in Luxemburg beträgt 8,3 ^{o}C. Bei näherungsweise linearem Temperaturverlauf entspricht dies einem Gradienten von 1,81 ^{o}C/100m. Die Nutzung dieser oberflächennahen geothermischen Wärme ist aufgrund des geringen Temperaturniveaus nur mit Hilfe der Wärmepumpentechnologie möglich. Das Potenzial aus Wärmepumpen wird jedoch unabhängig von der Wärmequellenanlage dieser Technologie im Kapitel „Wärmepumpen“ diskutiert und ist hier nicht weiter Gegenstand der Betrachtungen.

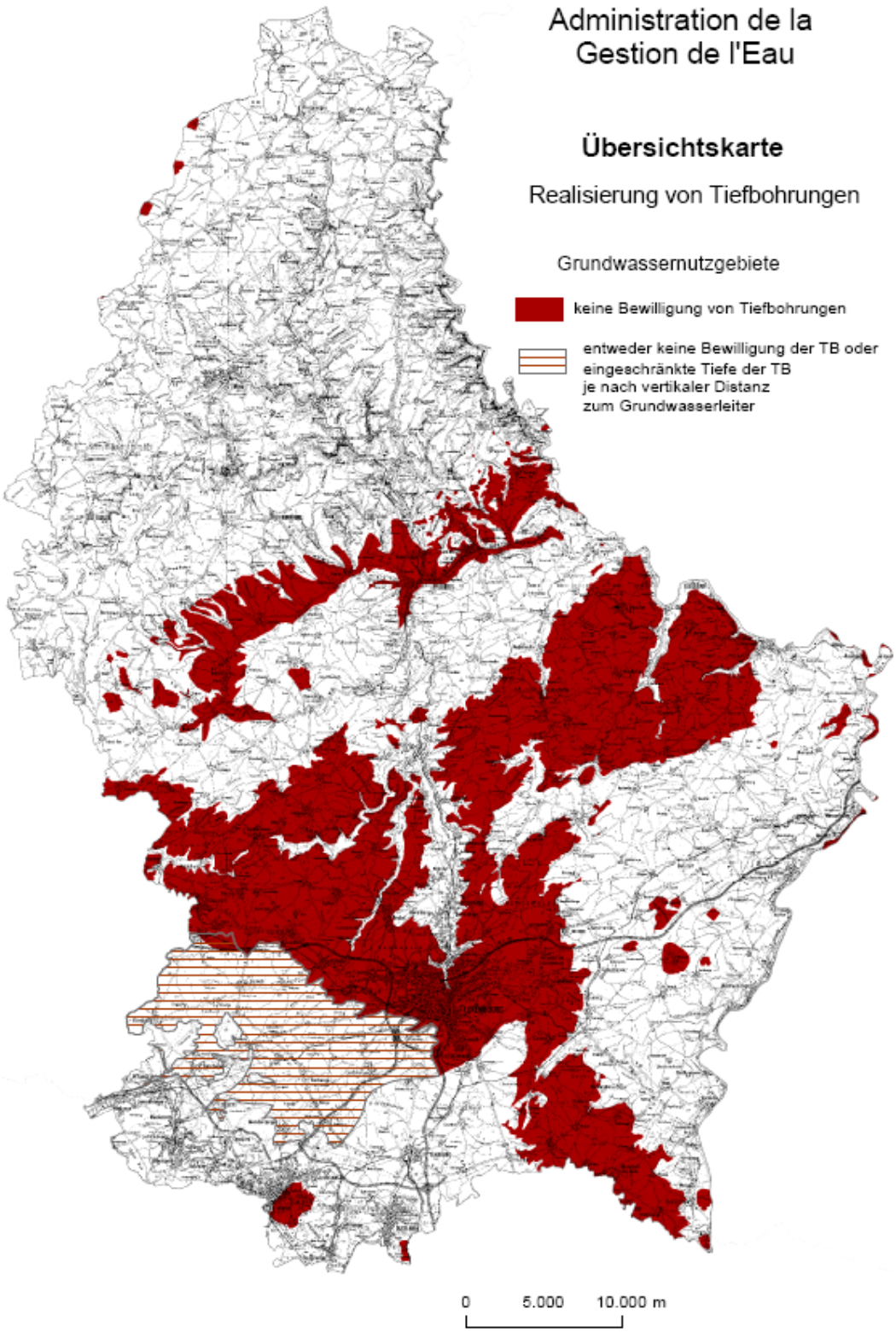
Das theoretische Potenzial an (direkt nutzbarer) Geothermie wird nach obiger Betrachtungsweise somit als Null eingeschätzt. Dazu muss jedoch angemerkt werden, dass das komplette Fehlen eines entsprechenden theoretischen Potenzials aufgrund der mangelhaften Dichte an tiefen Bohrungen heute noch nicht nachgewiesen wurde und dass (die heute noch unbekannte) Existenz eines entsprechen-

den Potenzials auch nicht ausgeschlossen werden kann. Für den Fall der Existenz eines hypothetischen theoretischen Potenzials sollen im Weiteren auch Aspekte des technischen Potenzials dokumentiert werden.

Technisches Potenzial an Geothermie

Da das theoretische Potenzial an direkt nutzbarer Geothermie mit Null eingeschätzt wurde, ist auch das technische Potenzial mit Null anzusetzen. Prinzipiell sind alle Technologien, welche zur Nutzung von geothermischen Potenzialen erforderlich wären, am europäischen Markt verfügbar. Zusätzliche Restriktionen sind jedoch (auch aus der Sicht einer zukünftigen Exploration eines möglichen Potenzials) durch Einschränkungen der möglichen Bohrtätigkeit gegeben. Diese Einschränkungen ergeben sich aus Gründen des Grundwasserschutzes. Abbildung 5-28 zeigt die entsprechenden Landesteile, in denen Bohrungen nur eingeschränkt oder gar nicht möglich sind. Die Genehmigung einer Bohrung wird im Einzelfall geprüft.

Wie auf der Karte in Abbildung 5-28 ersichtlich ist, sind Landesteile mit vergleichsweise hoher Bevölkerungsdichte von Bohrvorhaben auszuschließen. Dieser Umstand stellt ein strukturelles Hemmnis in Hinblick einer hypothetischen Nutzung von geothermaler Wärme in (vorhandenen) Wärmenetzen dar, ist aber zurzeit angesichts der fehlenden Potenziale ohne Belang.



Quelle: Administration de la Gestion de l´Eau

Abbildung 5-28: Einschränkungen bei der Durchführung von Tiefbohrungen in Luxemburg

Technisches Entwicklungspotenzial der Geothermie

Zentrale Hemmnisse für einen Einsatz der oberflächennahen Geothermie in Luxemburg mittels Wärmepumpen werden im Abschnitt Wärmepumpen diskutiert.

Auf europäischer Ebene ist der Ausbau bekannter geothermischer (meist hydrothermaler) Potenziale weit fortgeschritten. Weitere Versuche neue Potenziale zu lokalisieren sind von den hohen Investitionskosten für entsprechende Anlagen sowie dem Risiko von erfolglosen Bohrungen gehemmt. Dabei trifft das Wirtschaftlichkeitskriterium vor allem Anlagen, welche nur Niedertemperaturwärme für die Raumwärmebereitstellung und Warmwasserbereitung erbringen. Das Potenzial an balneologisch nutzbaren Aquiferen, welche oft mit einem hohen ökonomischen Zusatznutzen verknüpft sind, ist weitestgehend ausgeschöpft. Eine signifikante Reduktion der Investitionskosten ist aus technologischen Gründen in absehbarer Zeit nicht zu erwarten, da sowohl die Erschließungstechnologien als auch die technologische Handhabung des Wärmeträgermediums als ausgereift angesehen werden können. Aus wirtschaftlicher Sicht könnte in Zukunft die vermehrte Nachrüstung von bereits bestehenden, rein thermischen Anlagen mit Turbinen zur Stromerzeugung erfolgen. Diese, in der Regel als Ökostromanlagen anzuerkennenden geothermischen KWK-Anlagen erhalten in der Regel auch eine entsprechende Subvention.

Aus Gründen des hohen umsetzbaren Potenzials ist in Hinkunft die bereits eingangs erwähnte Nutzung heißer trockener Gesteine (auch “Hot Dry Rock“ – Prinzip genannt) von Bedeutung. Die Wärme dieser geothermalen Lagerstätten muss mittels eingebrachten Wärmeträgermediums aus dem porösen Gestein ausgetragen werden. Dabei kann das Gestein die nötige Durchlässigkeit von Natur aus aufweisen oder eine entsprechende Eigenschaft kann durch Sprengung erreicht werden. Diese Technologie befindet sich zurzeit im Versuchsstadium.

Realisierbares Potenzial aus Geothermie

Das realisierbare Potenzial aus direkt nutzbarer Geothermie in Luxemburg wird für den Betrachtungszeitraum 2010 bzw. 2020 mit Null eingeschätzt.

5.5.3 Kosten der Geothermienutzung

Die Kosten der Geothermienutzung beziehen sich im konkreten Fall auf die Herstellung der Wärmequellenanlage in Form von Bohrungen. Die nötigen Bohrungen stellen sowohl im Bereich der Erschließung hydrothermaler Potenziale als auch oberflächennaher Potenziale den wesentlichen Teil der Gesamtinvestition dar. Ein von Neubarth und Kaltschmitt (2000) dokumentierter Richtwert für die Herstellung

von Förder- und Injektionsbohrungen zur Erschließung hydrothermaler Quellen liegt bei ca. 2500 Euro pro Meter Bohrtiefe, wobei die betrachteten Bohrtiefen dabei weit über 100 Meter hinausgehen.

Für die Herstellung der für Luxemburg relevanten Wärmequellenanlagen geringer Bohrtiefe für die Nutzung mittels Wärmepumpenanlagen in Form von Erdsonden (welche im Abschnitt Wärmepumpen thematisiert werden) geben Neubarth und Kaltschmitt (2000) Richtwerte in der Größenordnung von 540 bis 610 Euro pro kW und mit Grundwassernutzung zwischen 210 und 600 Euro pro kW an.

5.6 Kleinwasserkraft

5.6.1 Kleinwasserkraftpotenziale in Luxemburg

Theoretisches Potenzial aus Kleinwasserkraft

Das Wasserkraftpotenzial einer Region resultiert aus dem Niederschlags- u. Abflussflächenpotenzial, dem Abflusslinienpotenzial, dem technischen und ausbauwürdigen Potenzial.

Das Flächenpotenzial des Niederschlags ermittelt sich aus der jährlichen Niederschlagsfracht unter Berücksichtigung der topografisch bedingten Höhenunterschiede zu dem Punkt, an dem das dort niederfallende Wasser das betrachtete Gebiet verlässt. Das Abflussflächenpotenzial ermittelt sich aus dem Niederschlagsflächenpotenzial unter zusätzlicher Berücksichtigung der Verdunstungsverluste. Das Abflusslinienpotenzial ermittelt sich aus der mittleren Jahresfracht der Fließgewässer und den vorhandenen Gefällen in den Wasserläufen ohne Berücksichtigung von Fließverlusten wobei das Abflusslinienpotential auch als theoretisches Potenzial der Wasserkraftnutzung (Kleinwasserkraft plus Großwasserkraft) gesehen werden kann.

Unter Berücksichtigung der Fließverluste und Wirkungsgrade bestimmt sich aus dem Abflusslinienpotenzial das technische Potenzial. Das ausbauwürdige bzw. realisierbare Potenzial erfasst alle bestehenden Wasserkraftanlagen, die in Bau befindlichen, sowie alle bekannten Projekte. Es berücksichtigt neben den aus technischer Sicht gegebenen Einschränkungen für die Errichtung einer Wasserkraftanlage zusätzlich noch wirtschaftliche Restriktionen, die aus gegenwärtiger Sicht den Betrieb eines Wasserkraftwerkes nicht rentabel erscheinen lassen.

Der Begriff der Kleinwasserkraft wird in dieser Arbeit mit einer oberen Leistungsgrenze der elektrischen Anlagen-Nennleistung von 10 MW, unabhängig von der Art der Anlage und der eingesetzten hydraulischen bzw. elektrischen Maschinen defi-

niert. Diese Definition wurde, wie in EU (1997) angeregt, von den meisten europäischen Staaten eingeführt, wobei der Begriff selbst international nicht normiert ist.

Wesentliche Luxemburger Daten in diesem Zusammenhang sind:

- Landesfläche: 2586 km^2
- mittlere Jahresniederschlagsmenge (Messbereich von 24 Stationen): 744-967 mm/a[33]
- mittlerer Jahresniederschlag total: 760 mm/a[34]
- Höhe über dem Meer: höchster Punkt: 560 m / tiefster Punkt: 130 m
- mittlere Höhe: 338 m[35]
- Entwässerung des Landes: mit der Ausnahme eines kleineren Flusses entwässert die gesamte Landesfläche über die Mosel in den Rhein; Seehöhe des Abflusses der Mosel: 130 m (bei Wasserbillig);

Seehöhen und Durchflussmengen der wesentlichen Wasserläufe Luxemburgs[36] am Punkt des Landeseintritts:

- Mosel: 145 m; 163 m^3/s (Zeitraum: 1976-1998)
- Sauer: 365 m
- Wiltz: 385 m
- Our: 320 m
- Alzette: 295 m
- Kaylerbach: 300 m
- Dudelingerbach: 300 m
- Attert: 285 m

Da kein mittlerer Wert zur jährlichen Verdunstungsrate in Luxemburg vorliegt, erfolgt die Abschätzung des theoretischen Potenzials in diesem Bereich näherungsweise anhand von Relationen, welche von Neubarth und Kaltschmitt (2000) verwendet werden.

---

33 Pfister L., C. Wagner, E. Vansuypeene, G. Drogue & L. Hoffmann (2005), Atlas climatique du Grand-Duché de Luxembourg, Musée national d'histoire naturelle, Société des naturalistes luxembourgeois, Centre de recherche public-Gabriel Lippmann, Administration des services techniques de l'agriculture, Luxembourg

34 http://urbanplus.com/areiononline/luxemburgb.html

35 Quelle: schriftliche Mitteilung, Administration du cadastre et de la topographie

36 schriftliche Mitteilung, Administration du cadastre et de la topographie; Service de la navigation

Die unterschiedlichen Kategorien der theoretischen Wasserkraftpotenziale berechnen sich demnach zu:

Niederschlagspotenzial: 1114 GWh/a

Abflussflächenpotenzial: 662 GWh/a

Durchflusspotenzial Mosel: 210 GWh/a

Abflusslinienpotenzial gesamt: 175 GWh/a

Das Abflusslinienpotenzial kann als theoretisches Wasserkraftpotenzial Luxemburgs im engeren Sinn verstanden werden und beträgt 175 GWh/a.

Technisches Potenzial aus Wasserkraft

Das technische Potenzial aus Wasserkraft errechnet sich aus dem gesamten Abflusslinienpotenzial unter zusätzlicher Berücksichtigung der Fließverluste und der technischen Wirkungsgrade der Umwandlungstechnologien. Da speziell die Abschätzung der Fließverluste ein genaues Studium der Gewässerverläufe erforderlich machen, welches über den Inhalt der gegenständlichen Studie hinausgeht, erfolgt die Analyse des technischen Potenzials aufgrund einer bottom-up Betrachtung. Wie unten im Text detailliert ausgeführt, ist eine Abschätzung des technischen Potenzials aufgrund der noch existierenden potenziellen Anlagenstandorte von Kleinwasserkraftwerken möglich. Die in Luxemburg denkbaren Kleinwasserkraftprojekte setzen sich dabei aus dem Neubau eines größeren Werkes, dem Neubau von 50 kleinen Anlagen und der Revitalisierung einiger weniger großer Anlagen des Bestandes zusammen. Das technische Potenzial kann aus diesen Angaben heraus auf einen Wert von 140 GWh/a abgeschätzt werden.

Technisches Entwicklungspotenzial der Wasserkraft

Die technologische Innovation bei Kleinwasserkraftwerken findet heute im Bereich von Verbesserungsinnovationen bei Fernüberwachungsanlagen bzw. bei Anlagen der Steuerungs- und Regelungstechnik statt. Innovationen sind in diesem Bereich nicht von energiepolitischen Rahmenbedingungen abhängig, sondern werden durch die allgemeine Entwicklung der Computer- bzw. Steuer- u. Regelungstechnik beeinflusst.

Im Bereich der hydraulischen und elektrischen Maschinen finden ebenfalls Neuentwicklungen statt, wobei das Entwicklungspotential durch den bereits sehr hohen technischen Standard gekennzeichnet ist. Verbesserungsinnovationen sind im Bereich der klassischen hydraulischen und elektrischen Maschinen deshalb meist nur auf inkrementelle Wirkungsgradverbesserungen beschränkt. Jedoch besitzen Neuanlagen wesentlich höhere Wirkungsgrade als ältere Anlagen und können das

Wasserdargebot in vielen Fällen aufgrund höherer Ausbauwassermengen in eine höhere Jahresarbeit umsetzen. Dieselben Aspekte treffen auf die Fertigungsverfahren zu, welche zur Herstellung der wesentlichen Komponenten von Kleinwasserkraftanlagen verwendet werden. Eine Kostendegression ist aufgrund von maßgeschneiderten Lösungen aus der Sicht des Anlagenbaus kaum zu erzielen.

Der Markt für Kleinwasserkraftanlagen wurde in den vergangenen Jahren durch die energiepolitischen Rahmenbedingungen im europäischen Raum belebt. Vor allem im Bereich der Anlagenrevitalisierungen wurden Anreize zu neuen Investitionen geschaffen. Dem gegenüber treten die verschärften ökologisch-juristischen Rahmenbedingungen für die Errichtung und den Betrieb von Kleinwasserkraftanlagen als diffusionshemmende Faktoren in Erscheinung. Die in der Wasserrahmenrichtlinie (European Commission (2000)) definierten Restwassermengen und zusätzlichen baulichen Einrichtungen wie Fischaufstiegshilfen stellen vor allem für kleine Anlagen wirtschaftlich existenzielle Faktoren dar. Eine zusätzliche Investitionsunsicherheit ist zurzeit durch die Möglichkeit gegeben, dass in bestehende Wasserrechte seitens von Behörden eingegriffen werden kann.

Günstige Standorte für Kleinwasserkraftwerke sind in Luxemburg so wie in allen anderen europäischen Ländern natürlich bereits in der Vergangenheit genutzt worden und stehen heute für neue Projekte nicht mehr zur Verfügung. Die Erschließung weniger günstiger Standorte wird durch die aufwendige wasserrechtliche Bewilligung zusätzlich unattraktiv.

Obige Faktoren bewirken gemeinsam, dass der Trend im Bereich der Kleinwasserkraftanlagen heute stark in Richtung Revitalisierung der Anlagen geht und dass die technologischen Lernkurven sowohl aus technischer als auch aus wirtschaftlicher Sicht gesättigt sind, das heißt, dass in absehbarer Zukunft kaum noch Lerneffekte zu erwarten sind. Dennoch auftretende Investitionskostensenkungen bezüglich der technischen Komponenten stehen in der Praxis neuen Aufwendungen z.B. zur Erfüllung komplexer Umweltauflagen zur Einhaltung der europäischen Wasserrahmenrichtlinie gegenüber.

Die von einer österreichischen Firma entwickelten Konzepte der ökologischen ECOBulb Turbine oder insbesondere der HYDROMATRIX Technologie, welche zusätzliche, bisher für die Kleinwasserkraft nicht nutzbare Standorte erschließen kann, eröffnen neue Chancen im Bereich der (Klein)Wasserkraftnutzung, wobei entsprechende Standorte in Luxemburg nicht lokalisiert werden konnten.

Realisierbares Potenzial aus Kleinwasserkraft

Die Ermittlung des technischen Potenzials baut auf eine Recherche von möglichen

konkreten Kraftwerksprojekten auf. Folgende Projekte können hierbei berücksichtigt werden:

- Ein neues 5 MW-Kraftwerk in Mesenich an der Sauer zwischen Moersdorf und Wasserbillig gelegen
- 1,7 MW Wasserkraft-Gesamtleistung verteilt auf ca. 50 kleine Wasserkraftwerke an bestehenden Wehren (ab 1,2 m Fallhöhe); die Besitzer von ca. 10 Standorten haben Interesse angemeldet;
- Modernisierung/Repowering von älteren größeren Kraftwerken:

  Kraftwerk Esch/Sauer (Inbetriebnahme: 1960, Turbinen wurden 1985 ersetzt, was zu einer Produktionssteigerung von 15% führte)

  Rosport (1960, 2007 soll eine Turbine ersetzt werden, 2008 die zweite)

  Grevenmacher (1964)

Die Realisierung des 5 MW-Kraftwerkes bis 2020 hängt davon ab, ob ein wirtschaftlicher Betrieb im Rahmen der Wasserrahmenrichtlinie möglich sein wird. Das hängt auch vom politischen Willen in Luxemburg und in Deutschland ab (es handelt sich um ein Grenzflusskraftwerk). Die Realisierung des Projekts wurde vom Wasserwirtschaftsamt zumindest nicht ausgeschlossen. In Hinblick auf die realisierbaren Potenziale wird angenommen, dass dieses Projekt bis 2020 durchgeführt werden kann.

Im Hinblick auf die Potenziale bis zum Jahr 2010 wird angenommen, dass 10 Kleinanlagen an bestehenden Wehren errichtet werden können. Bis 2020 können dann weitere Kleinanlagen an insgesamt 50% der Standorte an bestehenden Wehren umgesetzt werden. Das Optimierungspotenzial der größeren älteren Kraftwerke wird bis 2020 umgesetzt. Das zusätzliche Revitalisierungs- bzw. Optimierungspotenzial im Bereich bestehender Kleinanlagen wird gering eingeschätzt (nach Angaben der Luxemburger Energieagentur wurden 23 Kleinwasserkraftanlagen in den vergangenen Jahren revitalisiert).

Als Berechnungsbasis für die neuen Anlagen wird nach Rücksprache mit der Luxemburgischen Energieagentur eine Auslastung aller neuen Wasserkraftwerksanlagen von durchschnittlich 4500 Volllaststunden angenommen.

Wie bereits oben erwähnt ist zurzeit ein energetisches Potenzial aus Kleinwasserkraft in Luxemburg von 102 GWh ausgebaut (Produktion 2005). Dieses bereits realisierte Potenzial kann sich im Sinne eines realisierbaren Potenzials bis 2010 durch die Neuerrichtung von 10 Kleinanlagen und die Umsetzung einer größeren Revitalisierung auf 106 GWh/a erhöhen. Durch die weiter Errichtung von 15 Kleinanlagen, einer Großanlage und der Durchführung von 2 umfangreichen Revitalisierungen kann ein realisierbares Potenzial bis 2020 in der Höhe von 137 GWh/a umgesetzt werden.

5.6.2 Kosten der Kleinwasserkraftnutzung

Unter den beschriebenen Voraussetzungen ist es nicht möglich allgemeine Kosten für die Erschließung der letzten verfügbaren Potenziale der Kleinwasserkraftnutzung in Luxemburg anzugeben, da jedes einzelne Projekt individuell betrachtet und bewertet werden muss. Einmal handelt es sich möglicher Weise um die Optimierung der Regelung, bei einem anderen Projekt werden Maschinenteile ersetzt. Bei Neubauten an bestehenden Wehranlagen entfallen Teile der Kosten der wassertechnischen Bauten.

5.7 Photovoltaik

Neben der solarthermischen Wärmegewinnung stellt die photovoltaische Stromerzeugung eine weitere Form der Nutzung solarer Strahlungsenergie dar, wobei hierbei die solare Energie mittels Solarzellen direkt in elektrische Energie umgewandelt wird.

5.7.1 Allgemeine Aspekte der Photovoltaiknutzung in Luxemburg

Das durchschnittliche solare Strahlungsangebot in Luxemburg, das eine wesentliche Rechengrundlage zur Ermittlung der Potenziale darstellt, ist in Form der monatlichen Globalstrahlung in Tabelle 5-30dokumentiert.

Tabelle 5-30: Solarstrahlungsangebot in Luxemburg

	Durchschnittliche Globalstrahlung auf die horizontale Fläche	**Durchschnittliche Globalstrahlungssummen auf die horizontale Fläche**
	in W/m^2	in kWh/m^2
Januar	29	22
Februar	63	42
März	100	74
April	154	111
Mai	197	147
Juni	221	159
Juli	216	161
August	180	134
September	130	94
Oktober	75	56
November	37	27
Dezember	24	18
Summe		1043

Quelle: Statistik Luxemburg

5.7.2 Potenziale aus Photovoltaik in Luxemburg

Theoretisches Potenzial aus Photovoltaik

Für die Kalkulation des theoretischen Potenzials aus Photovoltaik in Luxemburg werden im Weiteren nur großtechnische netzgekoppelte Photovoltaikanlagen in Betracht gezogen. Das theoretische Potenzial ergibt sich aus dem theoretischen Strahlungsangebot, der für den Einsatz der Technologie zur Verfügung stehenden Landesfläche und der Konversionstechnologie.

Die mittlere flächenspezifische Globalstrahlungssumme für Luxemburg beträgt 1.043 kWh/m^2 pro Jahr. Die Landesfläche von Luxemburg beträgt insgesamt 2.586 km^2. Im Sinne der Kumulierbarkeit auch von theoretischen Potenzialen kann nicht die gesamte Landesfläche zur Kalkulation eines theoretischen Photovoltaikpotenzials herangezogen werden. Die gesamte Waldfläche von Luxemburg wurde bereits im Bereich der festen Biomasse in Rechnung gestellt, die gesamte landwirtschaftliche Nutzfläche wurde zur Produktion von Energiepflanzen herangezogen. Es verbleiben restliche Flächen von 424 km^2 (urbane Flächen, Verkehrsinfrastruktur, private Flächen welche nicht in die zuvor genannten Kategorien fallen), welche prinzipiell zur Kalkulation des theoretischen Potenzials aus Photovoltaik herangezogen werden können. Wie bereits eingangs angedeutet, kommt es bei dieser Technologie jedoch zu einer Flächenkonkurrenz mit der solarthermischen Nutzung der Sonnenenergie. Aus diesem Grund werden 50% der restlichen Flächen als Berechnungsbasis herangezogen, also 212 km^2. Weiters wird ein mittlerer Verstromungswirkungsgrad der Photovoltaikanlagen (monokristallines Silizium) von 15% angenommen. Daraus ergibt sich ein theoretisches energetisches Potenzial aus Photovoltaik für Luxemburg von 33.167 GWh/a.

Technisches Potenzial aus Photovoltaik

Das technische Potenzial aus Photovoltaik resultiert aus den für die Installation von Photovoltaikmodulen tatsächlich in der Praxis verfügbaren Flächen, dem regional unterschiedlichen Strahlungsangebot und der eingesetzten Anlagentechnik. Als wesentliche Randbedingung der Kalkulation gilt, dass eine Flächenkonkurrenz mit solarthermischen Anwendungen mit dem Faktor 0,5 berücksichtigt wird, das heißt, es stehen jeweils gleiche Flächen für Photovoltaik und Solarthermie zur Verfügung, sofern diese Flächen auch tatsächlich für beide Technologien nutzbar sind.

Der kritische Punkt bei der Abschätzung des technischen Potenzials ist somit eine praxisrelevante Einschätzung des technischen Flächenpotentials. Das Flächenpotential für Photovoltaik setzt sich typischer Weise aus folgenden möglichen Installationsflächen zusammen:

Dachflächen von Gebäuden: Aus unterschiedlichen Gebäudestatistiken (z.B. Bulletin du STATEC) kann für Luxemburg ein Gesamtgebäudebestand für das Jahr 2005 von ca. 127.000 Gebäuden ermittelt werden. Aus den Angaben über die Gebäudenutzflächen kann unter Berücksichtigung mehrgeschossiger Bauten die Gesamtdachfläche abgeschätzt werden. Diese ergibt sich zu 21,3 Mio. m^2, wobei der Kontrollwert pro Gebäude 168 m^2 beträgt, was für diese Abschätzung realistisch erscheint. Nach der landesüblichen Dachkonstruktion als Sattel- oder Walmdach kann der Südsektor der Dachfläche und zu geringen Anteilen der Ost- und Westsektor zur Integration oder Aufständerung der Photovoltaikmodule herangezogen werden. Das technische Flächenpotential wird aus diesem Grund mit einem Korrekturfaktor von 0,6 multipliziert, wodurch sich ein Flächenpotential auf Dachflächen von 12,8 Mio. m^2 ergibt. Da dieses Flächenpotenzial prinzipiell sowohl durch Photovoltaik als auch durch Solarthermie genutzt werde kann, wird diese Fläche im Weiteren noch halbiert. Das Flächenpotenzial für Photovoltaik in Luxemburg wird somit auf ca. 6,4 Mio. m^2 eingeschätzt. Das technische energetische Potenzial aus Photovoltaik auf Dächern in Luxemburg ergibt sich in der Folge zu 1002 GWh/a.

Gebäudefassaden: Die solare Einstrahlung auf die vertikale Fläche ist als Jahressumme geringer als jene auf die horizontale Fläche. Die Globalstrahlungssumme auf die nach Süden orientierte vertikale Fläche beträgt in Luxemburg im Mittel 843 kWh/(m^2*a). Aus Gründen der technischen Effizienz können zur Anbringung von Photovoltaikmodulen prinzipiell nur nach Süden orientierte Fassadenteile verwendet werden, welche keiner Verschattung oder Teilbeschattung unterliegen und außerdem keiner anderen funktionalen Verwendung unterliegen (Fenster, Türen, Loggien,…). Das technische Flächenpotential zur Nutzung von Solarstrahlung auf vertikalen Gebäudeflächen wird unter Berücksichtigung der genannten Einflussfaktoren auf ca. 543.000 m^2 eingeschätzt, wobei die getroffenen Annahmen den hohen Verschattungsanteil der Fassaden vor allem im städtischen Bereich berücksichtigen. Dieses Flächenpotenzial kann wiederum mittels Photovoltaik oder Solarthermie genutzt werden, was in der Kalkulation zur Halbierung des Flächenpotenzials für die Photovoltaik führt. Das technische energetische Potenzial aus Photovoltaik auf Fassaden in Luxemburg ergibt sich in der Folge zu 60 GWh/a.

Freiflächen: Bei der Abschätzung der für die technische Installation von Photovoltaik zur Verfügung stehenden Freifläche müssen die Flächenkonkurrenzen zu weiteren Erneuerbaren Energieträgern beachtet werden. Waldflächen und landwirtschaftliche Nutzflächen (sowohl Ackerland als auch Wiesen und Weiden) zur Kalkulation aus diesem Grund nicht mehr herangezogen werden. Die verbleibende Landesfläche Luxemburgs mit einer Fläche von 420 km^2 setzt sich aus urbanen Räumen, Verkehrsflächen und privat genutzten Flächen (z.B. Gärten) zusammen. Besonders die urbanen Räume wurden im Bereich der Dach- und Fassadennut-

zung bereits berücksichtigt. Grünflächen wurden im Zusammenhang mit der Berechnung des Grünschnittpotenzials berücksichtigt. Es verbleiben somit vor allem Flächen der Verkehrsinfrastruktur welche durch Nutzung der Randflächen oder auch Überdachung mittels Photovoltaik genutzt werden kann. Weiters können nicht im Bereich der Grünschnittkalkulation berücksichtigte Grünflächen genutzt werden bzw. es kann eine Doppelnutzung (Photovoltaik und Grünschnitt) mittels aufgeständerten Photovoltaikanlagen auf Nachführungssystemen (sog. „movern“) erfolgen. Die genannten Flächen weisen keine Flächenkonkurrenz zur Solarthermie auf, da der Wärmetransport vom Ort der Produktion zum Ort des Bedarfs in der Praxis nicht möglich wäre. Das Flächenpotential für Photovoltaik aus diesem Bereich wird auf 10% der soeben diskutierten „sonstigen Flächen“, also auf 42 km^2 eingeschätzt. Bei dieser Zahl handelt es sich um ein technisches Flächenpotenzial, welches keine Aussagen über eine wirtschaftliche Machbarkeit enthält. Dieses Flächenpotential entspricht einem Energieertrag von 6571 GWh/a.

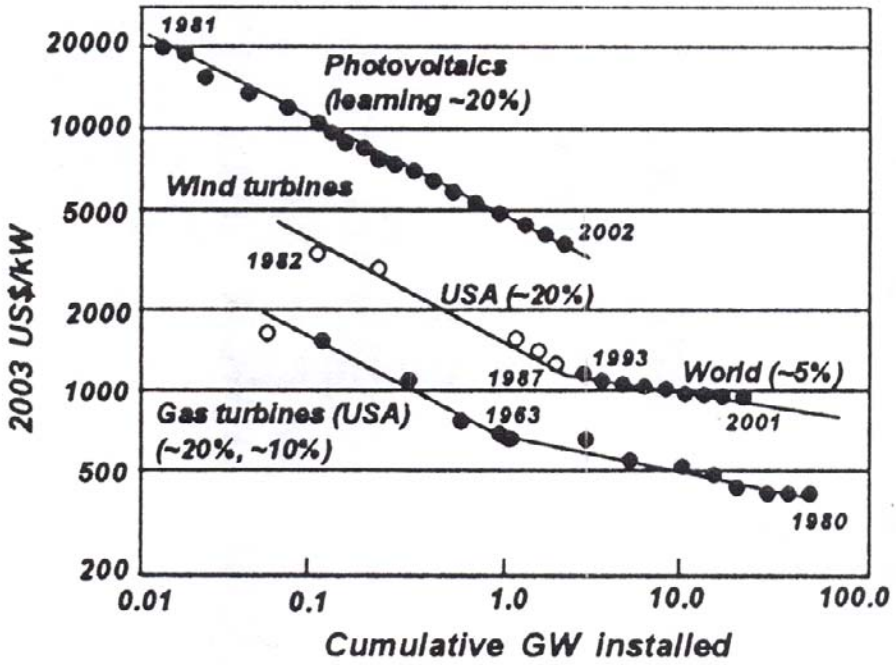
In Summe kann das technische Potenzial für Photovoltaik in Luxemburg mit 7.607 GWh/a angegeben werden.

Technisches Entwicklungspotenzial der Photovoltaik

Im Bereich der zukünftigen technologischen Entwicklung zeichnet sich eine anwendungsspezifisch breit gestreute Palette an Lösungen ab. Es werden alle Anlagengrößen und alle Anwendungsbereiche weiterentwickelt. Die Einsatzbereiche der Photovoltaik reichen dabei von Kleinstanwendungen im Bereich des Batterieersatzes bei Kleinstgeräten über kleine Insel-Stromversorgungsanlagen und netzgekoppelte Kleinanlagen bis zu photovoltaischen Kraftwerken. Kurz- bis mittelfristige Forschungsbereiche sind beispielsweise in der Gebäudeintegration von Photovoltaik zu sehen, ein mittel- bis langfristiges Thema stellt die Rolle der Photovoltaik in einer Wasserstoffwirtschaft dar.

Ein weiterer Forschungsbereich betrifft Netzdienstleistungen, welche durch den Einsatz von Wechselrichtern möglich sind. Wechselrichter können diesbezüglich zu einem aktiven Element in der Netztechnik werden und beispielsweise Aufgaben der Stabilisierung oder Blindleistungsbereitstellung übernehmen.

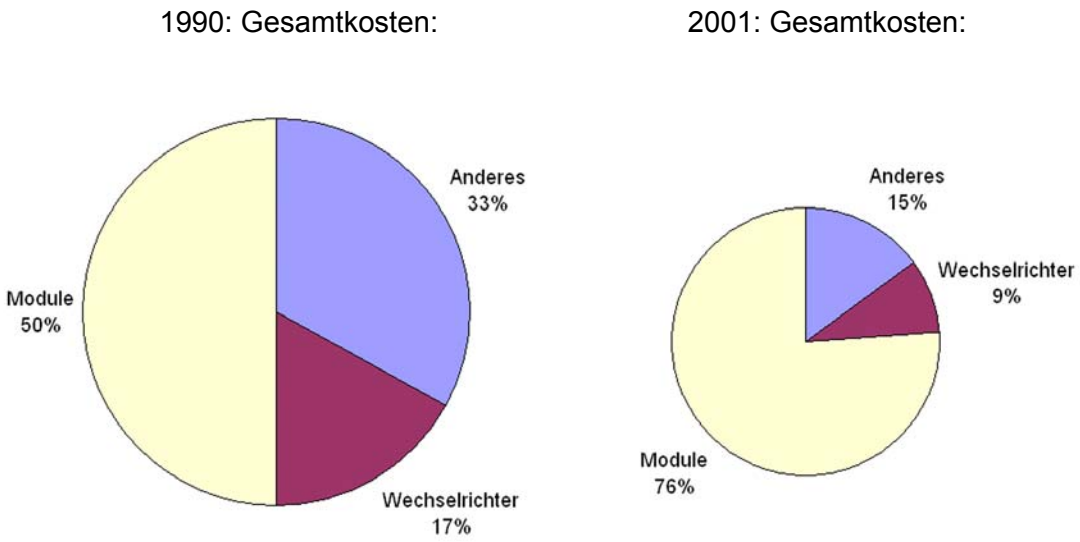
Die Lernkurve der Photovoltaik war in der Vergangenheit durch eine 20 %-ige Kostenreduktion je Marktverdopplung geprägt. Der aktuelle Wert der Kostenreduktion beträgt 18 % je Marktverdopplung, wobei das Marktwachstum 30 % pro Jahr beträgt. Diese internationalen Lerneffekte sind in Abbildung 5-29 dargestellt.



Quelle: Green (2005)

Abbildung 5-29: Lernkurve der Photovoltaik-Technologie im Vergleich mit anderen Technologien

Ökonomische Lerneffekte werden auch in der Arbeit von Haas (2004) dokumentiert. Ein generell zu beobachtender Trend ist die Verschiebung der relativen Anteile der Investitionskosten hin zu den Modulen. Die weiteren Komponenten der Photovoltaikanlagen wie die Wechselrichter, weitere Elektronikkomponenten oder die Dachintegrationskomponenten haben sich in der jüngern Vergangenheit wesentlich rascher verbilligt, als dies bei den Modulen der Fall war. Dennoch haben sich die Investitionskosten für Photovoltaikanlagen von 1990 auf 2001 mehr als halbiert. Machten die Photovoltaikmodule im Jahr 1990 ca. 50 % der Gesamtinvestitionskosten aus, so sind es im Jahr 2001 bereits 76 %. Im selben Zeitraum sinken die spezifischen Investitionskosten von ca. 15.000 Euro pro kW_{peak} auf 6500 Euro pro kW_{peak}. Die entsprechenden Verhältnisse sind in Abbildung 5-30 dargestellt.



Quelle: Haas (2004)

Abbildung 5-30: Entwicklung der durchschnittlichen Kostenstrukturen von Photovoltaikanlagen im deutschen Photovoltaikmarkt

Realisierbares Potenzial aus Photovoltaik

Die Entwicklung der Marktdiffusion von Photovoltaik in Luxemburg ist durch die historisch kurze aber intensive Förderung dieser Technologie geprägt. Binnen weniger Jahre wurden in Luxemburg ca. 1800 Anlagen[37] errichtet, wobei alleine durch den ausgelösten Photovoltaikboom binnen 3 Jahren Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 23 MW errichtet wurden. Die Förderung wurde aufgrund dieser Entwicklungen in den Jahren 2002 bis 2004 im Jahr 2005 umgestaltet und bis zum Jahr 2007 mit einer Quote von 3 MW für den Bereich der privaten Anlagen belegt. Kommunale Anlagen wurden nicht über eine Quote geregelt, sondern diese erhalten bis zum Jahr 2007 einen niedrigeren Einspeisetarif von 28 Cent/kWh. Diese Umstellung der Förderung sowie die Überförderung speziell von Großanlagen in der Vergangenheit brachten einen dramatischen Imageverlust der Technologie mit sich. Nach Umstellung der Förderung im Jahr 2005 wurde nur eine sehr geringe Zahl von Anlagen zur Förderung eingereicht. Im Jahr 2005 wurde laut CEGEDEL der Netzanschluss von lediglich 10 Photovoltaikanlagen beantragt. Laut Umweltverwaltung wurde nach der aktuellen Verordnung (seit 2005 in Kraft) erst 1 Anlage zur Förderung eingereicht.

37 Die exakte Anlagenzahl ist aus statistischen Gründen nicht bekannt.

Die weitere Entwicklung der Photovoltaik in Luxemburg (aber auch generell) ist in höchstem Maß von der jeweiligen Förderlandschaft abhängig. Sicherlich ist das Luxemburger Beispiel der historischen Photovoltaikförderung überdeutlich, die Diffusion dieser Technologie ist aber in jedem Fall von der energiepolitischen Zielvorstellung abhängig. Es ist also schwierig, in Hinblick auf ein realisierbares Potenzial für den Zeithorizont 2010 und 2020 einen konkreten Wert zu nennen, da dieser von der verfolgten energiepolitischen Gesamtstrategie und der entsprechenden Verteilung der beschränkt verfügbaren Mittel auf anreizorientierte Instrumente abhängt. Es ist somit eine Rückkopplung der Studienergebnisse, welche im Zuge der gegenständlichen Studie erarbeitet werden auf die realisierbaren Potenziale gegeben.

Eine Investition von Privatpersonen in PV ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen immer noch rentabel (die Rahmenbedingungen wurden mit einer Kapitalrückflusszeit von 14 a für eine kleine PV-Anlage kalkuliert), jene potenziellen Investoren, welche unter diesen Randbedingungen (implizierte Verzinsung des Kapitals) investieren würden, haben natürlich bereits zu einem bestimmten Anteil im Zuge des Photovoltaikbooms investiert. Dennoch sollte eine bessere Kommunikation dieser Sachlage die Diffusionsrate sogar unter bestehenden Rahmenbedingungen wieder ansteigen lassen.

Da die weitere Technologiediffusion der Photovoltaik in Luxemburg stark von den zukünftigen energiepolitischen Rahmenbedingungen abhängen wird, werden im Folgenden 2 Szenarien für die realisierbaren Potenziale aus Photovoltaik in Luxemburg gerechnet und dokumentiert. Dies ist einerseits ein konservativer Ansatz und andererseits ein ambitionierter Ansatz, wobei die Ergebnisse eine Bandbreite der möglichen Entwicklung angeben.

Konservativer Ansatz

Für den Zeitraum bis 2010 wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2007 die Depression der Technologiediffusion im Bereich Photovoltaik in Luxemburg andauert (möglicher Zeitpunkt einer Anpassung und vor allem einer neuen Kommunikation des Fördersystems. Für die Jahre 2008 bis 2010 wird angenommen, dass das Anreizsystem so ausgestaltet werden kann, dass die momentan bestehende Quote von 3 MW/a für kleine Anlagen auch tatsächlich erfüllt werden kann. Es kommen somit im Jahr 2010 zum Wert des Status quo 9 MW installierte Photovoltaikleistung hinzu. Dies entspricht einem realisierbaren Potenzial von Photovoltaik in Luxemburg im Jahr 2010 von insgesamt 26 GWh/a.

Für den Zeitraum von 2010 bis 2020 wird eine ambitioniertere energiepolitische Vorgabe angenommen, welche zu einer konstanten Diffusion von 3 MW Photovol-

taik pro Jahr in Form von privaten Kleinanlagen und 1 MW pro Jahr in Form von größeren kommunalen Anlagen führt. Insgesamt wird also in diesem Zeitraum von einer konstanten Diffusion von 4 MW/a ausgegangen. Das energetische realisierbare Potenzial aus Photovoltaik beträgt unter dieser Voraussetzung im Jahr 2020 59 GWh/a.

Ambitionierter Ansatz

Der ambitionierte Ansatz geht nicht wie der konservative Ansatz von konstanten Zubauraten aus, sondern geht von Wachstumszahlen aus. Es wird angenommen, dass bis zum Jahr 2010 ein Wachstum der installierten Photovoltaik in Luxemburg mit 18 %/a erfolgt und in der Periode 2010 bis 2020 dieses Wachstum 15 %/a beträgt (abnehmende Wachstumsraten). Diese Annahmen führen zu einem energetischen Potenzial aus Photovoltaik in Luxemburg von 43 GWh/a im Jahr 2010 und 176 GWh/a im Jahr 2020. Der jährliche Zubau im Jahr 2020 beträgt in diesem Ausbauszenario 28,4 MW/a und übersteigt damit den Wert der bis zum Jahr 2005 (inklusive) insgesamt in Luxemburg installierten Photovoltaikleistung von ca. 24 MW.

5.7.3 Kosten der Photovoltaiknutzung

Die zu erwartenden Kosten der Technologie sowie die zu erwartenden Trends wurden bereits im Abschnitt “Technisches Entwicklungspotenzial der Photovoltaik“ dokumentiert. Im Bereich der Kosten ist auch von Interesse, dass durch eine suboptimale Fördervergabe in der Regel höhere spezifische Anlagenkosten induziert werden, da sich alle Marktteilnehmer strategisch verhalten.

Generell ist eine Kostendegression mit der Anlagengröße feststellbar. Neubarth und Kaltschmitt (2000) führen folgende spezifische Anlagenkosten für Photovoltaikanlagen unterschiedlicher Leistungsklassen an:

1 kW-Anlage	8500 Euro/kW
5 kW-Anlage	6500 Euro/kW
20 kW-Anlage	5450 Euro/kW
100 kW-Anlage	5062 Euro/kW

Aus der Sicht der (volkswirtschaftlichen) Kosten macht es also Sinn, energiepolitische Strategien zur Realisierung großer Anlagen zu entwickeln, wobei aus der Sicht der Flächenpotentiale in Hinblick auf die schwerpunktmäßige Nutzung von Dachflächen hier auch technische Restriktionen wirken.

5.8 Solarthermie

Die solarthermische Wärmegewinnung stellt neben der photovoltaischen Stromerzeugung eine weitere Form der direkten Nutzung solarer Strahlungsenergie dar. Die solare Strahlung wird hierbei mit unterschiedlichen Arten von Solarkollektoren in Wärme umgewandelt, wobei diese Wärme typischer Weise im Bereich der Warmwasserbereitung und/oder Raumwärmebereitstellung eingesetzt wird. Mit konzentrierenden Systemen sind prinzipiell auch höhere Temperaturniveaus erreichbar, die einen Einsatz solarer Wärme im Prozesswärmebereich ermöglichen.

5.8.1 Allgemeine Aspekte der Solarthermie

Als typische Konversionstechnologien stehen folgende Kollektortypen zur Verfügung:

1. **Der Flachkollektor**: der heute mit großem Abstand am häufigsten eingesetzte Kollektortypus[38]. Ein in einem flachen kastenartigen Korpus befindlicher, mit einem Wärmeträgermedium durchströmter Metallblechabsorber wird durch eine Glasabdeckung hindurch mit Sonnenlicht bestrahlt, wobei der Metallblechabsorber dabei auf einer Wärmedämmung zur Reduktion der Transmissionsverluste ruht. Es erfolgt die Nutzung von Direkt- und Diffusstrahlung im Niedertemperaturbereich. Typische Anwendungen sind die Warmwasserbereitung und die (teil)solare Raumheizung.

2. **Der Vakuumrohrkollektor**: ein vergleichsweise selten eingesetzter Kollektortyp, der mittels konzentrierendem System und Vakuumisolation Wärmeauskopplung auf hohem Temperaturniveau ermöglicht. Mit einem Wärmeträgermedium durchströmte Absorberelemente liegen hierfür in der Achse evakuierter und halbseitig verspiegelter Glasrohre. Typische Anwendungen dieses Kollektortyps sind jene, welche höhere Temperaturniveaus erforderlich machen. In Luxemburg werden Vakuumrohrkollektoren oftmals in Verbindung mit der teilsolaren Raumheizung eingesetzt.

3. **Der Kunststoffabsorber**: der Standardkollektortyp für die Schwimmbaderwärmung. Der Kunststoffabsorber wird hierbei ohne Abdeckungs- und Isolierungsmaßnahmen mit Sonnenlicht bestrahlt und ist für die Bereitstellung von Wärme auf geringem Temperaturniveau ausgelegt.

---

38 Die im Jahr 2004 in Österreich neu installierten solarthermischen Anlagen bestehen zu ca. 94 % aus Flachkollektoren, 5 % entfallen auf den Kunststoffabsorber (Schwimmbadabsorber) und nur ca. 1 % der Kollektorfläche entfällt auf den Vakuumrohrkollektor.

4. **Der Luftkollektor**: obwohl erst einige Anlagen umgesetzt sind, könnte gerade die Kombination mit der kontrollierten Wohnraumlüftung, aber auch die Erwärmung von großvolumigen Bauten ein großer Zukunftsmarkt sein. Das technologische Spektrum reicht hier von metallischen und Kunststoffabsorbern bis zu textilen Absorbern, wobei die entstehende Wärme auf unterschiedliche Art und Weise abtransportiert werden kann.

5.8.2 Potenziale aus Solarthermie

Theoretisches Potenzial aus Solarthermie

Das theoretische Potenzial aus Solarthermie in Luxemburg ergibt sich, ähnlich wie bei der Kalkulation des Potenzials aus Photovoltaik, aus dem theoretischen Strahlungsangebot, der für den Einsatz von Photovoltaik theoretisch zur Verfügung stehenden Landesfläche von Luxemburg und Kennzahlen der Konversionstechnologie. Das durchschnittliche Strahlungsangebot auf die horizontale Fläche, das bei der Analyse der Photovoltaik auf Monatsbasis dargestellt wurde, beträgt für Luxemburg im Mittel 1043 kWh/(m^2*a).

Zur Kalkulation des theoretischen Potenzials wird im Weiteren angenommen, dass zu 100% der Kollektortyp des selektiven Flachkollektors zum Einsatz gelangt. Praktisch gemessene Nutzwärmeerträge von unterschiedlichen Kollektortypen in Österreich sind in Tabelle 5-31 dokumentiert. Da die klimatischen (strahlungstechnischen) Randbedingungen der untersuchten Anlagen ähnlich den luxemburger Verhältnissen sind, werden diese Zahlen auch für die weitere Kalkulation übernommen.

Tabelle 5-31: Annahmen für die Berechnung des Nutzwärmeertrages[39] von solarthermischen Anlagen

Kollektortyp	**Nutzwärmeertrag**	
	Betriebsdaten in kWh/m^2a	**Rechenwert in kWh/m^2a**
Kunststoffabsorber	250 bis 300	300
Flachkollektor	300 bis 400	350
Vakuumrohrkollektor	450 bis 650	550

Quelle: Faninger (2005c)

39 Als Nutzwärme wird hier jene Wärme verstanden, welche in den Wärmespeicher (Puffer oder Boiler) eingebracht wird. Die angegebenen Werte widersprechen damit nicht der Forderung einer luxemburgischen Verordnung vom 3. August 2005 über einen erforderlichen spezifischen Kollektorertrag von 525 kWh/m^2 a da dieser Kennwert nur die Kollektoreffizienz beschreibt.

Die Landesfläche von Luxemburg beträgt 2586 km^2. Abzüglich der bereits im Bereich der Biomassenutzung verwendeten Flächen und unter Berücksichtigung der Flächenkonkurrenz zur Photovoltaik ergibt sich eine Flächenkalkulationsbasis von 212 km^2. Aus den oben erläuterten Faktoren ergibt sich in der Folge ein theoretisches energetisches Potenzial aus Solarthermie für Luxemburg von 74.200 GWh/a.

Technisches Potenzial aus Solarthermie

Das technische Potenzial aus Solarthermie resultiert, ähnlich wie bei der Photovoltaik, aus den für die Installation von solarthermischen Kollektoren verfügbaren Flächen, dem regionalen Strahlungsangebot und der eingesetzten Anlagentechnik.

Der kritische Punkt bei der Abschätzung des technischen Potenzials ist, ebenfalls wie bei der Kalkulation des technischen Potenzials für Photovoltaik, die praxisrelevante Einschätzung des technischen Flächenpotentials. Das Flächenpotential für Solarthermie setzt sich aus folgenden möglichen Installationsflächen zusammen:

Dachflächen von Gebäuden: Aus unterschiedlichen Gebäudestatistiken (z.B. Bulletin du STATEC) kann für Luxemburg ein Gesamtgebäudebestand für das Jahr 2005 von ca. 127.000 Gebäuden ermittelt werden. Aus den Angaben über die Gebäudenutzflächen kann unter Berücksichtigung mehrgeschossiger Bauten die Gesamtdachfläche abgeschätzt werden. Diese ergibt sich zu 21,3 Mio. m^2, wobei der Kontrollwert pro Gebäude 168 m^2 beträgt, was für diese Abschätzung realistisch erscheint. Nach der landesüblichen Dachkonstruktion als Sattel- oder Walmdach kann der Südsektor der Dachfläche und zu geringen Anteilen der Ost- und Westsektor zur Integration oder Aufständerung der Photovoltaikmodule herangezogen werden. Das technische Flächenpotenzial wird aus diesem Grund mit einem Korrekturfaktor von 0,6 multipliziert, wodurch sich ein Flächenpotential auf Dachflächen von 12,8 Mio. m^2 ergibt. Da dieses Flächenpotenzial prinzipiell sowohl durch Solarthermie als auch durch Photovoltaik genutzt werde kann, wird diese Fläche im Weiteren noch halbiert. Das Flächenpotenzial für Solarthermie in Luxemburg wird somit auf ca. 6,4 Mio. m^2 eingeschätzt. Das technische energetische Potenzial aus Solarthermie auf Dächern in Luxemburg ergibt sich in der Folge zu 2.241 GWh/a.

Gebäudefassaden: Die solare Einstrahlung auf die vertikale Fläche ist als Jahressumme geringer als jene auf die horizontale Fläche. Die Globalstrahlungssumme auf die nach Süden orientierte vertikale Fläche beträgt in Luxemburg im Mittel 843 $kWh/(m^2*a)$. Aus Gründen der technischen Effizienz werden zur Anbringung von solar thermischen Kollektoren prinzipiell nur die nach Süden orientierten Fassadenteile in Betracht gezogen. Zusätzlich dürfen diese Gebäudeteile weder einer Verschattung oder Teilbeschattung unterliegen noch für eine andere funktionale Ver-

wendung vorgesehen sein (Fenster, Türen, Loggien,…). Das technische Flächenpotential zur Nutzung von Solarstrahlung auf vertikalen Gebäudeflächen wird unter Berücksichtigung der genannten Einflussfaktoren auf ca. 543.000 m^2 eingeschätzt, wobei die getroffenen Annahmen den hohen Verschattungsanteil der Fassaden vor allem im städtischen Bereich berücksichtigen. Dieses Flächenpotenzial unterliegt wiederum der Flächenkonkurrenz von Solarthermie und Photovoltaik, was in der Kalkulation zur Halbierung des Flächenpotenzials für die Solarthermie führt. Das technische energetische Potenzial aus Solarthermie auf Gebäudefassaden in Luxemburg ergibt sich in der Folge zu 77 GWh/a.

Freiflächen: Das Potenzial an Freiflächen für den Einsatz von solar thermischen Anlagen ist restriktiver einzuschätzen, als dies bei der Kalkulation der Photovoltaik der Fall war. Der Unterschied liegt in der Transportierbarkeit der produzierten Endenergie, welche im Fall des elektrischen Stromes kostengünstig und technisch effizient durch eine Einspeisung in das Verteilnetz erfolgen kann, der Standort einer solar thermischen Anlage jedoch weitestgehend an den Ort des entsprechenden Wärmebedarfs gebunden ist. Bei der Abschätzung der, für die technische Installation von Solarthermie zur Verfügung stehenden Freifläche müssen weiters die Flächenkonkurrenzen zu weiteren Erneuerbaren Energieträgern beachtet werden, wobei diese Restriktion durch erstere beinahe auf die Flächenkonkurrenz zur Photovoltaik reduziert wird. Die verbleibende Landesfläche Luxemburgs mit einer Fläche von 420 km^2 setzt sich aus urbanen Räumen, Verkehrsflächen und privat genutzten Flächen (z.B. Gärten) zusammen. Besonders die urbanen Räume wurden im Bereich der Dach- und Fassadennutzung bereits berücksichtigt. Grünflächen wurden im Zusammenhang mit der Berechnung des Grünschnittpotenzials berücksichtigt, jedoch nicht zur Gänze. Zur Installation von solar thermischen Anlagen, welche nicht auf Dach- bzw. Fassadenflächen angebracht werden, eignen sich somit jene Bereiche der Verkehrsinfrastruktur, welche in unmittelbarer Nähe einer möglichen Wärmeabnahme angesiedelt sind und Grünflächen in der Nähe von Gebäuden, welche sich z.B. zur Aufständerung von Kollektoren eignen und einem entsprechenden nahe gelegenen Wärmebedarf gegenüber stehen.

Das Flächenpotential für Solarthermie aus diesem Bereich wird auf 5% der soeben diskutierten „sonstigen Flächen“, also auf ca. 21 km^2 eingeschätzt. Bei dieser Zahl handelt es sich um ein technisches Flächenpotenzial, welches keine Aussagen über eine wirtschaftliche Machbarkeit enthält. Dieses Flächenpotential entspricht einem Energieertrag von 7.420 GWh/a.

In Summe kann das technische Potenzial für Solarthermie in Luxemburg mit 9.738 GWh/a angegeben werden.

Technisches Entwicklungspotenzial der Solarthermie

Die technologischen Zukunftstrends im Bereich Solarthermie liegen in der stärkeren Diffusion heute noch wenig verbreiteter Anwendungen. So ist bereits kurzfristig in einigen europäischen Ländern ein deutlicher Trend zur verstärkten Heizungseinbindung von solarthermischen Anlagen abzusehen. Dabei wächst die durchschnittliche je "Solarhaushalt" installierte Kollektorfläche von zurzeit ca. 8 m^2 in den kommenden Jahren auf durchschnittlich ca. 18 m^2 an. Eine weitere zukunftsträchtige Anwendung von Solarthermie ist die solare Kühlung. Die Markteinführung dieser Technologie wird in ca. 5 Jahren erwartet und soll eine weitere Vergrößerung der mittleren installierten Kollektorfläche pro solarthermische Anlage mit sich bringen. Denkbar ist in diesem Zusammenhang die Entwicklung von kombinierten Kompaktgeräten, welche die Energiedienstleistungen Warmwasserbereitung, Raumwärmebereitstellung und sommerliche Klimatisierung vereinen.

Die technologische Entwicklung der Kollektoren selbst kann sowohl aus der Sicht des noch verfügbaren technologischen Potenzials (z.B. Absorber- u. Kollektorwirkungsgrade) als auch aus der Sicht der der wirtschaftlichen Aspekte (z.B. Lernkurve des Kupferblech-Absorbers) als ausgereizt betrachtet werden. Die Marktanteile der vom einfach verglasten Flachkollektor mit selektiv beschichtetem Absorber abweichenden Kollektortypen wurden in den letzten Jahren sowohl absolut als auch relativ immer geringer und sind nur noch von untergeordneter Bedeutung.

Technologisches Innovationspotenzial ist sicherlich im Bereich der eingesetzten Materialien zu sehen. Hochwertige Rohstoffe wie beispielsweise Kupferbleche könnten aufgrund steigender Weltmarktpreise in Zukunft durch kostengünstigere Materialien substituiert werden. Neue Kollektortypen wie der Luftkollektor stehen am Beginn ihrer Entwicklung.

Innovative Anwendungen bereits verfügbarer Kollektortechnologie, wie beispielsweise der fassadenintegrierte Kollektor, bieten noch vielgestaltige zukünftige Anwendungsmöglichkeiten und ein hohes technisches Ausbaupotential. Momentan wird die Montage der Flachkollektoren in EU-Ländern jeweils zur Hälfte auf der Dachhaut und dachintegriert durchgeführt. Fassadenintegrierte Kollektoren sind noch die Ausnahme.

Die Lernkurven von Flachkollektoren zeigen im Zeitraum von 1995 bis 2004 (Zeitraum 10 Jahre) eine Kostensenkung von ca. -35 % bei einer gleichzeitigen Wirkungsgradsteigerung um 25 %. Dies bedeutet, auf die Marktentwicklung umgelegt, einen ökonomischen Lerneffekt von ca. -29 % je Marktverdopplung. Mittelfristig kann die ungebrochene Fortsetzung dieses Trends nicht erwartet werden, da die Produktion dieser Technologie mittlerweile auf eine großindustrielle Basis gestellt

wurde und weitere Effizienzsteigerungen im Bereich der Produktion und im Bereich des Produktdesigns dadurch kaum mehr erwartet werden können. Ein ökonomisches Lernpotenzial liegt im Bereich von Systeminnovationen, wie sie beispielsweise von der Weiterentwicklung von Luftkollektoren erwartet werden könnten oder im Bereich des Einsatzes von kostengünstigeren Rohstoffen.

Aus der Sicht der Gesamt-Systemkosten werden vor allem im Bereich der Installateure Lerneffekte durch die sukzessive Senkung von Transaktionskosten wirksam. Diese werden vor allem im Bereich der frühen Technologiediffusion als starkes Hemmnis der Marktentwicklung angesehen, was in Luxemburg noch zum Tragen kommen könnte. Die langsam wirkenden Instrumente der Erwachsenen- bzw. Expertenbildung bezüglich innovativer Technologien (z.B. Ausbildung zum Solarinstallateur, Energieberater,…) zeigen jedoch nach internationaler Erfahrung ihre Wirkung.

Realisierbares Potenzial aus Solarthermie

Das realisierbare Potenzial aus Solarthermie wird im betrachteten Zeitraum bis zum Jahr 2020 durch die Restriktion des technischen Potenzials bei der Anwendung realistischer Fördermechanismen nicht begrenzt. Die Unterstützung der Marktdiffusion von Solarthermie hat in Luxemburg auch in Hinblick auf die Kiotoziele des Landes interessante Auswirkungen, da mit Solarwärme vor allem Heizöl und Erdgas in den Energiedienstleistungsbereichen Warmwasserbereitung und Raumwärme substituiert werden.

Eine Verstärkung der Diffusionsraten erscheint insbesondere deshalb realistisch, da Solarthermie in Luxemburg eine bereits in den Markt eingeführte Technologie darstellt und die sehr frühe Phase der Markteinführung bereits überschritten wurde. Ein kombinierter Ansatz aus informatorischen und anreizorientierten Instrumenten bewirkt hier eine weitere Steigerung der Marktdiffusion.

Der Status quo 2005 bezüglich der in Luxemburg installierten solar thermischen Anlagen wird von den in Tabelle 5-32 dargestellten Daten abgeleitet. Im Zeitraum von 2001 bis Ende 2005 wurden in Luxemburg insgesamt 749 solar thermische Anlagen mit einer Gesamtfläche von ca. 5.600 m^2 bezuschusst. Die Entwicklung der Anzahl der bezuschussten Anlagen verlief dabei unstetig. Im Jahr 2005 wurden deutlich weniger Anlagen gefördert als in den 3 Jahren davor. Der Schluss liegt dabei nahe, dass die Umstellung des Fördersystems hier Einfluss genommen hat.

Zusätzlich zu den dokumentierten bezuschussten Anlagen von Privatpersonen wurden im Zeitraum 1998 bis 2005 in Summe 15 kommunale solar thermische Anlagen errichtet, welche über das PEEC-Programm bzw. über den Umweltschutz-

fonds (fonds pour la protection de l'environnement) bezuschusste wurden.

Tabelle 5-32: Über die Verordnung vom 17. Juli 2001 und die Verordnung vom 3. August 2005 bezuschusste solar thermische Anlagen von Privatpersonen in Luxemburg

	Anlagen ohne Heizungseinbindung			**Anlagen mit Heizungseinbindung**			**Alle Anlagen**		
Jahr	m^2	Stk	m^2/Stk	m^2	Stk	m^2/Stk	m^2	Stk	m^2/Stk
2001	346	68	5,1	271	31	8,7	617	99	6,2
2002	764	132	5,8	636	60	10,6	1.400	192	7,3
2003	767	128	6,0	374	43	8,7	1.141	171	6,7
2004	653	123	5,3	1.100	63	17,5	1.753	186	9,4
2005	298	55	5,4	385	46	8,4	683	101	6,8
Summe	2.828	506		2.766	243		5.593	749	

Quelle: Umweltverwaltung

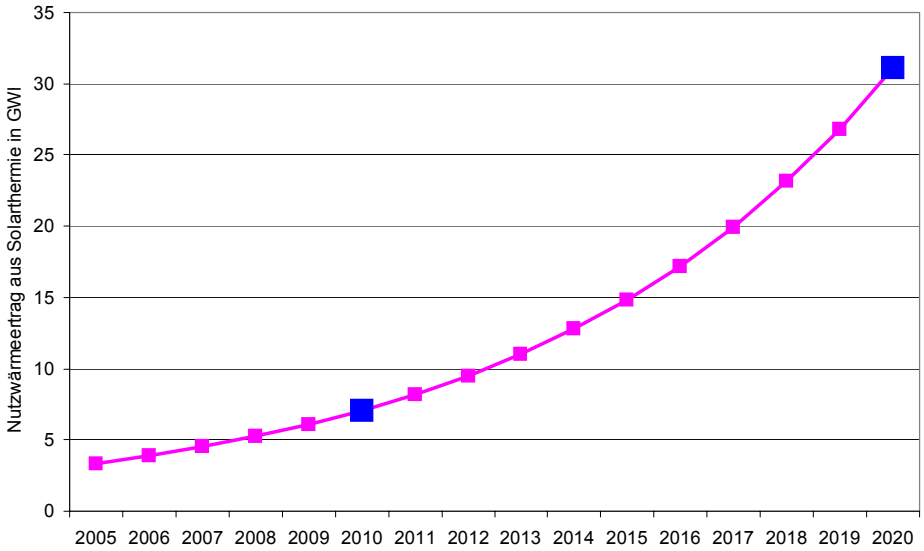
Über den Zeitraum vor 2001 bei privaten Anlagen bzw. über den Zeitraum vor 1998 bei kommunalen Anlagen liegen keine statistischen Aufzeichnungen vor. Weiters ist mit einer gewissen Anzahl von Anlagen zu rechnen, welche nicht um Bezuschussung angesucht haben. Der EuroObservER (2005) nennt eine kumulierte Kollektorfläche in Luxemburg für das Jahr 2004 von 11.500 m^2. Diese Zahl erscheint angesichts der verfügbaren disaggregierten Daten als hoch gegriffen, zumal der Diffusionsgrad dieser Technologie vor den Zeiten der hier dargestellten Aufzeichnungen laut der Aussage von luxemburgischen Experten sehr gering war. Zur Abschätzung des Status quo für das Jahr 2005 wurde deshalb angenommen, dass im Zeitraum vor 2001 bereits eine Kollektorfläche von 848 m^2 im Bereich der Anlagen ohne Heizungseinbindung und 277 m^2 im Bereich der Anlagen mit Heizungseinbindung installiert waren. Die Anlagen welche in Zeiträumen der prinzipiellen Möglichkeit einer Bezuschussung ohne Bezuschussung errichtet wurden, wurden mit 1804 m^2 eingeschätzt. Insgesamt ergibt dies eine Einschätzung des Status quo für das Jahr 2005 von 9603 m^2 Kollektorfläche bzw. einem energetischen Ertrag dieser Anlagen von 3 GWh.

Da die weitere Technologiediffusion der Solarthermie in Luxemburg stark von den zukünftigen energiepolitischen Rahmenbedingungen abhängen wird, werden im Folgenden, wie dies schon bei der Photovoltaik durchgeführt wurde, 2 Szenarien für die realisierbaren Potenziale aus Solarthermie in Luxemburg gerechnet und dokumentiert. Dies sind einerseits ein konservativer Ansatz und andererseits ein ambitionierter Ansatz, wobei die Ergebnisse eine Bandbreite der möglichen Entwicklung angeben.

Konservativer Ansatz

Für die weitere Marktdiffusion der Solarthermie in Luxemburg kann eine Obergrenze im Bereich der neu errichteten Gebäude gesehen werden, da zurzeit äußerst wenige Anlagen im Bereich des Gebäudebestandes realisiert werden. Ein Richtwert sind hier 1000 Einfamilienhäuser welche typischer Weise pro Jahr in Luxemburg neu errichtet werden. Die vergangenen Jahre wiesen Diffusionsraten von ca. 180 Anlagen oder ca. 1.500 m^2 Kollektorfläche pro Jahr auf.

Abbildung 5-31 ist das im Weiteren verwendete konservative Wachstumsszenario für die Diffusion der Solarthermie in Luxemburg dargestellt. Es geht von einem exponentiellen Diffusionsverlauf mit dem Startwert des Status quo im Jahr 2005 aus und entwickelt sich bis zum Jahr 2020 zu einer jährlich neu installierten Kollektorfläche von 12.300 m^2 pro Jahr. Dies würde bedeuten, dass im Jahr 2020 auf jedem der hypothetisch 1000 neu errichteten Einfamilienhäuser ein Kollektor von 12,3 m^2 Fläche installiert wird, welcher folglich zur teilsolaren Raumheizung eingesetzt wird. Das jährliche Wachstum beträgt in diesem Szenario 16 %/a.



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 5-31: Szenario zur weiteren Diffusion der Solarthermie in Luxemburg bis 2020

Da eine 100%ige Ausstattung des gesamten Einfamilien-Hausbaues im Jahr 2020 mit großen Kollektorflächen unrealistisch erscheint (z.B. ist auf einem Passivhaus ein großer Kollektor nicht unbedingt technisch sinnvoll), wird in diesem Szenario damit gerechnet, dass auch ein Anteil der ausgewiesenen Kollektorflächen im Gebäudebestand installiert wird. Obwohl dies zurzeit eine unübliche Praxis in Luxem-

burg darstellt, kann angenommen werden, dass sich die entsprechende „Baukultur“ im betrachteten Zeitabschnitt diesbezüglich ändern wird. Die realisierbaren energetischen Potenziale im Bereich solar thermischer Anlagen betragen demnach im konservativen Szenario im Jahr 2010 einen Wert von 7 GWh und im Jahr 2020 einen Wert von 31 GWh.

Ambitionierter Ansatz

Im ambitionierten Szenario wird von einer jährlichen Wachstumsrate der Marktdiffusion der Solarthermie in Luxemburg von 25 %/a ausgegangen. Diese Wachstumsrate bewirkt ein energetisches Potenzial aus Solarthermie in Luxemburg von 10 GWh/a im Jahr 2010 und 96 GWh/a im Jahr 2020. Dies bedeutet einen jährlichen Neubau von solarthermischen Anlagen im Jahr 2010 von ca. 5900 m^2/a und im Jahr 2020 von 54.600 m^2/a. Dies würde in Hinblick auf die Umsetzung der genannten Potenziale bedeuten, dass bereits im Jahr 2010 jedes in Luxemburg neu errichtete Einfamilienhaus ohne Ausnahme eine solarthermische Anlage von knapp 6 m^2 aufweisen müsste und dass im Jahr 2020 über diese Annahme hinaus pro Jahr auch noch 8.100 Haushalte im Gebäudebestand mit einer jeweils 6 m^2 großen solarthermischen Anlage ausgestattet werden müssten.

5.8.3 Kosten der Solarthermie

Die Investitionskosten für solarthermische Anlagen bewegen sich in Abhängigkeit von der Systemgröße sowie der eingesetzten Technik innerhalb einer sehr großen Bandbreite. Mit zunehmender Anlagengröße sinken die spezifischen Kosten vor allem für den Kollektor und den Speicher deutlich. Für die für Luxemburg relevante Kollektortechnologie des einfachverglasten Flachkollektors mit selektivem Absorber geben Neubart und Kaltschmitt (2000) spezifische Kosten von 218 Euro/m^2 Kollektorfläche an. Werden Kollektoren vom Betreiber selbst montiert (z.B. Indachmontage von Streifenabsorbern) so liegen die Kosten deutlich unter diesem Wert.

In Tabelle 5-33 sind die Investitionskosten von solarthermischen Anlagen unterschiedlicher Kollektorfläche dokumentiert. Die Kosten sind dabei in die wesentlichen Anlagenelemente und Dienstleistungen aufgegliedert. Anhand der spezifischen Gesamtinvestitionskosten ist die Kostendegression bei größeren Anlagen gut ersichtlich.

Tabelle 5-33: Investitionskosten von solarthermischen Anlagen in Österreich

Anlagengröße in m^2	7,4	25
Investitionskosten Kollektor in Euro	1635	5313
Investitionskosten Speicher in Euro	1374	2951
Investitionskosten Regelung in Euro	218	356
Investitionskosten Montage in Euro	1076	3190
Summe in Euro	4302	11810
Spezifische Investitionskosten in Euro/m^2	581	472

Quelle: Neubarth und Kaltschmitt (2000)

Realisierte Beispiele von Solarsystemen in Luxemburg zeigen spezifische Systemkosten die teilweise deutlich über den hier dokumentierten Werten liegen. Ein konkretes Beispiel weist System-Investitionskosten von 1150 Euro/m^2 Kollektorfläche auf.

5.9 Wärmepumpen

Die Wärmepumpentechnologie ermöglicht die Nutzung von Umgebungswärme, deren Temperaturniveau für eine direkte Nutzung nicht ausreicht. Unter Umgebungswärme (in der Literatur oftmals auch als “Umweltwärme“ bezeichnet) soll hier Wärme aus der Umgebungsluft, aus oberflächennahen Erdschichten (bis 200 Meter Tiefe) sowie aus Oberflächengewässern und aus Erdreich mit Grundwasser verstanden werden. Wärmepumpen heben das Temperaturniveau der Umgebungswärme über einen thermodynamischen Kreisprozess unter Einsatz von Zusatzenergie (im Regelfall elektrischer Strom) auf das Temperaturniveau der Nutzwärme an.

5.9.1 Allgemeine Aspekte der Wärmepumpen

Zur Erschließung der Potenziale aus Umgebungswärme stehen im Weiteren unterschiedliche Wärmequellenanlagen zur Verfügung.

Wärmequellenanlagen für Erdreich können in zwei Grundtypen gegliedert werden: horizontal verlegte Anlagen bestehen aus Rohren, welche nach unterschiedlichen Verlegemustern und Verschaltungen in das Erdreich eingebracht werden. In diesen Rohren kann ein Wärmeträgermedium (Sole) zirkulieren oder in Direktverdampfungssystemen auch das Arbeitsmedium der Wärmepumpe. Vertikal verlegte Anlagen (auch Erdwärmesonden genannt) werden durch Bohrungen hergestellt, welche bis über 100 Meter Tiefe erreichen können. In diese Bohrungen werden Erdwärmesonden eingebracht, welche die Erdwärme über ein Wärmeträgermedium (Sole) zur Wärmepumpe transportieren. Beschränkungen bezüglich der Ge-

nehmigung von Bohrungen sind bei Erdwärmesonden zu beachten, da die benötigten Bohrungen Einfluss auf das Grundwasser haben können.

Wärmequellenanlagen für Grundwasser zeichnen sich durch das konstante Temperaturniveau des Wärmeträgers aus und bestehen in der Regel aus einem Entnahme- und einem Schluckbrunnen, die eine gewisse räumliche Distanz aufweisen müssen. Bei Grundwasserwärmequellen sind wasserrechtliche Bestimmungen sowie chemische und physikalische Eigenschaften des Grundwassers zu beachten.

Wärmequellenanlagen für Oberflächenwasser können als Wärmequelle dienen, wenn ein jahreszeitlich ausgeglichenes Temperaturniveau des Gewässers vorliegt (z.B. thermische Gewässerbelastung durch kalorische Kraftwerke).

Wärmequellenanlagen für Außenluft entziehen die benötigte Wärme der Außenluft, welche uneingeschränkt zur Verfügung steht. Im Vergleich zu den bereits genannten Wärmequellenanlagentypen hat diese Variante den Nachteil der geringen Dichte von Luft, welche einen hohen Ventilationsaufwand nach sich zieht und der gegenläufigen jahreszeitlichen Charakteristik von Lufttemperatur und Wärmebedarf, was eine vergleichsweise niedrige Arbeitszahl der Wärmepumpe bedingt.

Wärmequellenanlagen für die Abwärmenutzung beziehen Wärme aus unterschiedlichen Einrichtungen, in denen Abwärme als meist ungenutztes Nebenprodukt technischer Prozesse anfällt. Dies kann die Abwärme bzw. auch geothermale Wärme in Tunnelanlagen ebenso betreffen wie die Abluft aus Parkhäusern, U-Bahnschächten oder Bergwerksgebäuden.

5.9.2 Potenziale aus Wärmepumpen

Theoretisches Potenzial aus Wärmepumpen

Zur Ermittlung des theoretischen Potenzials an Umgebungswärme in Luxemburg werden folgende Annahmen getroffen: für Wärmequellenanlagen für Erdreich stehen 16% der Landesfläche Luxemburgs zur Verfügung, was jenen Flächen entspricht, welche nicht von Wald bewachsen bzw. landwirtschaftlich genutzt sind. Diese Annahme ist auf die Flächenkonkurrenz mit weiteren Technologien zur Nutzung Erneuerbarer zurückzuführen. Die für Erdreich-Wärmequellenanlagen (horizontale und vertikale Systeme) zur Verfügung stehende Fläche beträgt somit 424 km^2.

Weiters steht eine 100 Meter dicke Luftschicht über der gesamten Landesfläche zur Verfügung, welche um 1 Grad Kelvin abgekühlt werden kann. Die Kalkulation geht weiters davon aus, dass Erdkollektoren mit einer nach Neubarth und

Kaltschmitt (2000) erzielbaren Leistungsdichte von 15 W/m^2 eingesetzt werden. Im Falle von Erdsonden wird mit einer typischen Leistungsdichte von 40 W/m gerechnet, wobei die Bohrtiefe 100 m und die Maschenweite des Bohrungsnetzes 50 m beträgt. Typische Wärmeleistungen von Erdkollektoren und Erdsonden sind in Tabelle 5-34 und Tabelle 5-35 dokumentiert.

Tabelle 5-34: Entziehbare Wärmeleistung aus dem Erdreich

Bodenart	Wärmeleistung in W/m^2
Trockener sandiger Boden	10-15
Feuchter sandiger Boden	15-20
Trockener lehmiger Boden	20-25
Feuchter lehmiger Boden	25-30
Grundwasserführender Boden	30-35

Quelle: Stiebel-Eltron (1991)

Tabelle 5-35: Richtwerte für den maximalen Wärmeentzug aus dem Erdreich durch Erdsonden

Art des Untergrunds	Wärmeleistung in W/m
Schlechter Untergrund (trockene Lockergesteine)	20
Festgesteins-Untergrund, wassergesättigte Lockergesteine	50
Festgestein mit hoher Wärmeleitfähigkeit	70
Kies und Sand	80-100

Quelle: VDI-Richtlinie 4640 1998

Der energetische Ertrag aus den beschriebenen Anlagen ist natürlich von der Volllaststundenanzahl abhängig, welche im Zuge der Berechnung des theoretischen Potenzials mit Dauerbetrieb (8760 h/a) angenommen wird, obwohl sich dies nicht mit dem Bedarf deckt, welcher erst im Zuge der Kalkulation des technischen Potenzials berücksichtigt wird.

Der energetische Ertrag aus Umweltwärme beträgt unter den oben dokumentierten Annahmen im Bereich Erdkollektoren 55.714 GWh, im Bereich Erdsonden 5.943 GWh und im Bereich Umgebungswärme aus der Luft 87 GWh pro Jahr. In Summe sind dies 61.743 GWh/a.

Technisches Potenzial aus Wärmepumpen

Bei der Diskussion des technischen Potenzials aus Wärmepumpen müssen verschiedene Restriktionen technischer Natur betrachtet werden. Der Fokus ist dabei auf die Wärmequellenanlage gerichtet. Horizontale Erdreichkollektoren können nur

zum Einsatz kommen, wenn die dafür benötigte Erdfläche zur Verfügung steht. Typischer Weise ist dies im Einfamilienhausbereich der Fall, nicht jedoch im Bereich des verdichteten Wohnbaus (Mehrfamilienhäuser) in urbanen Gebieten. Die Errichtung von vertikalen Erdkollektoren ist an die Durchführung von Bohrungen gebunden. Diese Bohrungen sind in großen Landesteilen Luxemburgs aus Umwelttechnischen Gründen (Grundwasser) gar nicht möglich oder müssen im Einzelfall geprüft werden. Die diesbezüglich wirksamen Restriktionen wurden im Abschnitt Geothermie detailliert dargestellt. Der Einsatz von Umgebungsluft-Wärmepumpen ist aus technischer Sicht fast in jedem Gebäude möglich, die Jahresarbeitszahl ist jedoch systembedingt schlecht. Zusätzlich müssen im technischen Potenzial auch die strukturellen Randbedingungen der Nachfrageseite berücksichtigt werden, eine Produktion aus Wärmepumpen, welche im Einzelfall über den Bedarf hinausgeht macht also keinen Sinn, da diese Wärme im Regelfall weder mittelfristig gespeichert noch transportiert werden kann.

Typische praxisbezogene und realistische Kennzahlen und Rechenwerte im Zusammenhang mit Wärmepumpenanlagen sind in Tabelle 5-36 dargestellt. Diese Werte stellen im Weiteren die Berechnungsgrundlage für die Kalkulation des technischen und der realisierbaren Potenziale dar.

Aus der Sicht der oben genannten Aspekte wird zur Abschätzung des technischen Potenzials aus Wärmepumpen im Folgenden ein nachfrageseitiger Ansatz verfolgt. In einem einfachen Modell wird angenommen, dass von jeder Gebäudeklasse Luxemburgs (Einfamilienhäuser, Reihenhäuser, Mehrfamilienhäuser und sonstige) jeweils die Hälfte der existierenden Anzahl prinzipiell mit Wärmepumpen ausgestattet werden könnte. Der jeweilige Wärmebedarf wird mittels jener Daten abgebildet, welche auch als Eingangsdaten im Modell Invert verwendet wurden. Einfamilienhäusern wurden dabei mit Sole-Wasser Systemen ausgestattet (horizontale Erdkollektoren), Reihenhäuser mangels verfügbarer Flächen mit vertikalen Systemen und alle anderen Gebäude aus der technischen Notwendigkeit heraus mit Luftsystemen. Dieses Modell ergibt ein technisches Potenzial an Umgebungswärme durch Wärmepumpen von 1516 GWh/a (in diesem Wert ist nur die Umgebungswärme enthalten, nicht die Antriebsenergie, die ja auf Basis konventioneller Energiequellen aufgewendet werden muss).

Tabelle 5-36: Annahmen zur Berechnung des Nutzwärmeertrages der in Österreich installierten Wärmepumpen

Heizungs-Wärmepumpen				
Mittlere Heizleistung pro Wärmepumpe	1977-1999: 24 kW_{therm}, 2000 - 2002: 14,5 kW_{therm} , 2003 u. 2004: 11 kW_{therm}			
Mittlere elektrische Anschlussleistung pro Wärmepumpe	1977-1999: 6 kW_{el} , 2000 - 2002: 2,9 kW_{el} , 2003 u. 2004: 2,2 kW_{el}			
Mittlere Betriebsstunden pro Jahr	1800 h/a			
Mittlere Jahresarbeitszahl	2001-2004: 3,3 bis 3,8 vor 1999: 3,0			
Mittlerer Nutzungsgrad des Ölkessels (Heizperiode)	80 %			
Mittlere Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpe				
Wärmequellenanlage	2001	2002	2003	2004
Sole/Wasser	3,0	3,2	3,8	3,8
Direktverdampfung	3,3	3,5	4,2	4,2
Wasser/Wasser	3,0	3,0	4,0	4,0
Luft/Wasser[40]	2,5	2,7	3,0	3,0
Mittelwert	3,3	3,4	3,8	3,8
Brauchwasser-Wärmepumpe				
Mittlere elektrische Anschlussleistung pro Wärmepumpe	1,1 kW_{el}			
Jahresheizarbeit	3600 kWh/a			
Mittlere Jahresarbeitszahl	Bis 2002: 2,5 nach 2002: 2,8			
Mittlerer Jahresnutzungsgrad des Ölkessels	60 %			
Wärmepumpen zur kontrollierten Wohnraumlüftung (konv. WRG in Verb. mit Heizung)				
Mittlere elektrische Anschlussleistung pro Wärmepumpe	1,2 kW_{el}			
Jahres-Volllaststunden	1800 h/a			
Mittlere Jahresarbeitszahl	2,5			
Mittlerer Jahresnutzungsgrad des Ölkessels (Heizperiode)	80 %			
Wärmepumpen zur kontrollierten Wohnraumlüftung in Passivhäusern				
Mittlere elektrische Anschlussleistung pro Wärmepumpe	0,6 kW_{el}			
Jahres-Volllaststunden	900 h/a			
Mittlere Jahresarbeitszahl	2,5			
Mittlerer Jahresnutzungsgrad des Ölkessels (Heizperiode)	80 %			

Quelle: Faninger (2005a)

40 Anmerkung Fa. Ochsner: Die Wärmequelle Luft ist nach neuesten Entwicklungen mit hohen Leistungszahlen erhältlich, wobei COPs von 3,6 bis 3,9 erreicht werden.

Technisches Entwicklungspotenzial von Wärmepumpen

Die Wärmepumpentechnologie erlitt nach einem frühen Diffusionsmaximum in der Mitte der 1980er Jahre aus technologisch bedingten Gründen einen Rückschlag, welcher das Image dieser Technologie mittelfristig belastete. Die anfänglichen technischen Mängel und unbefriedigenden Arbeitszahlen wurden behoben bzw. durch fortschreitende Entwicklung deutlich verbessert und seit den frühen 1990er Jahren ist wieder ein stetes Wachstum der Diffusion zu verzeichnen. Diese Entwicklung kann in zahlreichen europäischen Ländern nachvollzogen werden. Prinzipiell gilt dies auch für Luxemburg, wobei die sehr geringe absolute Anzahl von Anlagen hier nur eine qualitative Einschätzung gestattet.

Die jüngste Entwicklung der Wärmepumpentechnologie, welche mit der Weiterentwicklung der allgemeinen Energieeffizienz von Gebäuden einhergeht, eröffnet für die Wärmepumpentechnologie in der Zukunft große Chancen. Einerseits wird durch die Verbesserung der Gebäude-Energieeffizienz der Einsatz von Wärmepumpen durch die geringeren nötigen Vorlauftemperaturen und Leistungsanforderungen effizienter und dadurch attraktiver, andererseits eröffnen sich Möglichkeiten des Einsatzes völlig neuer Wärmepumpensysteme im Bereich der kontrollierten Wohnraumlüftung.

Ein weiterer Trend zeichnet sich im Bereich der rasch steigenden Nachfrage nach Wohnraumkühlung bzw. Wohnraumklimatisierung ab. In diesem Marktsegment kann die Wärmepumpentechnologie durch die gegebenen technischen Voraussetzungen relativ rasch entsprechenden Marktentwicklungen folgen und neue Energiedienstleistungsanforderungen erfüllen.

Im Bereich der Altbausanierung spielt die Wärmequelle Luft eine zunehmende Rolle. Dieses Marktsegment, welches in Zukunft rasch an Volumen gewinnen wird, ist auch aus der Sicht der „Energiedienstleistung“ der Altbauentfeuchtung ein zukünftiges Anwendungsgebiet der Wärmepumpe gegeben. Durch neue technologische Entwicklungen sind Leistungszahlen in Zusammenhang mit der Wärmequelle Luft von 3,6 bis 3,9 möglich, wodurch auch die nötige Effizienz gewährleistet werden kann.

Ein aus dem Blickwinkel der CO_2-Emissionsreduktion viel versprechender Anwendungsbereich von Wärmepumpen zur Warmwasserbereitung besteht im Bereich der Substituierung von Boilern mit elektrischen Widerstandsheizungen. Die Diffusion in diesem Bereich ist u.a. von den energiepolitischen Rahmenbedingungen abhängig.

Weitere neue technologische Ansätze betreffen die Nutzung neuer Wärmequellenanlagen in geothermischen oder auch tiefbautechnischen Bereichen. Beispielsweise kann in tiefen Tunnelbauwerken geothermische Wärme auf niedrigen Tempera-

turniveaus mit Wärmepumpentechnologie effizient genutzt werden. Hinzu kommt die indirekte Nutzung von Betriebsabwärme wie z.B. in Autobahntunnels oder U-Bahn Schächten. In diesem Zusammenhang ist auch der Aspekt der Klimatisierung interessant.

Technologiesprünge bezüglich der zugrunde liegenden prinzipiellen Mechanismen bzw. der Anlageneffizienzen sind in Zukunft nicht zu erwarten, da die Annäherung an die thermodynamisch vorgegebenen Grenzen bereits fortgeschritten ist. Die ökonomischen Lerneffekte im Bereich der Wärmepumpentechnologie hätten nach Auskunft befragter Technologieproduzenten in den vergangenen 10 Jahren, also im Zeitraum von 1995 bis 2004 ca. -30 % betragen, wenn diese Lerneffekte nicht in eine deutliche Effizienzsteigerung umgelegt worden wären. Anreize zur Effizienzsteigerung stammen dabei aus dem Wettbewerb des Wärmepumpenmarktes selbst, wobei diese Effizienzkriterien fallweise auch in Förderungsregelwerke übernommen wurden und werden und über diesen Weg weitere Anreize setzen. Ein Umlegen der oben angeführt Lernrate auf die Änderung des Marktvolumens (Lerneffekt je Marktverdopplung) ist im Falle der Wärmepumpentechnologie nicht sinnvoll möglich, da es sich bei dieser Technologie um einen atypischen Diffusionsverlauf handelt. Würde die angegebene virtuelle Lernrate auf das aggregierte historische Marktvolumen bezogen werden, wären rein rechnerisch unrealistisch hohe Lernraten je Marktverdopplung die Folge.

Realisierbares Potenzial aus Wärmepumpen

Die Wärmepumpentechnologie ist in Luxemburg kaum verbreitet. Historisch führten die bereits oben beschriebenen schlechten Erfahrungen mit dieser Technologie dazu, dass heute kaum Anlagen installiert werden. In den vergangen 10 Jahren wurden in ganz Luxemburg ca. 40 Wärmepumpenanlagen in privaten Einfamilienhäusern installiert. Dies entspricht einem Status quo der Umweltwärmenutzung durch Wärmepumpen in Luxemburg im Jahr 2005 von ca. 1 GWh. Auf dieser Basis ist es schwierig, in absehbarer Zeit eine merkbare Technologiediffusion zu initiieren. Zusätzliche Anstrengungen sind nötig, um das vielleicht immer noch anhängige schlechte Image der Technologie zu korrigieren bzw. diese Technologie überhaupt bekannt zu machen.

Zur Abschätzung von realisierbaren Potenzialen mit den Zeithorizonten 2010 und 2020 werden Annahmen bezüglich der Diffusionsraten getroffen. Prinzipiell werden in Luxemburg pro Jahr zurzeit ca. 1000 Einfamilienhäuser errichtet. Diese Neubauten sind auch potenzielle Adressaten neuer Heizsysteme. Im Falle eines Kesseltausches im Gebäudebestand ist die Neuinstallation von Wärmepumpen unrealistischer, zumal die Errichtung der Wärmequellenanlage im Erdbereich mit groben

baulichen Maßnahmen verknüpft ist, welche vermutlich ein Akzeptanzproblem darstellen (z.B. Errichtung horizontaler Systeme) und die Errichtung von Luftsystemen aus Gründen der niedrigeren Energieeffizienz kaum in Frage kommt.

In einem Szenario für das Jahr 2010 wird angenommen, dass es unter dem Einsatz von anreizorientierten und informatorischen Instrumenten möglich ist, 2500 bis zum Jahr 2010 neu errichtete Einfamilienhäuser mit Wärmepumpen auszustatten. Diese Gebäude weisen eine gute Gebäudeenergieeffizienz auf und werden wahlweise mit horizontalen oder vertikalen Erdkollektoren ausgestattet. Die Wärmepumpen sind Sole-Wasser-Systeme mit einer mittleren Jahresarbeitszahl von 4. Das Ergebnis weist einen energetischen Ertrag an Umweltwärme aus Wärmepumpenanlagen von 30 GWh/a aus.

Das Szenario für das Jahr 2020 sieht im Zeitraum von 2010 bis 2020 die Installation von Wärmepumpensystemen in 5000 weiteren neuen Einfamilienhäusern sowie in 3500 Einfamilienhäusern des Bestands vor. Dies erscheint als realistische Annahme, zumal im Bereich der Neubauten zunehmend Effizienzmaßnahmen wie die Errichtung von Niedrigstenergie- und Passivhäusern zu erwarten ist und andererseits die Wärmepumpentechnologie im Bereich des Gebäudebestandes mit beispielsweise automatisierten biogenen Heizsystemen konkurrenzieren muss. Das Ergebnis weist einen energetischen Ertrag an Umweltwärme aus Wärmepumpenanlagen von im Jahr 2020 von 180 GWh/a aus.

5.9.3 Kosten der Wärmepumpentechnologie

Die Höhe der spezifischen Investitionskosten von Wärmepumpensystemen wird im Wesentlichen von der eingesetzten Technik sowie der Systemgröße bestimmt. Generell sinken mit zunehmender Anlagengröße die spezifischen Kosten. Dies trifft vor allem auf das Wärmepumpenaggregat inklusive der Warmwasserbereitung zu. Demgegenüber zeigen die Wärmequellenanlagen mit Ausnahme einer Nutzung von Grundwasser als Wärmequelle eine geringe Kostendegression.

Typische Investitionskosten sind nach Neubarth und Kaltschmitt (2000):

- Wärmequellenanlagen:
  Erdsonden: 538-610 Euro/kW
  Systeme mit Grundwassernutzung: 211-603 Euro/kW
  Erdkollektoren für Sole oder Direktverdampfung: 233-305 Euro/kW
  Schlagbrunnen: 212-363 Euro/kW
- Wärmepumpenaggregat:
  Sole/Wasser bzw. Wasser/Wasser Wärmepumpen: 269-988 Euro/kW

5.10 Windkraft

Unter der Nutzung von Windkraft wird im Weiteren die großtechnische Umwandlung der Windenergie mittels netzgekoppelter Windkraftanlagen in elektrischen Strom verstanden. Aus der Geografie Luxemburgs ergibt sich, dass ausschließlich Onshore-Anlagen betrachtet werden.

5.10.1 Allgemeine Aspekte der Windkraft

Die Grundlage zur Ermittlung eines theoretischen Windkraftpotentials in Luxemburg ist durch die mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten über der Landesfläche gegeben. Abbildung 5-32 zeigt die Verteilung von Zonen gleicher Windgeschwindigkeiten in Luxemburg. Zur Kalkulation des theoretischen Potenzials wird eine mittlere Windgeschwindigkeit für Luxemburg von 5 m/s angenommen.

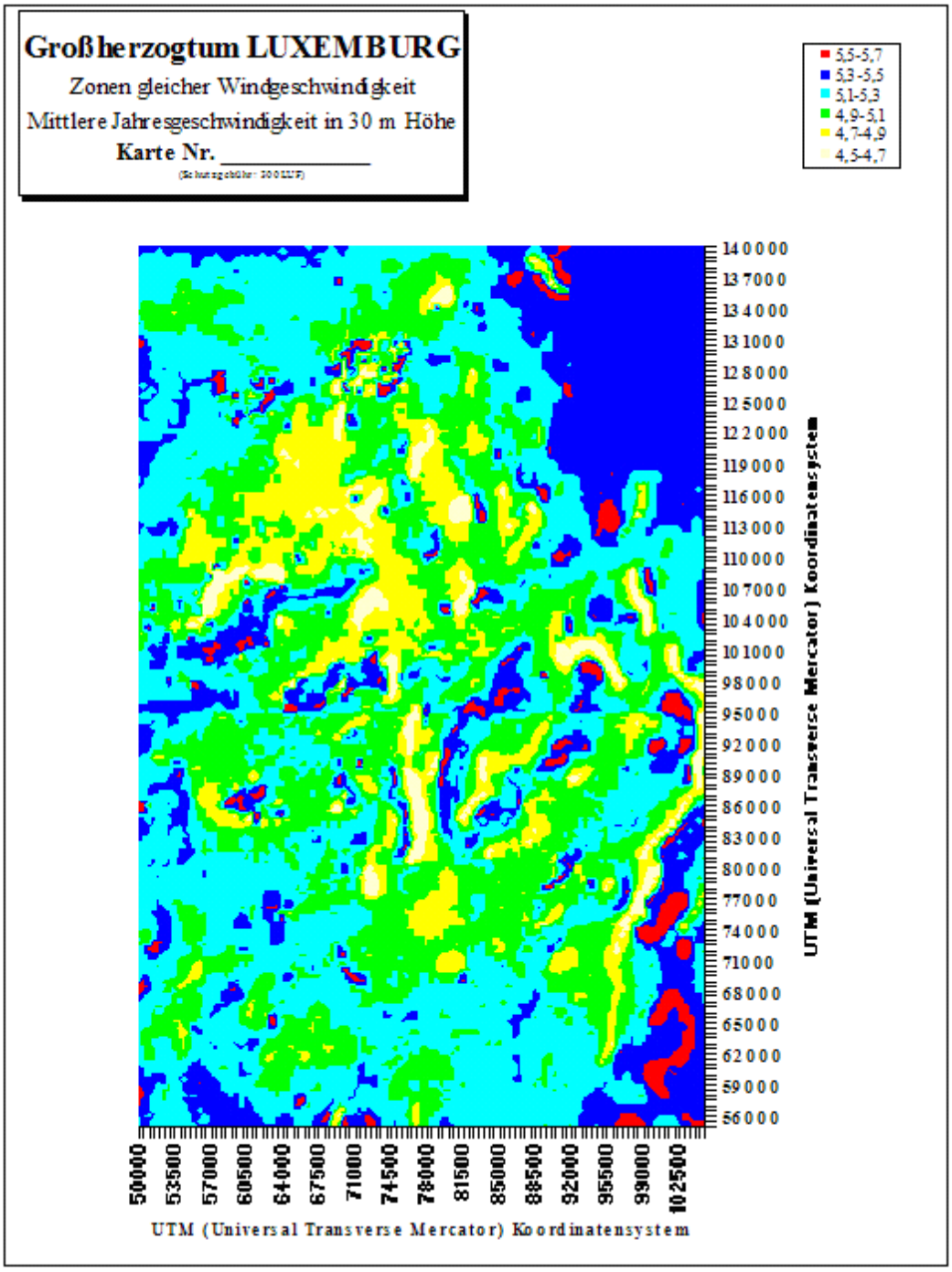


Abbildung 5-32: Zonen gleicher Windgeschwindigkeiten in Luxemburg

5.10.2 Potenziale aus Windkraft

Theoretisches Potenzial aus Windkraft

Die Berechnung des theoretischen Windkraftpotenzials in Luxemburg stützt sich auf die Annahme, dass die landwirtschaftliche Nutzfläche Luxemburgs im Umfang von 1266 km^2 zur Gänze durch Windkraft genutzt wird. Diese Annahme berücksichtigt grobe strukturelle Restriktionen wie die Nutzung fester Biomasse auf den Waldflächen bzw. schließt die Windkraftnutzung auf urbanen Flächen und in Siedlungsgebieten aus. Einer Doppelnutzung der landwirtschaftlichen Flächen durch Windkraft und der Produktion von z.B. Energiepflanzen ist nichts entgegenzusetzen, da die Abschattung dieser Flächen durch die Windkraftnutzung vernachlässigt werden kann. Weiters wird eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5 m/s und eine Jahresvolllaststundenzahl von 1800 angenommen. Der Abstand zwischen den einzelnen Windkraftanlagen beträgt jeweils 6 Rotordurchmesser. Aus diesen Annahmen resultieren 2 Szenarien:

1. der Ausbau der gesamten verfügbaren Fläche mit Anlagen vom 2 MW-Typ ergibt ein theoretisches Windkraftpotenzial von 19.781 GWh/a.
2. der Ausbau der gesamten verfügbaren Fläche mit Anlagen vom 5 MW-Typ ergibt ein theoretisches Windkraftpotenzial von 20.584 GWh/a.

Die Ergebnisse sind geringfügig unterschiedlich, da bei den größeren Anlagen entsprechend weniger Anlagen installiert werden können. Das theoretische Potenzial wird wegen des größeren Ergebniswertes von der 5-MW Ausbauvariante übernommen.

Technisches Potenzial aus Windkraft

Das technische Potenzial aus Windkraft berücksichtigt die für die Windkraftnutzung prinzipiell zur Verfügung stehenden und geeigneten Flächen aus technischer Sicht und aus der Sicht der Flächenkonkurrenz zu anderen Nutzungsformen Erneuerbarer Energie.

Da ein Betrieb von Windkraftanlagen unter einer Ausnutzung von 1500 Volllaststunden (dies entspricht im Fall einer 1,5 MW Windkraftanlage einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5 m/s) aus Gründen des mangelnden Ertrages nicht sinnvoll umsetzbar ist, werden nur Regionen mit Windgeschwindigkeiten von mindestens 5 m/s betrachtet. Momentan bestehende Waldflächen in Luxemburg sind der Windkraftnutzung nicht zugänglich, wie dies schon im theoretischen Potenzial berücksichtigt wurde. Ebenso wird der urbane Raum (Stadt- und Dorfflächen und deren unmittelbares Umland) aus den Berechnungen ausgenommen. Die landwirtschaftlichen Flächen Luxemburgs bestehend aus Ackerflächen, Weiden und Wie-

sen in einem Ausmaß von 1266 km^2 können weiterhin als Basis für die Berechnung des technischen Potenzials herangezogen werden. In Hinblick auf das Winddargebot wird angenommen, dass 50 % dieser Flächen dem Qualitätskriterium der mittleren Windgeschwindigkeit von mindestens 5 m/s entsprechen. Weiters wird angenommen, dass aus topografischen Gründen (Abschattung, ungeeignete Geländeformen, Nähe zu urbaner Infrastruktur) weitere 50 % der verbleibenden Fläche entfallen. Aus technischer Sicht muss bei der Aufstellung von Windkraftanlagen ein minimaler Abstand der Anlagen von 6 Rotordurchmessern gewährleistet sein. Da die Technologie der 5-MW-Windkraftanlagen als verfügbar angesehen werden kann, ist der Ausbau des Flächenpotenzials mit diesem Typ vorgesehen. Der Zusammenhang von Nennleistung und Rotordurchmesser ist in Tabelle 5-37 dokumentiert.

Tabelle 5-37: Typische Leistungsdaten von Windkraftanlagen

Jahr	**Leistungsklasse (kW)**	**Rotordurchmesser (m)**
1980	50	15
1985	100	20
1990	500	40
1995	600	50
2000	2000	80
2003	5000	124

Quelle: BTM Consult (2005)

Zur Berechnung des technischen Potenzials wird angenommen, dass Windkraftanlagen mit einer Anlagenleistung von 5 MW eingesetzt werden, wobei diese Anlagen eine mittlere Auslastung von 1800 Volllaststunden pro Jahr aufweisen. Die Kalkulation ergibt ein Flächenpotential für die Aufstellung von Windkraftanlagen von 317 km^2, dies entspricht einer Zahl von 572 umsetzbaren Anlagen. Die installierte Gesamtleistung dieser Anlagen von 2.859 MW hat ein technisches Potenzial an Stromertrag aus Wind von 5.146 GWh/a zur Folge.

Technische Faktoren wie die Netzanbindung der Anlagen werden hier nicht als ausschließende Parameter gesehen, da sie in der Regel technisch beherrschbar sind und sich lediglich im Bereich der Wirtschaftlichkeitsrechnung (siehe Abschnitt Kosten) niederschlagen. Laut Aussagen des Luxemburger Energieversorgers CEGEDEL erfolgt die Einspeisung von Windkraft prinzipiell in das 20 kV-Netz, wobei an vielen möglichen Einspeisestellen die Einspeisung von 2 MW (also eine 2 MW-Windkraftanlage) unproblematisch sein dürfte. Höhere Einspeiseleistungen sind zu prüfen und gegebenenfalls ist eine Kabellegung zum nächsten passenden Einspeisepunkt erforderlich. Die maximale Distanz zum nächsten Netzknoten be-

trägt in Luxemburg dabei 10 km.

Technisches Entwicklungspotential der Windkraft

Die Entwicklung von Windkraftanlagen findet auf internationaler Ebene statt. Europa weist in diesem Zusammenhang starke Wachstumsmärkte auf, welche einen entsprechenden Anreiz zur Weiterentwicklung dieser Technologie mit sich bringen. Die Erhöhung der Leistung pro Anlage ist, wie bereits oben dargestellt, der wesentliche technologische Trend dieser Technologie und hat damit unter der Annahme von nur begrenzt zur Verfügung stehenden Standorten einen direkten Einfluss auf das realisierbare Potenzial dieser Technologie.

Weitere Ansatzpunkte für technologische Weiterentwicklungen stellen die Optimierung der Windausbeute (Rotoren mit variabler Drehzahl, Pitch-Regelung), die Verbesserung von Anlagenwirkungsgraden sowie die Optimierung von Windparks dar, wobei die wesentlichen richtungweisenden Innovationen technologisch bereits zur Verfügung stehen. Große Entwicklungsbemühungen betreffen auch den Offshore-Bereich, der jedoch für Luxemburg nicht relevant ist. Generell handelt es sich bei aktuellen Innovationen im Bereich von Windkraftanlagen um Verbesserungsinnovationen, auch um die Wirtschaftlichkeit selbiger und einen wirtschaftlichen Betrieb zu optimieren.

Lernkurven für Windkraftanlagen sind im internationalen Kontext zu sehen. Luxemburg ist in diesem technologischen Bereich (wie dies quasi bei allen diskutierten Technologien aufgrund der Marktgröße der Fall ist) ein Preisnehmer. Abbildung 5-33 zeigt den Verlauf der Lernkurve von Windkraftanlagen von 1982 bis ins Jahr 2001. Am Beginn des Diffusionsverlaufes (Markt von USA dominiert) ist ein Lerneffekt von rund 20% je Marktverdopplung zu beobachten. Ab 1993 flacht der weitere Verlauf der Lernkurve im Bereich des nunmehrigen Weltmarktes auf 5 % je Marktverdopplung ab. Möglicher Weise erbringen die neuesten Entwicklungen im Bereich der größten Anlagenklassen neue Lernpotentiale aufgrund der möglichen geringeren Kosten je installierter Leistungseinheit.

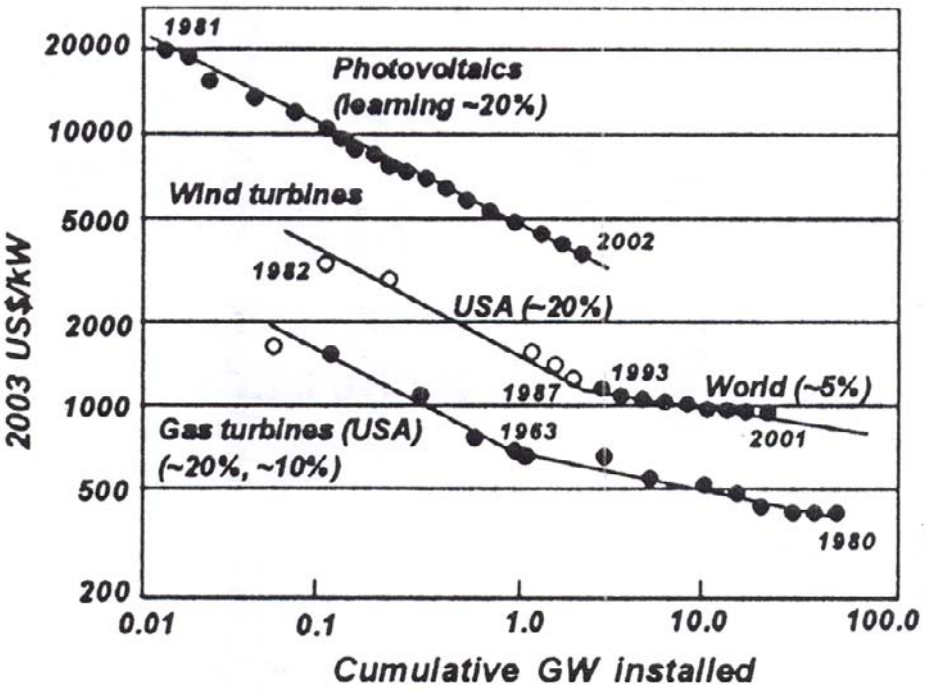


Abbildung 5-33: Lernkurven unterschiedlicher Technologien; Quelle: Green (2005)

Realisierbares Potenzial aus Windkraft

Das aus einer realistischen Betrachtung heraus bis ins Jahr 2020 realisierbare Potenzial an Windkraft in Luxemburg ist deutlich geringer als das errechnete technische Potenzial. Das entscheidende Hemmnis in diesem Bereich ist die Standortfrage. Die tatsächlich für den Neubau von Windkraftanlagen verfügbaren Flächen sind wesentlich geringer als bei der Kalkulation der technischen Potenziale angenommen. Faktoren, welche die für den Windkraftausbau nutzbaren Flächen reduzieren sind die Akzeptanzfrage in der Bevölkerung (Veränderung des Landschaftsbildes, optische und akustische Belastung), der Naturschutz (Schutz von Vogelhabitaten, Naturschutzgebiete) und die vermehrte anderwärtige Nutzung von Flächen (Ausdehnung von Siedlungsräumen und Gewerbeflächen). Ein kommunales Referendum über einen konkreten Windpark brachte eine Ablehnung dieses Projekts. In Bezug auf zukünftige Investitionen ergibt sich für potentielle Investoren aus den zuvor genannten Aspekten und aus der Unsicherheit, welche aus dem behördlichen Genehmigungsverfahren resultiert ein gedämpftes Investitionsklima. Die höchste Umsetzungswahrscheinlichkeit haben diesbezüglich kommunale Projekte, welche die lokale Bevölkerung in das Projekt einbinden bzw. zu Teilhabern an den Anlagen machen.

Die treibende Kraft hinter den großen Windkraftprojekten in Luxemburg ist das Unternehmen SEO. Der Luxemburger Elektrizitätsversorger CEGEDEL wird bei kommunalen Projekten oftmals als Projektpartner angefragt und ist an entsprechenden Projekten auch interessiert, ohne jedoch selbst initiativ zu werden.

Die Thematik des Repowering ist für Luxemburg nicht von kurzfristiger aktueller Relevanz, da die Abschreibdauer von Windkraftanlagen typischer Weise 10 Jahre beträgt und die erste Windkraftanlage im Land im Jahr 1997 errichtet wurde. Die leistungsmäßige Umrüstung bestehender Anlagen wird somit erst ab dem Jahr 2010 berücksichtigt. Bei Repowering-Projekten ist prinzipiell mit einer höheren Akzeptanz zu rechnen als dies bei der Erschließung neuer Standorte der Fall ist.

Nach Auskunft der Luxemburger Energieagentur stehen aktuell folgende Windkraftprojekte zur Diskussion:

1. Rédange 7 x 2 MW (Ende 2007, Genehmigung steht noch aus)
2. Buerer Bierg 4 x 2 MW (Ende 2007, Genehmigung steht noch aus)
3. Kayl 4 x 2 MW (2009)
4. Pafebierg 2 x 2 MW
5. Garnich 1 x 2 MW
6. Roullingen/Wiltz
7. Wincrange

Zur Berechnung des Luxemburger Windkraftpotenzials bis zum Jahr 2010 wird die Umsetzung der oben dokumentierten Projekte 1. bis 5. kalkuliert. Die Projekte entsprechen in Summe einer zusätzlich zum Status quo im Jahr 2005 installierten Windkraftanlagenleistung von 36 MW. Bei einer Kalkulationsbasis von 1800 Volllaststunden entspricht dies einem energetischen Gesamtpotenzial aus Windkraft im Jahr 2010 von 118 GWh/a.

Im Zeitraum von 2010 bis 2020 wird einerseits von der Durchführung von Repowering-Projekten in einem Umfang von zusätzlichen 35 MW und andererseits von der zusätzlichen Neuinstallation von 31 MW Windkraftanlagen ausgegangen. Diese Annahmen werden von unterschiedlichen Gesprächen mit wesentlichen Akteuren in Luxemburg abgeleitet. Die Gesamtleistungserhöhung im betrachteten Zeitraum von 2010 bis 2020 beträgt somit 66 MW. Das energetische Gesamtpotenzial aus Windkraft im Jahr 2020 kann somit mit 237 GWh/a beziffert werden.

5.10.3 Kosten der Windkraftnutzung

Prinzipiell können die Kosten der Windkraftnutzung in folgende Kategorien aufgegliedert werden:

Investitionskosten:

- Windkraftanlage (Konverter inklusive Kostenkomponenten wie z.B. Kran und Wartungskosten während der Gewährleistungszeit)
- Fundament und Zufahrt
- Trafostation und Übergabestation
- Netzanschluss und Verkabelung
- Planung
- Werbung
- Sonstiges

Die Kosten der Windkraftanlage machen den bei weitem größten Anteil an den Gesamtkosten aus. Dieser Kostenanteil lag bei den in Luxemburg errichteten Anlagen im Jahr 2002 bei etwa 890 €/kW für eine 2 MW Anlage und bei 1050 €/kW für eine 1.5 MW Anlage.

Die Erfahrungswerte bezüglich der spezifischen Infrastrukturkosten für die in Luxemburg errichteten Anlagen schwanken für das Jahr 2002 zwischen 250 und 360 €/kW.

Die spezifischen Projekt-Gesamtkosten belaufen sich somit auf etwa 1140 bis 1410 Euro pro kW. Zwischen 2003 und 2007 sind die Infrastrukturkosten um 18,7% gestiegen (basierend auf dem Anstieg der Lohnkosten, Erdarbeiten, Zement, Stahl, und Bitumen); die spezifischen Anlagenkosten mit etwa 8%.

Zur Einschätzung einzelner Kostenkomponenten können dabei nach Hantsch et al. (2003) folgende Richtwerte angesetzt werden:

Krankosten

Die Krankosten enthalten die Kosten für den Transport und die Errichtung der Anlage. Zu erwartende mittlere Kosten sind in Tabelle 5-38 dargestellt.

Tabelle 5-38: Krankosten für die Errichtung von Windkraftanlagen

Leistungsklasse in kW	Krankosten in Euro/Anlage
500	14.500
600-660	18.200

750-1000	21.800
1300	43.700
1800	50.900

Quelle: Hantsch et al. (2003)

Trafostationen

Richtpreise für Trafostationen für die Anlagenkategorie 500-660 kW können mit ca. 22.500 Euro und für die Anlagenkategorie 1,8 MW mit ca. 38.500 Euro eingeschätzt werden.

Fundamente

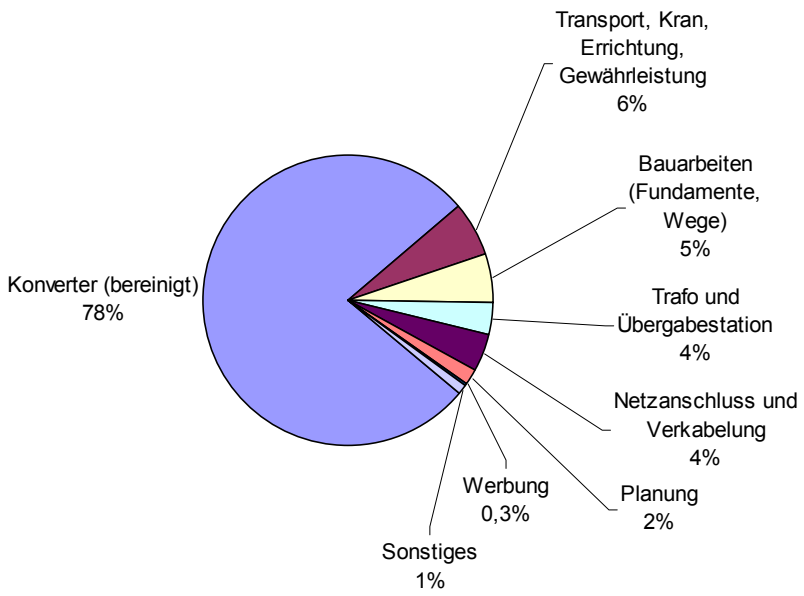
Die Kosten von Fundamenten können je nach den lokalen Gegebenheiten stark variieren und betrugen bei konkreten Projekten in Österreich für 1,8 MW Projekte ca. 36.300 Euro.

Die Aufteilung der Gesamt-Projektkosten für ein 1,8 MW-Projekt in Österreich im Jahr 2000 ist in Tabelle 5-39 und in Abbildung 5-34 dargestellt.

Tabelle 5-39: Aufteilung der Gesamt-Projektkosten eines 1,8 MW-Windkaftprojektes im Jahr 2000 in Österreich

Bauteil	Anteil an Gesamtkosten
	%
Konverter (bereinigt)	77,7
Transport, Kran, Errichtung, Gewährleistung	6,16
Bauarbeiten (Fundamente, Wege)	5,2
Trafo und Übergabestation	3,8
Netzanschluss und Verkabelung	4
Planung	1,7
Werbung	0,34
Sonstiges	1,1
Projekt-Gesamtkosten	100

Quelle: Hantsch et al. (2003) und eigene Berechnungen



Quelle: Hantsch et al. (2000) und eigene Berechnungen

Abbildung 5-34: Anteilige Kosten eines 1,8 MW-Windkraftprojektes im Jahr 2000 in Österreich

6 Szenarien und Zielpfade

Im Rahmen dieses Abschnitts werden unterschiedliche Szenarien des künftigen Ausbaus erneuerbarer Energien vorgestellt. Diese basieren im Wesentlichen auf Anwendung des Computermodells ***Green-X***, wobei unterschiedliche Annahmen seitens der Ausgestaltung einer künftigen nationalen Energiepolitik im Hinblick auf EE sowie der begleitenden Rahmenbedingungen betrachtet wurden. Einleitend werden die betrachteten Zielpfade im Rahmen der Szenariendefinition vorgestellt, gefolgt von einer Erläuterung der zentralen Rahmenannahmen. Abschließend werden die Resultate dargestellt, wobei die einzelnen Szenarienpfade im Detail diskutiert werden. Für eine vergleichende Kosten-Nutzen-Analyse sei auf den nachfolgenden Abschnitt 7 verwiesen.

6.1 Szenariendefinition

Es stehen **drei unterschiedliche Pfade des zukünftigen Ausbaus erneuerbarer Energien** im Fokus der modellhaften Betrachtung:

- Ein (hypothetisches) Szenario „*keine Förderanreize*“, das das **wirtschaftliche Realisierungspotenzial** skizziert. Hier wird gezeigt, welcher (geringe) Ausbau ohne jegliche Förderanreize resultieren würde – d.h. keine Weiterführung der bestehenden Maßnahmen, aber auch keine Alternativansätze diesbezüglich.
- Ein **Business-as-usual Szenario**, das die Entwicklung auf Basis der derzeit implementierten Förderanreize darstellt. Im Hinblick auf zu untersuchende energiepolitische Instrumente impliziert dies einerseits eine Diskussion der bestehenden sektorspezifischen Instrumente (BAU-Politiken).
- Ein Szenario **"verstärkte Anstrengungen":** Im Hinblick auf zu untersuchende energiepolitische Instrumente impliziert dies die Erarbeitung von Alternativvorschlägen[41] zu den bestehenden sektorspezifischen Instrumente (BAU-Politiken) im Einklang mit der Abschaffung bestehender nicht-ökonomischer Hemmnisse sowie. Dabei werden zwei Alternativvarianten untersucht:

  Verstärkte Anstrengungen (Kyoto): Diese Variante verfolgt das Ziel eines möglichst hohen Beitrags EE zur Erreichung der Kyoto-Verpflichtung.

  Gebäudesektor: Forcierung von Wärmeschutzmaßnahmen (zur Verringerung des Heizenergiebedarfs); Forcierung einzelner RES-H Technologien, insbes. der Biomasse.

  Stromsektor: geringeres Gewicht auf Verstromung von Biomasse

41 Es sei angemerkt, dass weitere Alternativvorschläge auf Basis einer realitätsnahen Politikdiskussion gesondert in Kapitel 8 (Politikempfehlungen) dieser Studie vorgestellt werden.

Verkehrssektor: identisch mit Szenario „Verstärkte Anstrengungen (Erneuerbare)“

Verstärkte Anstrengungen (Erneuerbare): Diese Variante verfolgt das Ziel einer möglichst starken Nutzung Erneuerbarer Energieträger.

Gebäudesektor: keine Anreizänderung für Wärmeschutzmaßnahmen, einzelne RES-H Technologien forcieren

Stromsektor: höheres Gewicht auf Verstromung von Biomasse

Verkehrssektor: identisch mit Szenario „Verstärkte Anstrengungen (Kyoto)“

Sensitivitätsuntersuchungen werden für zwei Szenarien – d.h. den Business-as-usual Fall sowie eine passende Szenarienvariante des Pfades „verstärkte Anstrengungen“ – durchgeführt und beinhalten die Variation der folgenden Parameter: Zinssatz (bzw. die entsprechende Risikobewertung), Referenzenergiepreise, Nachfrageentwicklung (Referenz vs. Energieeffizienzszenario), technologisches Lernen (moderates vs. beschleunigtes Lernen durch moderaten bzw. erhöhten Referenzausbau auf globaler Ebene). Im Hinblick auf den Stromsektor wird weiters die Möglichkeit der Biogasdirekteinspeisung (in Kopplung mit Gaskraftwerk) untersucht sowie die Fortführung bzw. Abschaffung der Photovoltaikförderung entsprechend diskutiert.

Ebenso werden Varianten bez. möglicher Biomasseimporte diskutiert – dies beinhaltet vor allem Pellets (im Wärmebereich) sowie Biotreibstoffimporte. In diesem Zusammenhang wird ein Produkt, das auf Basis eines Rohstoffs, der in Luxemburg wuchs oder anfiel, im Ausland verarbeitet und dann (re)importiert wurde, nicht als Importprodukt definiert. Die Ergebnisse werden jeweils mit und ohne Berücksichtigung von Treibstoffexporten dargestellt.

6.2 Rahmenannahmen

Die wesentlichen Eingangsdaten für die Modellierung sind neben den in Abschnitt 5 dargestellten Potenzialen und Kosten erneuerbarer Energieträger die Entwicklung der Energienachfrage, der fossilen Energiepreise sowie der CO_2 Zertifikatspreise. Diese Annahmen sollen in diesem Abschnitt erläutert werden. Ebenso werden weitere Angaben zu den Eingangskenngrößen der modellhaften Betrachtung skizziert.

6.2.1 Energiebedarf

Es wurden im Wesentlichen zwei unterschiedliche Szenarien im Hinblick auf die künftige Entwicklung der Energienachfrage erarbeitet – ein Referenzszenario, das den „Business-as-usual (BAU)“ Trend fortschreibt, sowie ein Szenario, in dem ver-

stärkte Energieeffizienzmaßnahmen unterstellt wurden. Einen Überblick bezüglich der resultierenden Kenngrößen des Endenergieverbrauchs gibt Tabelle 6-1 für beide Fälle.

Tabelle 6-1: Wesentliche Kenngrößen des Endenergieverbrauchs

Entwicklung des Endenergieverbrauchs bis 2020	***Referenzszenario (BAU)***			***Verstärkte Energieeffi-zienz***	
	2005	2010	2020	2010	2020
Stromverbrauch, brutto (inkl. Verluste) in GWh	**6597**	**7247**	**8924**	**7073**	**7989**
Wärmeverbrauch, gesamt in GWh	**14133**	**15307**	**18909**	**14991**	**18064**
Gebäudesektor in GWh	4277	4036	3577	3906	3346
Industrielle Prozesswärme in GWh	7746	9062	12553	8982	12247
Dienstleistungs- u. Landwirtsch.sektor in GWh	1526	1589	2077	1525	1897
Fernwärmebedarf in GWh	584	620	702	578	574
Kraftstoffverbrauch Inland in GWh	**6456**	**7395**	**8231**	**6075**	**5388**
Kraftstoffverbrauch inkl. Treibstoffexport in GWh	**26900**	**32153**	**45914**	**29349**	**38881**

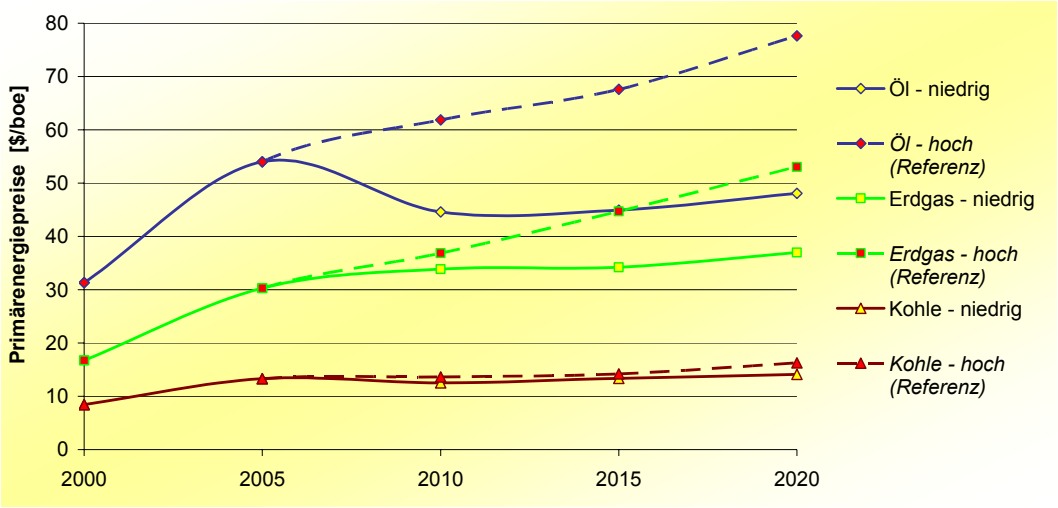
Anmerkung: Die Daten für den gesamten Primärenergieverbrauch wurden auf Basis der Endenergieaufbringung und der Umwandlungseffizienz der einzelnen Sektoren endogen im Modell ***Green-X*** für die unterschiedlichen Fälle in Abhängigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien endogen bestimmt und sind folglich in obiger Darstellung nicht enthalten.

Die Ausgangsbasis stellten hierbei in beiden Fällen reale Verbrauchsdaten des Jahres 2005 dar. Die künftige Bedarfsentwicklung wurde in beiden Fällen auf sektoraler Ebene untersucht, wobei unterschiedliche Annahmen zugrunde gelegt wurden:

- Für den Strombereich wurde im Hinblick auf Entwicklungstrends, im Detail die künftigen prozentuellen Wachstumsraten, einerseits im BAU-Fall das Referenzszenario der EU unterstellt ("European Energy and Transport Trends to 2030"), und andererseits im Falle verstärkter nachfrageseitiger Maßnahmen auf eine entsprechende EU-Projektion zurückgegriffen („Efficiency case“ gemäß „Scenarios on energy efficiency and renewables“ (Mantzos et al., 2006)).
- Für den Wärmebedarf des Gebäudesektors wurden eigene Projektionen auf Basis der Simulationssoftware INVERT vorgenommen. Für die industrielle Prozesswärme, den Dienstleistungs- und Landwirtschaftssektor sowie den Fernwärmeverbrauch wurde wie im Strombereich auf die entsprechenden EU-Projektionen zurückgegriffen.
- Der Energiebedarf im Verkehrssektor wurde auf der Basis nationaler Projektionen behandelt – eine Referenzprojektion gemäß historischer Trends sowie ein Szenario im Einklang mit Luxemburgs nationalem Allokationsplan. An dieser Stelle wurden insbesondere die Fälle mit und ohne Treibstoffexport unterschieden.

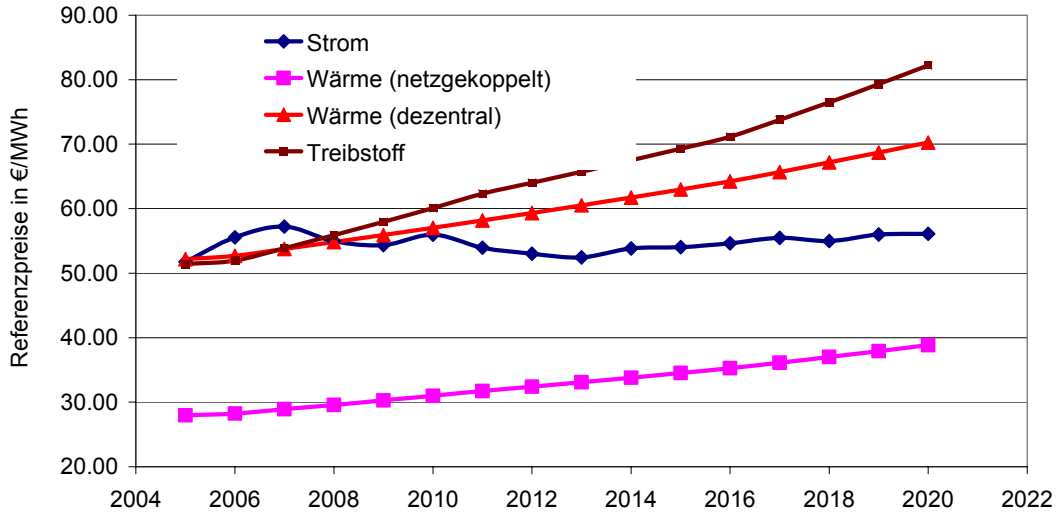
Die sich ergebende primärenergetische Bilanz weist eine Abhängigkeit vom endogen entwickelten Ausbau erneuerbarer Energien auf, sodass eine entsprechende Darstellung im Rahmen der diskutierten Ausbausszenarien nachfolgend vorgenommen wurde.

6.2.2 Referenzenergiepreise



Quelle: EU DG TREN

Abbildung 6-1: Primärenergiepreise für Öl, Erdgas und Kohle



Anmerkung: Alle Angaben auf realer Basis in $€_{2005}$.

Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 6-2: Endenergiepreise ohne Steuern für das Referenzszenario

Die Referenz-Primärenergiepreise, welche für das Hoch- und Niedrigpreisszenario in Abbildung 6-1 dargestellt sind, entsprechen den Szenarien der EU (DG TREN). Basierend auf diesen Primärenergiepreisen wurden die Preise für Strom, Wärme (netzgekoppelte und dezentral) sowie für Treibstoffe im Verkehr bestimmt, siehe Abbildung 6-2. Für den Stromsektor wurden diese Preise endogen in ***Green-X*** bestimmt. Für den Wärmesektor wurden die Referenzpreise basierend auf ausgewählten Umwandlungstechnologien und dem luxemburgischen Split verschiedener Energiequellen im Wärmesektor bestimmt. Die Endenergiepreise im Transportsektor wurden auf Basis realistischer Korrelationen zwischen internationalem Ölpreis und Benzin und Dieselpreis in Luxemburg bestimmt. Sämtliche Endenergiepreise wurden entsprechend der Sensitivitäten bezüglich der Primärenergiepreise variiert.

Weiterhin wurde für die durchgeführten Analysen ein CO_2-Zertifikatepreis von 20 €/t zugrunde gelegt.[42]

6.2.3 Kosten und Potenziale erneuerbarer Energien

Annahmen zu den Kosten und Potenzialen der einzelnen Technologien auf Basis erneuerbarer Energien stehen im Einklang mit den detaillierten Ausführungen gemäß Kapitel 5 dieser Studie. Hierbei sei angemerkt, dass im Hinblick auf die Ressourcenverfügbarkeit bzw. deren dynamische Entwicklung die identifizierten realisierbaren Potenziale gemäß Tabelle 5-1 die Ausgangsbasis darstellen.[43] Abgesehen von den hierin beschriebenen inländischen Ressourcen wurde auch die Möglichkeit von Energieimporten untersucht. Hierbei wurde für Pellets – von Relevanz im Wärmebereich – bereits im Regelfall, also bei allen untersuchten Fällen, angenommen, dass Importe bis hin zu 30% des zusätzlich realisierbaren Energieholz-Potenzials möglich wären.[44] Für Biokraftstoffe wurden hingegen standardmäßig lediglich einheimischen Ressourcen in Betracht gezogen, da ansonst aufgrund des

---

42 Die in den vergangenen Jahren am Markt zu beobachtende Entwicklung der CO_2-Zertifikatspreise war keineswegs stetig. Es zeigten sich zum Teil hohe Schwankungen in einer Bandbreite von rund 7 bis 20 € je Tonne CO_2, mit einem Mittelwert in Höhe von etwa 15 bis 20 €/t. Für die Folgejahre ist jedoch aufgrund der restriktiveren Zielvorgaben mit einem konstanteren Preisverlauf in Höhe von 20 €/t auszugehen.

43 Im Bereich der solarthermischen Sonnenenergienutzung sowie der Photovoltaik, wo Tabelle 5-1 Bandbreiten hinsichtlich der mittelfristig realisierbaren Potenziale enthält, dienten die unteren Bandbreiten im Referenzfall als Ausgangsbasis. Größere realisierbare Potenziale entsprechend den oberen Bandbreiten wurden im Rahmen der Sensitivitätsanalysen betrachtet.

44 Die getroffene Annahme, dass bis zu 30% des Zuwachses im Bereich der Energieholznutzung durch Biomasseimporte gedeckt werden können, steht im Einklang mit der historisch in vergleichbaren Marktsegmenten beobachteten sowie der prognostizierten Marktentwicklung auf europäischer Ebene.

zu erwartend hohen Importpotenzials klare Aussagen bezüglich der Luxemburgischen Ressourcen an erneuerbaren Energien nur erschwert zu verifizieren wären.

Die ökonomische Beschreibung der verschiedenen EE Technologien basiert sowohl auf wirtschaftlichen als auch technischen Spezifikationen im Einklang mit den in Luxemburg identifizierten Spezifika. Hierzu wurden die langfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung berechnet, wobei für die Berechnung der Annuität abgesehen vom unterstellten Zinssatz in Höhe von 6,5%[45] sowohl eine einheitliche Abschreibdauer von 15 Jahren als auch die technologiespezifische Lebensdauer herangezogen wurde.

6.2.4 Eingangsparameter allgemeiner Natur

Abgesehen von den zuvor diskutierten Kernannahmen wie Energiepreise werden nachfolgend weitere Eingangsparameter in aller Knappheit aufgelistet.

- **Risikobewertung**

  Die Bestimmung der notwendigen Rendite basiert auf der „Weighted Average Cost of Capital“ (WACC) Methode. Zwei unterschiedliche Raten wurden berücksichtigt, nämlich 6,5% (Basiswert) und 8,6% (höhere Risikobewertung). Abweichungen hiervon sind lediglich im BAU-Szenario von Bedeutung, wo aufgrund der fehlenden Garantie hinsichtlich des Beibehaltens der derzeitigen Vergütungshöhe technologiespezifisch ein deutlich höherer Risikoaufschlag angesetzt wurde. Die resultierende Bandbreite liegt im Bereich vom 1,3 bis 2-fachen des Basiswerts.

- **Technologischer Wandel**

  Die Abschätzung der zukünftigen Investitionskostenentwicklung beruht für die meisten Technologien auf dem Prinzip technologischen Lernens. Dies bedeutet, dass auf Technologieebene Lernraten angenommen wurden, welche die Kostendegression bei Verdopplung der installierten Kapazität beschreiben. Die künftige Kapazitätsentwicklung auf globaler Ebene bestimmt somit die Kostenreduktion.[46] Zwei Szenarien der globalen Entwicklung erneuerbarer Energien wurden im Rahmen dieser Studie in Betracht gezogen. Den Referenzfall bildet

---

45 Der unterstellte Zinssatz von 6,5% wurde gemäß der “Weighted Average Cost of Capital (WACC)”-Methode entwickelt und korrespondiert beispielsweise zu einer Eigenkapitalrendite in Höhe von 7,1% sowie 5% Risikoaufschlag bei unterstelltem 75%-igem Fremdkapitalbezug.

46 Es sei angemerkt, dass der Einfluss des endogen im Rahmen der Szenarien bestimmten Ausbaus erneuerbarer Energien in Luxemburg auf die globale Kostenentwicklung vernachlässigt wurde. Luxemburg agiert somit als Preisnehmer.

ein Business-as-usual Szenario, während als Sensitivität ein beschleunigter Ausbau EE unterstellt wurde. Für die Abschätzung der Entwicklung innerhalb der EU wurde hierbei auf entsprechende aktuelle Modellierungen[47] zurückgegriffen, währenddessen für die Entwicklung im Rest der Welt aktuelle Szenarien der Internationalen Energieagentur, beschrieben im kürzlich veröffentlichten „World Energy Outlook 2006"(IEA, 2006), zugrunde gelegt wurden.

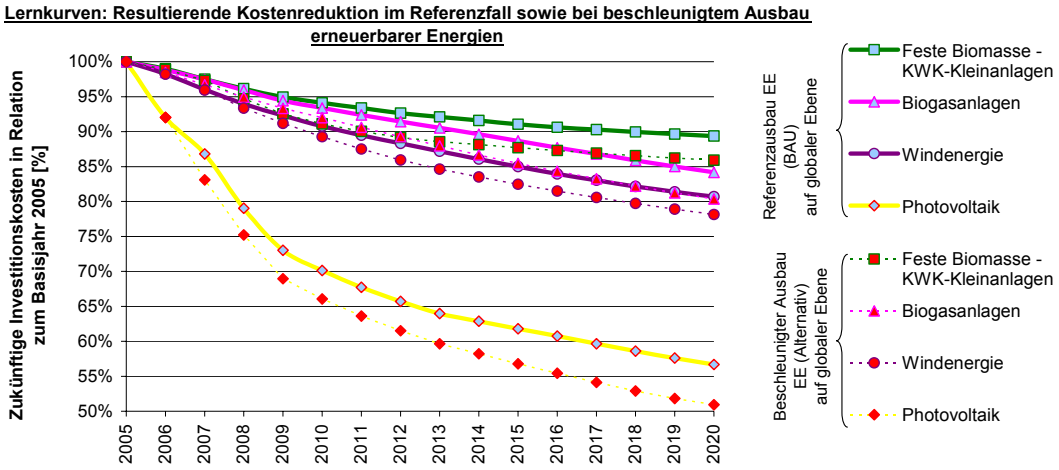


Abbildung 6-3: Resultierende technologiespezifische Kostenreduktionen durch technologisches Lernen im Referenzfall sowie bei beschleunigtem Ausbau erneuerbarer Energien

Eine Darstellung der resultierenden Lernkurven für beide Fälle bietet Abbildung 6-3 am Beispiel ausgewählter EE-Technologien. In beiden Fällen sind die höchsten Kostenreduktionen im Bereich der Photovoltaik zu beobachten, gefolgt von der Windenergie. Generell sei angemerkt, dass die Unterschiede im Hinblick auf die resultierenden Lernkurven zwischen dem moderaten (gemäß BAU-Szenario) und dem beschleunigten Ausbau EE vergleichsweise gering ausfallen.

- **Technologiediffusion / Hemmnisse des Ausbaus erneuerbarer Energien**

  Zur Einschätzung der Marktdiffusion der betrachteten Energietechnologien wurden zweierlei Varianten in Betracht gezogen:

  Basierend auf einer umfassenden Analyse der historischen Entwicklung wurde eine Parameterabstimmung vorgenommen, die derzeit bestehende Barrieren

47 Diese Szenarien wurden mittels Green-X im Rahmen der Studie PROGRESS erstellt. Es handelt sich hierbei um eine aktuelle Auftragsstudie seitens der Europäischen Kommission, GD Energie & Verkehr zur Analyse des Fortschritts erneuerbarer Energien in den EU-Mitgliedsstaaten unter der Leitung von Ecofys sowie unter Mitwirkung von FhG-ISI und TU Wien, EEG (Kontrakt Nr. TREN/D1/42-2005/S07.56988).

nicht ökonomischer Natur widerspiegelt. Dies umfasst Markteintrittsdefizite wie aufwendige Genehmigungsverfahren, Informationsdefizite der Marktakteure, aber auch Hemmnisse technologischer (z.B. Netzanschluss im Falle von Windenergie) und soziologischer Natur. Derartige Barrieren resultieren in einer *verzögerten Technologiediffusion.*

Andererseits wurde auch der Fall untersucht, in dem ein massiver Abbau dieser Hemmnisse unterstellt wird und der folglich – bei entsprechenden ökonomischen Rahmenbedingungen – zu einer *beschleunigten Technologiediffusion* führt. Dies stellt insbesondere die Basiseinstellung bei Betrachtung des Szenarienpfads „verstärkter Anstrengungen“ dar, wohingegen die aufgrund bestehender Hemmnisse verzögerte Technologiediffusion die Ausgangsbasis des Referenzfalls einer Fortführung bestehender Politiken darstellt.

6.2.5 Annahmen bezüglich der Förderpolitiken

Sowohl die Effektivität als auch die ökonomische Effizienz der Förderinstrumente hängen wesentlich von den jeweils gesetzten Rahmenbedingungen wie garantierte Förderzeit, Höhe der Förderung, usw. ab. In dieser Studie soll unter anderem aufgezeigt werden, wie mittels geeigneter Marktanreizsysteme ein verstärkter Ausbau erneuerbarer Energien erreicht werden kann und welche Konsequenzen hieraus resultieren. Konkret werden hierbei für den Szenarienpfad „verstärkte Anstrengungen“ folgende optimistische Bedingungen vorausgesetzt:

- Stabiler Planungshorizont,
- kontinuierliche Förderpolitik für erneuerbare Energien mit langfristig gesetzten Zielen auf sektoraler bzw. Technologieebene,
- klar definierte Tarifstrukturen bzw. transparente Genehmigungsverfahren,
- die einzelnen Instrumente werden nur für neue Kapazitäten angewandt, d.h. die Förderung für bereits bestehender Anlagen bleibt unverändert und
- die Unterstützungsdauer für die einzelnen Technologien wird auf 15 Jahre beschränkt.

Abschließend sei angemerkt, dass bei allen Politikvarianten, deren Wirkung im Zeitraum 2006 bis 2020 untersucht wird, davon ausgegangen wurde, dass deren Umsetzung unmittelbar erfolgt.

6.3 Ergebnisse

Einleitend sei angemerkt, dass im Rahmen der nachfolgenden Ergebnisdiskussion die untersuchten Zielpfade hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien getrennt dargestellt werden: Einleitend wird der hypothetische Fall des wirtschaftlichen Realisierungspotenzials knapp vorgestellt, gefolgt von einer detaillierten Betrachtung des *Business-as-usual (BAU) Szenarios* und dessen Sensitivitätsunter-

suchungen. Abschließend wird aufgezeigt, wie mittels verstärkter Anstrengungen, entweder mit Fokus auf den Stromsektor oder im Hinblick auf die Erhöhung des Beitrags EE zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele, eine nahezu vollständige Ausschöpfung der identifizierten realisierbaren Potenziale erneuerbarer Energien erreicht werden kann. Es sei angemerkt, dass schließlich eine vergleichende Kosten-Nutzen-Analyse im nachfolgenden Kapitel 7 vorgenommen wird.

6.3.1 Das wirtschaftliche Realisierungspotenzial erneuerbarer Energien

Eingangs sei der (hypothetische) Fall „*keiner Förderanreize*“ skizziert, welcher das **wirtschaftliche Realisierungspotenzial** erneuerbarer Energien aufzeigt. Hier wird dargestellt, welcher (geringe) Ausbau ohne jegliche Förderanreize resultieren würde – d.h. ohne Weiterführung der bestehenden Maßnahmen, aber auch ohne Alternativansätze diesbezüglich.

Ohne jegliche Förderanreize ist mit einem geringen Ausbau erneuerbarer Energien zu rechnen.

Abbildung 6-4 veranschaulicht die zeitliche Entwicklung bei Betrachtung der prozentualen Anteile EE an der Gesamtnachfrage primärenergetisch sowie auf sektoraler Ebene für das betrachtete Szenario des rein wirtschaftlichen Realisierungspotenzials. Bei Betrachtung der primärenergetischen Anteile gemäß Substitutionsprinzip[48] ist ein Rückgang von derzeit rund 1,4% auf etwa 1,2% zu beobachten. Bereinigt man diese Bilanzierung um die derzeitigen als auch zu erwartenden zukünftigen Treibstoffexporte, so resultiert ein Rückgang von heute etwa 2,4% auf 2,1% bis 2020. Im Stromsektor erscheint der Rückgang noch weitaus dramatischer: Aufgrund des gemäß BAU-Referenzentwicklung prognostizierten ver-

---

48 Das *Substitutionsprinzip* wurde zur Darstellung der Primärenergieanteile vorrangig verwendet, da es als aussagekräftiger im Hinblick auf die Veranschaulichung des Beitrags EE erachtet wurde. Hierbei erfolgt für erneuerbare Energien wie Wind-, Solarenergie oder Wasserkraft die Umrechnung von End- zu Primärenergie entsprechend dem sektoralen mittleren konventionellen Umwandlungswirkungsgrad.

Im Gegensatz dazu besagt die häufig angewandte *Eurostat-Konvention*, dass die Umrechnung von End- zu Primärenergie stets gemäß dem technologiespezifischen Umwandlungswirkungsgrad zu erfolgen habe. Im Falle von erneuerbaren Energien wie Wind-, Solarenergie oder Wasserkraft wird aufgrund der Unbestimmtheit der tatsächlich auf Anlagenebene bzw. im Mittel anfallenden Konversionseffizienz ein Vereinfachung vorgenommen und der Wirkungsgrad fiktiv mit 100% angesetzt. Dies bedingt, dass beispielsweise ein hoher Windenergieanteil gemessen an der Stromaufbringung aber nur bedingt in der Primärenergiebilanz aufscheint, da im Vergleich hierzu thermische Kraftwerke mit einem rund 2 bis 3-fach höheren Primärenergiebeitrag entsprechend des Brennstoffeinsatzes bilanziert werden.

gleichsweise hohen Nachfragewachstums sowie aufgrund des überwiegend fehlenden wirtschaftlichen Realisierungspotenzials EE in diesem Sektor resultiert ein Rückgang des EE-Anteils von derzeit rund 3,4% auf 2,6% bis 2020. Lediglich im Wärmebereich ergibt sich ein Anstieg auch bei Betrachtung des relativen Ausbaus von derzeit 1,8% auf 2,0%. Dies veranschaulicht weitaus klarer Abbildung 6-5, die den Ausbau EE in absoluten Zahlen skizziert. Im Detail wird hier auf sektoraler Ebene die zeitliche Entwicklung der EE-Energieerzeugung gezeigt, als auch die im Jahr 2020 resultierenden Anteile der einzelnen Sektoren bezogen auf die gesamte EE-Erzeugung aufgeschlüsselt. Der Wärmesektor scheint als einziger auch ohne Förderanreize von den derzeit hohen Energiepreisen zu profitieren, wodurch ein geringer Ausbau EE resultieren würde. Seine Dominanz gemessen an der Gesamtaufbringung auf Basis EE würde folglich weiter ausgebaut werden, sodass im Jahr 2020 rund 60% der gesamten EE-Erzeugung dem Wärmesektor zuzurechnen wäre.

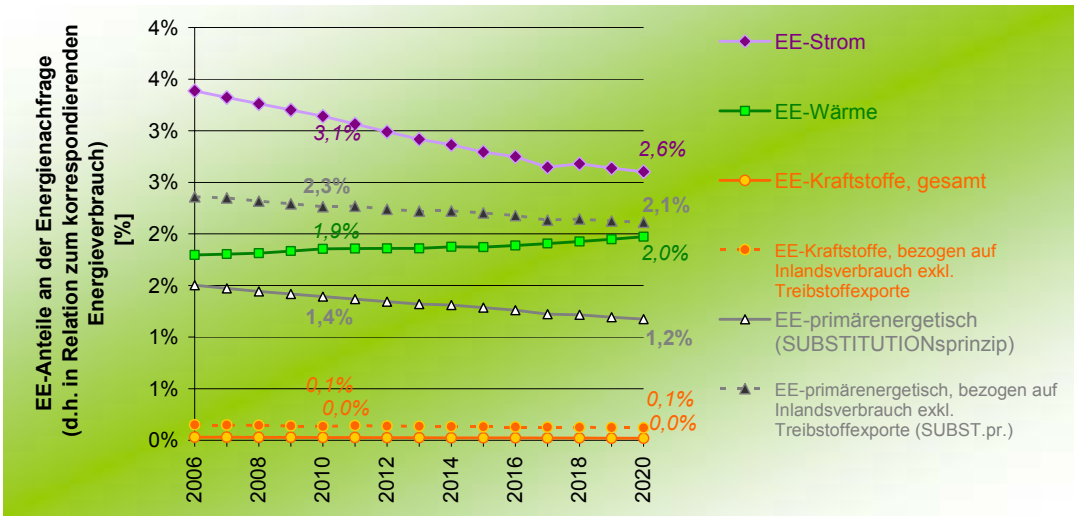


Abbildung 6-4: Prozentuale Anteile EE an der Gesamtnachfrage primärenergetisch sowie auf sektoraler Ebene gemäß dem *wirtschaftlichen Realisierungspotenzial*

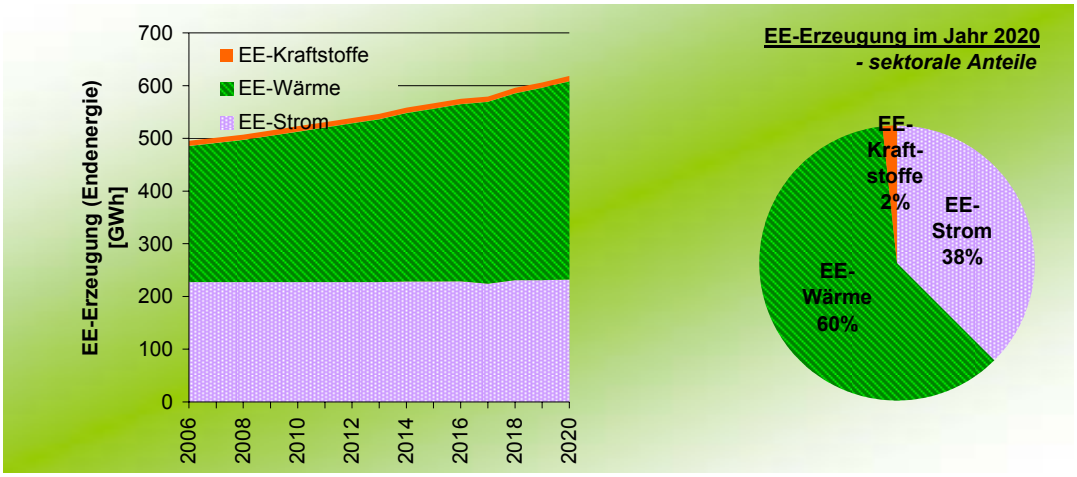


Abbildung 6-5: EE-Energieerzeugung auf sektoraler Ebene gemäß dem *wirtschaftlichen Realisierungspotenzial*. Aufgeschlüsselt hinsichtlich der zeitlichen Entwicklung (links) sowie im Hinblick auf sektorale Anteile im Jahr 2020 (rechts).

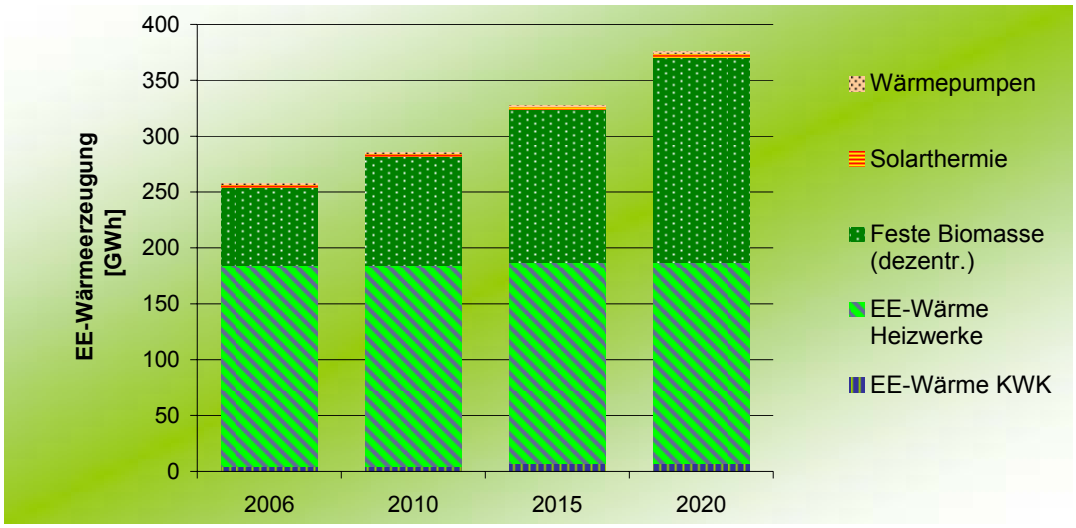


Abbildung 6-6: Entwicklung der EE-Wärmeproduktion auf Technologieebene gemäß dem *wirtschaftlichen Realisierungspotenzial*

Abbildung 6-6 verrät, welche Technologien für den Zuwachs an EE-Wärme gemäß dem wirtschaftlichen Realisierungspotenzial verantwortlich wären. Die dezentrale Biomassenutzung dominiert hierbei den Ausbau klar, wobei rund 80% auf Hackschnitzelanlagen entfallen und die verbleibenden 20% der Nutzung von (importierten) Pellets entsprechen. Sonstige EE-Technologien im Wärmebereich zeigen keine Veränderung gegenüber der Ausgangslage.

Förderkosten erscheinen bei Betrachtung des wirtschaftlichen Realisierungspoten-

zials ohne Relevanz. Dies mag auch im Hinblick auf Neuanlagen, also jene im betrachteten Zeitraum 2006 bis 2020 errichteten Anlagen, zustimmen, andererseits fallen auch ohne zukünftige Ausbauanreize in den kommenden Jahren Kosten an. Diese beziehen sich auf den bereits errichteten EE-Anlagenpark. Insbesondere im Bereich der Stromerzeugung, wo eine erzeugungsbezogene Vergütung mittels Einspeisetarife derzeit aber auch in der Vergangenheit bestimmend war, fallen in Folge noch Förderkosten an. Die in nachfolgender Abbildung 6-7 ausgewiesenen Kosten im Strombereich entsprechen folglich der Vergütung der von Altanalgen eingespeisten Energie. Entsprechendes gilt auch für den Bereich der Biokraftstoffe, wo wie im Stromsektor im betrachteten Szenario unterstellt wurde, dass Altanlagen trotz fehlender vertraglicher Fördergarantie wie gehabt eine mengenbezogene Vergütung erhalten würden. Im Detail zeigt Abbildung 6-7 die zeitliche Entwicklung der notwendigen Transferzahlungen für Altanlagen seitens der Konsumenten bezogen auf den Gesamtverbrauch auf sektoraler Ebene. Im Strombereich ist ein Absinken des Aufpreises je Megawattstunde Gesamtnachfrage von derzeit 2,0 auf etwa 0,9 €/MWh zu erwarten. In den anderen Sektoren bestehen keine merkenswerten Verpflichtungen, welche unter der gegebenen Skalierung ersichtlich würden.

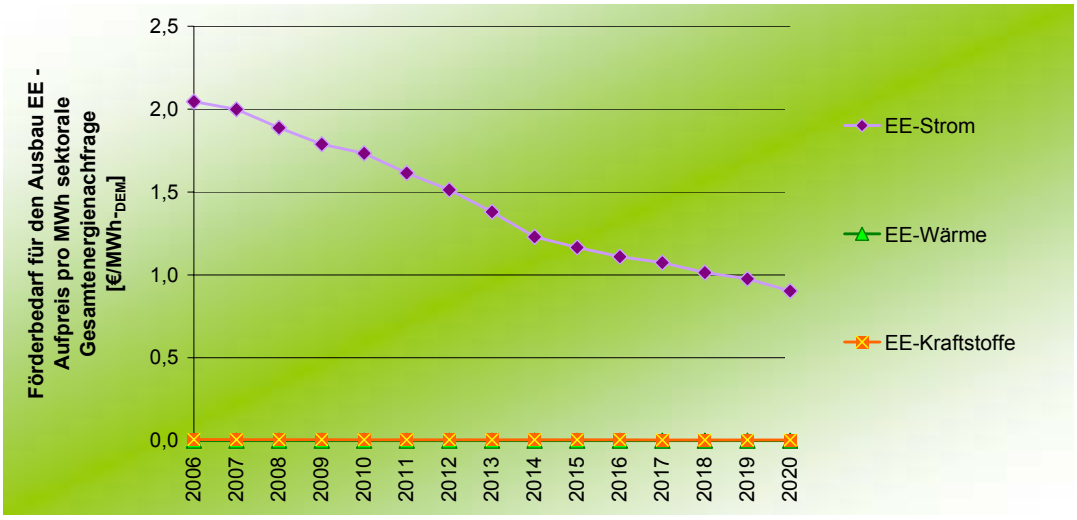


Abbildung 6-7: Entwicklung des notwendigen Aufpreises pro MWh Gesamtnachfrage auf sektoraler Ebene für bereits bestehende EE-Anlagen (gemäß dem *wirtschaftlichen Realisierungspotenzial)*

Obige Ausführungen unterstreichen die Notwendigkeit energiepolitischer Instrumente gemäß den derzeitigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, will man den Weg zu einem nachhaltigen Energiesystem unter anderem durch einen forcierten

Ausbau EE beschreiten. Selbst bei Fortbestand der derzeit hohen Energiepreise im Bereich der fossilen Energieträger, wie in dieser Betrachtung unterstellt, resultiert in Luxemburg auf Basis der identifizierten Ressourcen nur ein marginaler Ausbau EE.

6.3.2 Das Business-as-usual (BAU) Szenario

Das *Business-as-usual (BAU)* Szenario beschreibt die Entwicklung erneuerbarer Energien auf Basis der derzeit implementierten Förderanreize. Es wird folglich der zu erwartende Ausbau EE aufgezeigt sowie die damit verbundenen Auswirkungen im Hinblick auf Klimaschutz und Versorgungssicherheit diskutiert. Weiters wird die resultierende Kostenbelastung dargestellt. Abschließend zeigen Sensitivitätsuntersuchungen die Abhängigkeit der gezeigten Ergebnisse von den getroffenen Annahmen im Hinblick auf Energiepreise, Nachfrageentwicklung sowie Ressourcenverfügbarkeit. Ebenso wird anhand von Ausgestaltungsvarianten der implementierten Regelungen skizziert, welche Auswirkungen mit ergänzenden Maßnahmen verbunden wären.

6.3.2.1 Der künftige Ausbau erneuerbarer Energien

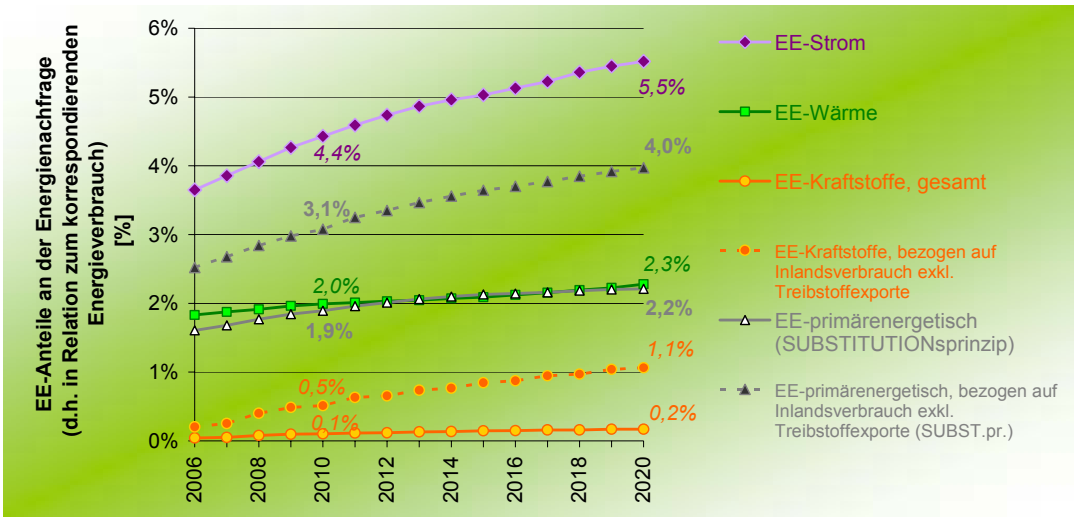


Abbildung 6-8: Prozentuale Anteile EE an der Gesamtnachfrage primärenergetisch sowie auf sektoraler Ebene für das *BAU*-Szenario

Bei *Beibehaltung der derzeitigen Fördersysteme (BAU)* ist von einer Erhöhung des Anteils EE am Inlandsenergieverbrauch von derzeit 1,4% auf etwa 2,2% bis 2020 auszugehen.[49] Der Anteil als auch der Anstieg mögen marginal erscheinen, es ist

49 Die Angaben bez. Primärenergie beruhen auf Anwendung des Substitutionsprinzips.

jedoch zu beachten, dass dieses Bild seitens der Treibstoffexporte wesentlich beeinflusst wird. Bereinigt man die Primärenergiebilanz um diesen Einflussfaktor, so resultieren wesentlich höhere Beiträge seitens der Erneuerbaren – 2,4% als Status Quo sowie 4,0% im Jahr 2020. Eine Darstellung des zeitlichen Verlaufs des relativen Beitrags EE primärenergetisch als auch auf sektoraler Ebene ist nachfolgender Abbildung 6-8 zu entnehmen.

Mit einem Primärenergiebeitrag von mehr als 50% in allen untersuchten Fällen nimmt die Stromerzeugung aus EE hierbei heute als auch künftig eine zentrale Rolle ein. Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien decken derzeit 3,45% der Stromnachfrage, dies entspricht in absoluten Zahlen etwa 219 GWh. Trotz eines stetigen Wachstums der Stromnachfrage, wie im Referenzfall unterstellt, wird der Anteil am Gesamtstrombedarf bei Fortführung derzeitiger Förderpraktiken (BAU) bis 2010 auf 4,4% ansteigen und im Jahr 2020 5,5% betragen. Gemessen am 2010er Ziel gemäß RES-E Direktive für Luxemburg in Höhe von 5,7% bedeutet dies eine Verfehlung um etwa 23%. Eine Zielerreichung ist aber durch Verbesserung der Rahmenbedingungen im Bereich des Möglichen. Insbesondere durch massiven Abbau nicht-ökonomischer Hemmnisse und gleichzeitiges Setzen von Energieeffizienzmaßnahmen kann kurzfristig durch Fokus auf rasch verfügbare Technologien die EU-Vorgabe erfüllt werden.

Im Wärmesektor erscheint der Zuwachs weniger dramatisch: 2,3% im Jahr 2020 stehen im Vergleich zu etwa 1,8% derzeit. Ein rasanter Ausbau ist hingegen im Bereich der Biokraftstoffe absehbar. So wird allein im Zeitraum 2010 bis 2020 der prozentuale Anteil von beispielsweise 0,5% auf 1,1% in Relation zum inländischen Kraftstoffverbrauch des Straßenverkehrs mehr als verdoppelt.

Die absoluten Zahlen der prognostizierten Energieerzeugung auf Technologieebene zeigt nachfolgende Tabelle 6-2. Diese Tabelle beinhaltet ebenso Angaben zu den korrespondierenden technologiespezifischen Anteilen an der sektoralen Gesamtbilanz EE für die Jahre 2010 und 2020.

Die Stromerzeugung aus EE verzeichnet einen Zuwachs in absoluten Zahlen von 214 GWh (2005) auf 493 GWh im Jahr 2020, was mehr als einer Verdopplung entspricht. Auf Technologieebene erscheint unter den betrachteten Rahmenbedingungen ein vergleichsweise bedeutsamer Ausbau auf dem Gebiet der Windenergie sowie der Biogas- und Biomasse-Verstromung als realistisch. Andere Optionen wie Photovoltaik oder Kleinwasserkraft zeigen kein Wachstum.

Ähnlich zur Stromerzeugung wird auch im Wärmesektor der Bestand nahezu verdoppelt – es ist ein Ausbau von derzeit etwa 240 GWh auf 431 GWh zu erwarten. Im Detail wird hierbei ein massiver Ausbau dezentraler Technologien antizipiert –

insbesondere moderne Biomasse-Heizsysteme wie Pellets- oder Hackschnitzelanlagen weisen ein hohes Zukunftspotenzial auf, das unter den unterstellten ökonomischen Randbedingungen erschlossen werden kann. Wärmepumpen zeigen ebenfalls hohe Wachstumsraten auf, vor allem da ihr derzeitiger Beitrag (siehe Kapitel 3) auch noch sehr gering ist.

Im Bereich der Biokraftstoffe ist davon auszugehen, dass bei Beibehaltung der bestehenden Maßnahmen das identifizierte realisierbare Potenzial nahezu vollständig ausgeschöpft wird. Es ist ein Ausbau von derzeit rund 15 GWh auf 87 GWh im Jahr 2020 prognostiziert.

Tabelle 6-2: Energieproduktion aus EE auf Technologieebene bis 2020 für das *BAU-Szenario*

EE-Strom	**Stromerzeugung**				***Anteile** an EE-Strom gesamt [%]*	
	[Einheit]	2010	2015	2020	*2010*	*2020*
Biogas	[GWh/a]	64	89	105	***20%***	***21%***
Feste Biomasse	[GWh/a]	19	41	63	***6%***	***13%***
Biogener Müll	[GWh/a]	20	22	22	***6%***	***4%***
Kleinwasserkraft	[GWh/a]	101	101	101	***31%***	***21%***
Photovoltaik	[GWh/a]	19	19	19	***6%***	***4%***
Windenergie	[GWh/a]	97	141	183	***30%***	***37%***
EE-Strom gesamt	**[GWh/a]**	**321**	**412**	**493**		
EE-Strom KWK	[GWh/a]	35	56	76	***11%***	***15%***
EE-Wärme	**Wärmeerzeugung**				***Anteile** an EE-Wärme gesamt [%]*	
	[Einheit]	2010	2015	2020	*2010*	*2020*
Biogas (netzgek.)	[GWh/a]	6	9	11	***2%***	***3%***
Feste Biomasse (netzgek.)	[GWh/a]	187	194	203	***61%***	***47%***
Biogener Müll (netzgek.)	[GWh/a]	0	3	3	***0%***	***1%***
Feste Biomasse (dezentr.)	[GWh/a]	104	144	190	***34%***	***44%***
Solarthermie	[GWh/a]	6	8	13	***2%***	***3%***
Wärmepumpen	[GWh/a]	2	4	12	***1%***	***3%***
EE-Wärme gesamt	**[GWh/a]**	**305**	**363**	**431**		
EE-Wärme KWK	[GWh/a]	13	26	36	***4%***	***8%***
EE-Wärme Heizwerke	[GWh/a]	180	180	181	***59%***	***42%***
EE-Wärme dezentral	[GWh/a]	111	157	214	***37%***	***50%***
EE-Kraftst.	**Biokraftstofferzeugung**				***Anteile** an EE-Kraftst. gesamt [%]*	
	[Einheit]	2010	2015	2020	*2010*	*2020*
Biokraftstoffe	[GWh/a]	38	64	87	***100%***	***100%***
EE-Kraftstoffe gesamt	**[GWh/a]**	**38**	**64**	**87**		

Abschließend zeigt Tabelle 6-3 einen Vergleich der unter den betrachteten Rahmenbedingungen zu erwartenden Ausschöpfung mit den identifizierten realisierbaren Potenzialen auf Energieträgerebene für die Jahre 2010 und 2020. Die ersichtlichen Angaben bestätigen obige Ausführungen: So ist etwa im Bereich der reinen Stromerzeugung noch ein Restpotenzial in Höhe von etwa 30% verfügbar, ein noch weitaus Bedeutenderes zeigt der Blick auf die Nutzung fester biogener Energieträger und der reinen Wärmeerzeugungsoptionen, wo nur 44% bzw. 11% der verfügbaren Ressourcen ausgeschöpft würden. Die identifizierten mittelfristig realisierbaren Ressourcen an gasförmigen und flüssigen biogenen Energieträgern werden hingegen nahezu vollständig genutzt.

Tabelle 6-3: Ausschöpfung des realisierbaren Potenzials der erneuerbaren Energieträger im Jahr 2010 und 2020 gemäß *BAU-Szenario*

Ausschöpfung des realisierbaren Potenzials (Angaben in GWh bzw. %)		**2010**			**2020**		
		Ausschöpfung			**Ausschöpfung**		
		Gesamt	% des Potenzials	Pot-enzial	Gesamt	% des Potenzials	Pot-enzial
Feste biogene Energieträger, gesamt	**Heizwert[1]**	**505**	**83%**	**610**	**753**	**44%**	**1.713**
Energieholz	Heizwert	92	79%	117	156	30%	517
Alt- und Restholz	Heizwert	270	100%	270	445	93%	481
Energiepflanzen	Heizwert	0	0%	71	0	0%	284
Biogener Müllanteil	Heizwert	133	96%	138	143	95%	151
Feste landwirtschaftliche Reststoffe	Heizwert	10	69%	14	10	3%	280
Flüssige biogene Energieträger, gesamt	**Heizwert[2]**	**38**	**92%**	**41**	**87**	**99%**	**88**
Energiepflanzen	Heizwert	24	90%	27	59	99%	60
Altspeiseöle und -fette	Heizwert	14	98%	14	28	100%	28
Gasförmige biogene Energieträger, gesamt	**Heizwert[3]**	**160**	**91%**	**176**	**349**	**95%**	**369**
Landwirtschaftliches Biogas	Heizwert	130	89%	146	311	94%	331
Klärgas	Heizwert	29	100%	29	37	100%	37
Deponiegas	Heizwert	1	100%	1	1	100%	1
Reine Stromerzeugungsoptionen	**Strom**	**217**	**87%**	**250**	**303**	**70%**	**433**
Kleinwasserkraft	Strom	101	95%	106	101	74%	137
Photovoltaik	Strom	19	73%	26	19	32%	59
Windkraft	Strom	97	82%	118	183	77%	237
Reine Wärmeerzeugungsoptionen	**Heizwert**	**7**	**20%**	**37**	**24**	**11%**	**211**
Solarthermie	Heizwert	6	83%	7	13	41%	31
Wärmepumpen	Heizwert	2	5%	30	12	6%	180

[1] Angaben bez. auf eingesetzten Brennstoff, unterer Heizwert
[2] Angaben bez. des unteren Heizwerts der flüssigen biogenen Energieträger
[3] Angaben bez. des unteren Heizwerts des gasförmigen Energieträgers

6.3.2.2 Resultierende Förderkosten

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist derzeit stark von der Politik getrieben, d.h. es kommt unter den derzeitigen Rahmenbedingungen zu einem schnelleren Ausbau als ohne politischen Eingriff wie der Vergleich des Ausbaus EE gemäß BAU-Szenario mit dem wirtschaftlichen Realisierungspotenzial verdeutlicht. Dies führt letztendlich zu Mehrkosten, die die Gesellschaft im Allgemeinen bzw. wie im Stromsektor durch entsprechende Aufbringungsmechanismen geregelt direkt der Konsument zu tragen hat. Im Gegenzug sind hiermit aber auch positive Aspekten verbunden, welche im Anschluss an dieses Kapitel diskutiert werden.

Der Begriff *Förderkosten* sei einleitend kurz erläutert: Im Rahmen dieser Studie wurden die *direkten Förderkosten* untersucht. Diese umfassen jene finanziellen Aufwendungen, die im direkten Zusammenhang mit einer gewährten Förderung der Errichtung bzw. des Betriebs einer Anlage auf Basis erneuerbarer Energien anfallen. Im Falle einer Einspeisevergütung wie im Stromsektor üblich, widerspiegeln sie die Differenz zwischen dem gewährten Abnahmepreis und dem handelsüblichen Marktpreis der Energiedienstleistung. Im Falle von Investitionsanreizen resultieren die Förderkosten unmittelbar aus den gewährten Zuschüssen. *Direkte* Förderkosten bedeutet, dass eventuell anfallende zusätzliche administrative Aufwendungen nicht in Betracht gezogen werden, ebenso wie auch externe Kosten der erneuerbaren Energien bzw. der vermiedenen fossilen Erzeugung keine Berücksichtigung finden.

Abbildung 6-9 zeigt für das hier betrachtete BAU-Szenario die zeitliche Entwicklung der anfallenden direkten Förderkosten des Ausbaus EE in Luxemburg. Die Grafik stellt weiters für neu zu errichtende Anlagen – also jene Anlagen, die gemäß Projektion im betrachteten Zeitraum 2006 bis 2020 installiert werden – die sektoralen Anteile dar. Jene Kosten, die bereits errichteten Anlagen anzulasten sind, werden zur besseren Übersichtlichkeit kumuliert dargestellt. Man erkennt, dass von den jährlich anfallenden rund 18 bis 23 Mill. € ein Großteil der Kostenbelastung dem Stromsektor anzurechnen ist, welcher in späterer Folge einer detaillierten Betrachtung unterzogen wird.

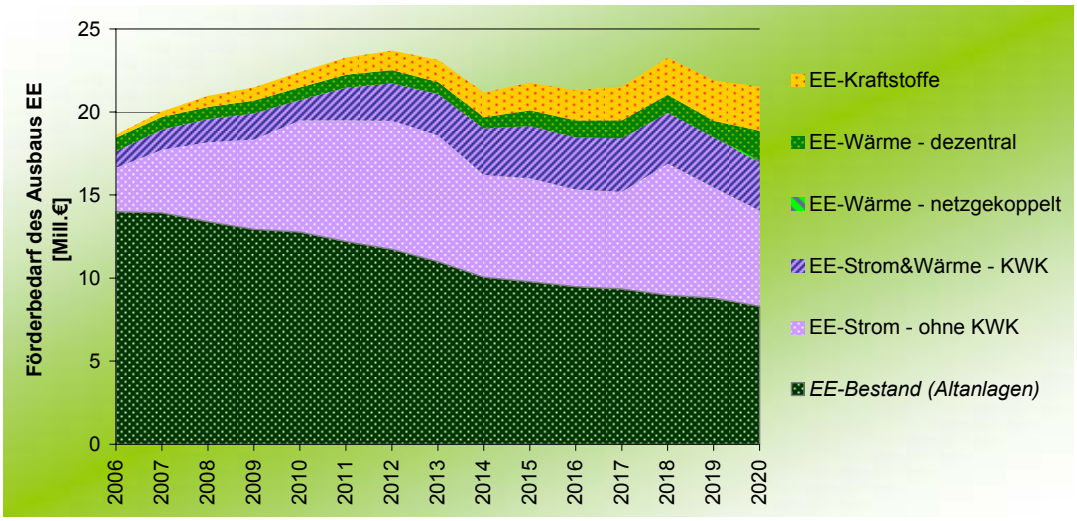


Abbildung 6-9: Entwicklung der direkten Förderkosten für EE gemäß *BAU-Szenario*

Die zeitliche Entwicklung der zu obiger Abbildungen korrespondierenden notwendigen Transferzahlungen (für Alt- und Neuanlagen) der Konsumenten bezogen auf den Gesamtverbrauch gibt Abbildung 6-10 wieder. Der relative Bezug auf die jeweilige sektorale Gesamtnachfrage verdeutlicht die Größenordnung der resultierenden Belastung. Wie bei Betrachtung der absoluten Beträge bereits festgestellt, rückt der Stromsektor in den Vordergrund, da in den anderen Sektoren Wärme und Verkehr nur marginale Beträge aufscheinen. Die Kosten für EE-Strom bleiben in etwa stabil bis etwa 2012, wobei das Niveau von rund 2,4 €/MWh im internationalen Vergleich[50] eher gering bis moderat erscheint. In den Folgejahren bis 2020 ist ein Absinken der Belastung auf etwa 2,0 €/MWh zu bemerken, was hauptsächlich auf den stetigen Wegfall an Förderkosten für Altanlagen zurückzuführen ist. Dies veranschaulicht auch die nachfolgende Abbildung 6-11.

Es sei angemerkt, dass die jährlichen Transferzahlungen, wie in Abbildung 6-10 dargestellt, nicht die gesamten von den Konsumenten zu leistenden Mehrzahlungen darstellen und somit nicht die Gesamtbelastung, welche die Konsumenten für die EE-Förderung zu tragen haben, abbilden. Sie skizzieren lediglich den Verlauf der jährlichen Beträge, nicht aber kumulierte Summen. Etwaige Unstetigkeiten im Verlauf resultieren aus der Tatsache, dass im Falle von Investitionsförderungen, welchen in beiden Fällen begleitend zu etwaigen Einspeisevergütungen angesetzt wurden, eine höhere Belastung im Installationsjahr resultiert, welche die Kostenbelastung in den Folgejahren aber im Vergleich zu anderen Instrumenten für diese

50 Im Nachbarland Deutschland zeigen kompatible Darstellungen ein Kostenniveau von etwa 4 bis 5 €/MWh, ähnliche Aussagen treffen auch auf Österreich zu.

Anlagen verringert.

Abbildung 6-11 schlüsselt für den Stromsektor die direkten Förderkosten auf Technologieebene auf. Es zeigt sich die Dominanz von Biogas sowie des Weiteren auch hohe Anteile der Windenergie sowie der Biomasse-Verstromung. Aufgrund des fehlenden Ausbaus fallen für PV und Kleinwasserkraft keine Kosten an.

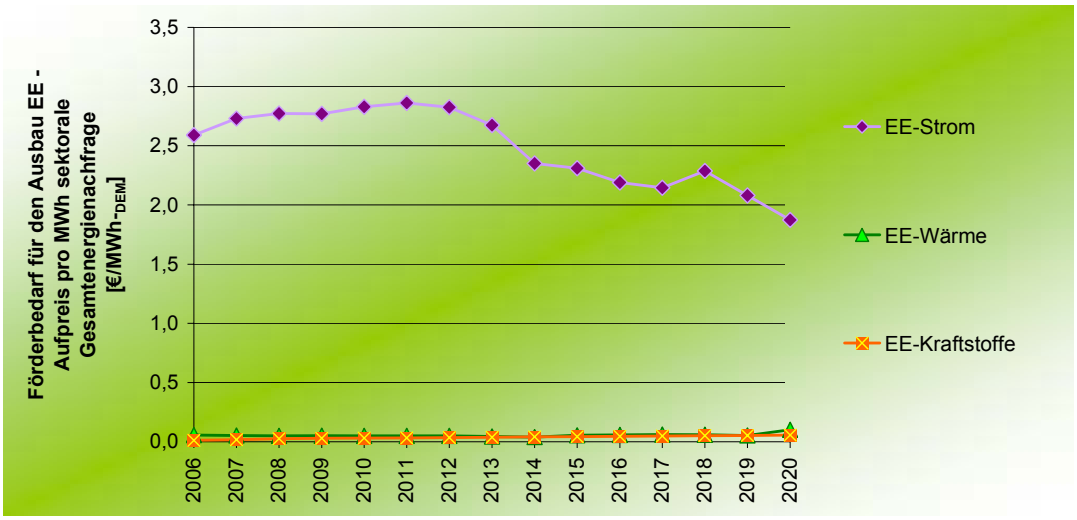


Abbildung 6-10: Entwicklung des notwendigen Aufpreises pro MWh Gesamtnachfrage auf sektoraler Ebene zur Erreichung des Ausbaus EE gemäß *BAU-Szenario*

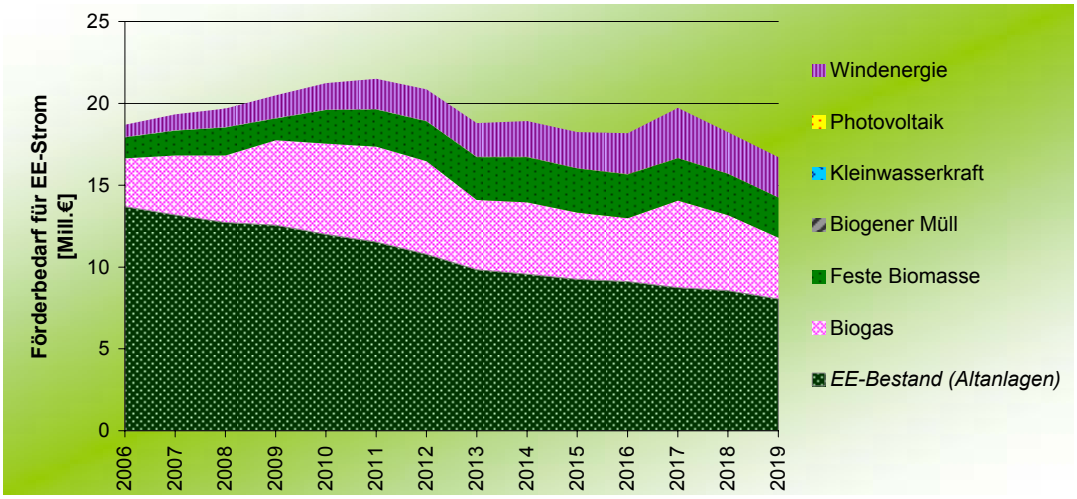


Abbildung 6-11: Entwicklung der direkten Förderkosten für EE im Stromsektor gemäß *BAU-Szenario*

6.3.2.3 Vermiedene CO_2 Emissionen

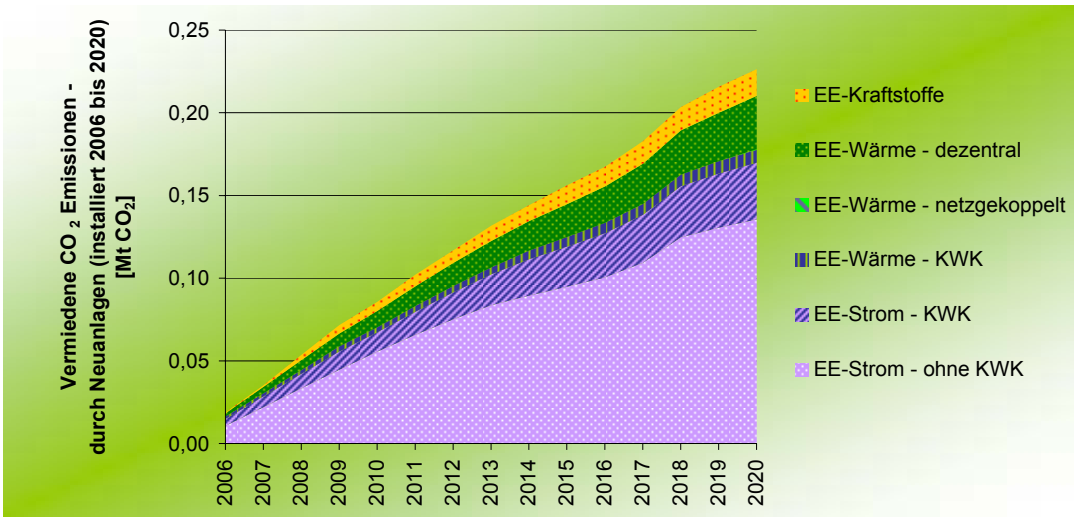


Abbildung 6-12: Entwicklung der vermiedenen CO_2-Emissionen verbunden mit dem Ausbau EE gemäß *BAU-Szenario*

Die zusätzlich vermiedenen CO_2 Emissionen durch den Zubau von Neuanlagen nach 2005 sind auf der Ebene der einzelnen Sektoren in Abbildung 6-12 dargestellt. Es zeigt sich insgesamt ein moderater Beitrag der EE gemessen an den Emissionsverpflichtungen Luxemburgs. Im Bereich der Stromerzeugung wären hierbei prinzipiell zwei Fälle zu unterschieden: Erneuerbare Stromproduktion verdrängt luxemburgischen Strom mit der durchschnittlichen nationalen CO_2 Intensität; und erneuerbare Stromproduktion verdrängt importierten Strom, wobei die damit verbunden CO_2 Vermeidungen nicht in Luxemburg bilanziert werden.[51] Es erscheint letzterer Fall als wahrscheinlicher, da der bestehende Luxemburger Kraftwerkspark auf vergleichsweise hohem technischem Standard ist und in Folge wohl nicht die marginale Option darstellt. Von den im Jahr 2020 anfallenden vermiedenen CO_2 Emissionen in Höhe von 227 kt sind folglich nur 57 kt, also 25% der gesamten vermiedenen Emissionen, als gesicherter Beitrag zur nationalen Klimaschutzverpflichtung zu erachten. Dies umfasst alle verbleibenden Sektoren – von Biokraftstoffen über dezentraler EE-Wärme bis hin zu dem wärmerelevanten Teil der Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis biogener Energieträger. Es sei abschließend angemerkt, dass die im Falle einer vollständigen Anrechnung vermiedenen Emissionen

51 Im Falle von KWK-Anlagen erfolgt die Bilanzierung für Strom und Wärme getrennt. Für den Stromteil wird wie bei anderen EE-Stromerzeugungstechnologien die CO_2-Intensität (im Mittel auf europäischer Ebene) zur Abschätzung der vermiedenen Emissionen herangezogen, während für die produzierte Wärme die $_{CO2}$-Intensität gemäß der nationalen Wärmeerzeugung als Ausgangsbasis dient.

etwa 4,5% des luxemburgischen Defizits in Bezug auf die Kyoto Ziele für die Jahre 2008-2012 entsprechen.

Monetär[52] betrachtet entsprechen die für das Jahr 2020 ausgewiesenen vermiedenen CO_2 Emissionen einer Ersparnis in Höhe von 4,5 Mill. €, wovon rund 1,1 Mill. € gesichert auf nationaler Ebene anfallen.

6.3.2.4 Vermiedener Einsatz fossiler Energien

In direktem Zusammenhang mit den vermiedenen CO_2 Emissionen durch den Ausbau erneuerbarer Energien steht die Verringerung unseres Hungers nach fossiler Energie. Wie zuvor am Thema Klimaschutz skizziert leisten Erneuerbare auch einen merklichen Beitrag zur Versorgungssicherheit. In der nachfolgenden Betrachtung wird dieser Umstand anhand des *BAU-Szenarios* skizziert.

Allein durch im betrachteten Zeitraum 2006 bis 2020 neu installierte Anlagen werden im Jahr 2020 etwa 888 GWh an fossilen Energieträgern eingespart. Aufgeschlüsselt gemäß den mittleren sektoralen Anteilen ergibt dies 46 Mill. m^3 Erdgas, 15 ktoe Erdöl sowie Kohle im Ausmaß von rund 38 kt SKE. In monetären Beträgen resultiert eine Summe von rund 21 Mill. € für selbiges Jahr. Wie zuvor bei der Thematik vermiedener Emissionen erläutert, sind diese Werte aber bei rein nationaler Betrachtung mit Vorsicht zu genießen. Es ist fraglich wo im europäischen Strommarkt eine in Luxemburg eingespeiste Kilowattstunde Windstrom eine ansonst thermisch erzeugte ersetzt. Der monetäre Nutzen bleibt jedoch hiervon nahezu ungeachtet erhalten, da entweder fossile Primärenergie oder elektrische Energie in geringerem Maße importiert werden muss, was in beiden Fällen eine positive Auswirkung auf die Handelsbilanz Luxemburgs zu Folge hat.

6.3.2.5 Sensitivitätsanalyse

Im Rahmen des vorgestellten BAU-Szenarios wurden die folgenden Sensitivitäten genauer betrachtet:

Niedrige fossile Energiepreise bewirken eine Reduktion der über den Zeitraum 2006 bis 2020 kumulierten Förderkosten (inkl. Kosten für Altanlagen) um -5%. Dieser marginale Kostenrückgang wird jedoch von einer Reduktion der Energieerzeugung aus Neuanlagen um 18% begleitet. Das heißt niedrige Energiepreise haben einen deutlich stärkeren negativen Effekt auf das mögliche Wachstum erneuerbarer Energien als auf die Entwicklung der Förderkosten. Unter BAU betrifft die An-

52 Hierbei wird der unterstellte CO_2-Zertifikatspreis in Höhe von 20 €/t zugrunde gelegt.

nahme niedriger Energiepreise insbesondere den Bereich Biotreibstoffe (Reduktion des EE-Anteils um 76% im Jahr 2020), es resultiert jedoch auch eine signifikante Schwächung des Neuausbaus dezentraler Wärmeerzeugung auf Basis EE (-10%) sowie der Stromerzeugung auf Basis EE (-8%).

Beschleunigtes technologisches Lernen ausgelöst durch erhöhtes Wachstum auf globaler Ebene bewirkt unter BAU Annahmen eine marginale Erhöhung der Förderkosten (+1%) im betrachteten Zeitraum 2006 bis 2020[53], bedingt durch einen geringfügige Erhöhung des weiteren Ausbaus EE (+1%). Auf Technologieebene zeigt sich ein Mehrausbau bei der Biogasnutzung und der Solarthermie.

Eine **ambitionierte Steigerung der Energieeffizienz** zeigt keine Auswirkungen im Hinblick auf Förderkosten sowie Ausbau EE in absoluten Zahlen. Sehr wohl bewirkt die gestiegene Energieeffizienz jedoch einen signifikanten Anstieg des relativen Anteils EE an der Gesamtnachfrage: Der Beitrag EE zur Deckung des Primärenergiebedarfs steigt um +18%, sodass im Jahr 2020 ein Anteil von 2,6% resultiert. Bereinigt man dies um jenen Primärenergieverbrauch, der dem Treibstoffexport zuzuordnen ist, so ergibt sich ein primärenergetischer Beitrag EE in Höhe von 4,8% für das Jahr 2020. Im Stromsektor ist ein Zuwachs von +12% zu verzeichnen und der Anteil EE an der Gesamtstromnachfrage 2020 beträgt folglich 6,2%. Im Wärmesektor sind die Auswirkungen gestiegener Energieeffizienz gemäß der verwendeten Prognose geringer einzuschätzen: Ein marginales Plus von +3% bewirkt eine Anhebung des Anteils EE auf rund 2,4%. Im Verkehrsbereich hingegen ist ein dramatischer Einfluss zu beobachten – der Anteil am gesamten Kraftstoffbedarf steigt um 20%, sodass ein Beitrag EE in Höhe von 0,2% mit bzw. 1,6% ohne Berücksichtigung des Mehrverbrauchs durch Treibstoffexporte resultiert. Die abschließende Abbildung 6-13 veranschaulicht diese Ausführungen.[54]

Die eben beschriebenen Unterschiede im Hinblick auf die relativen Verbrauchsanteile EE zwischen gesteigerter Energieeffizienz und dem Referenzfall widerspiegeln klar die antizipierten sektoralen Effizienzpotenziale, die im Falle nachfrageseitiger Maßnahmen erschlossen werden.

---

53 Schließt man aber auch die Folgekosten, also jene Förderkosten, die nach 2020 aufgrund des bis dahin erfolgten Ausbaus EE anfallen, in die Betrachtung ein, so ist ein geringfügiger Rückgang (-1%) der kumulierten Aufwendungen zu beobachten. Dies ist auf die aufgrund beschleunigten technologischen Lernens gesunkenen Kosten der EE-Technologien zurückzuführen.

54 Man vergleiche Abbildung 6-13, welche die prozentualen Anteile im Falle gestiegener Energieeffizienzmaßnahmen veranschaulicht, mit Abbildung 6-8, welche selbige Darstellung für die Referenznachfrageentwicklung (BAU) zeigt.

Abschließend sei angemerkt, dass im Vergleich zum Referenzfall durch die verringerte Nachfrage bei gleich bleibendem Fördervolumen in absoluten Zahlen höhere spezifische Transferzahlungen, also je konsumierter Energiemenge, resultieren. Diese Mehrkosten betragen etwa im Stromsektor im Mittel 5%, im Wärmebereich 2% und im Verkehrssektor rund 14%.

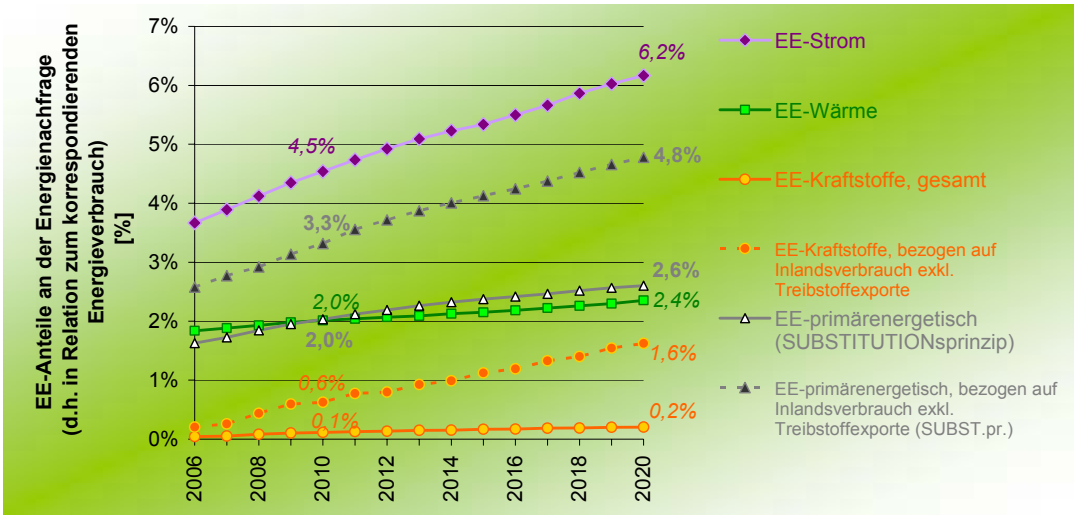


Abbildung 6-13: Prozentuale Anteile EE an der Gesamtnachfrage primärenergetisch sowie auf sektoraler Ebene für das *BAU*-Szenario im Falle einer Steigerung von Energieeffizienzmaßnahmen

Eine erhöhte Risikobewertung, gleichbedeutend mit einem höheren kalkulatorischen Zinssatz (8,6% anstelle von 6,5%) zeigt insbesondere negative Auswirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit kapitalintensiver Technologien – was im Vergleich zu konventionellen Optionen die meisten EE-Technologien darstellen. Da unter den gegebenen energiepolitischen Rahmenbedingungen, also den BAU-Förderpolitiken, insbesondere im Strombereich aufgrund der fehlenden Abnahme- bzw. Vergütungsgarantie ohnehin eine erhöhte Risikobewertung vorgenommen wurde, verdeutlicht ein im Allgemeinen höher angesetzter Zinssatz die erhöhte Risikoaffinität potentieller Investoren in verstärktem Maße. Die Auswirkungen sind wie folgt: Es resultiert ein geringerer Ausbau EE (-9%) und in Folge geringere erforderliche Fördervolumina (-12% im Bezug auf Neuanlagen im Zeitraum 2006 bis 2020). Wie einleitend erwähnt sind hiervon insbesondere investitionsintensive Technologien wie etwa die Windenergie (-15% an kumulierter Anlagenleistung im Jahr 2020) oder die Wärmepumpen betroffen (-18%).

6.3.3 Szenario: Verstärkte Anstrengungen

Das Szenario *verstärkter Anstrengungen* impliziert die Fortentwicklung der bestehenden sektorspezifischen Instrumente (BAU-Politiken) im Einklang mit der Abschaffung bestehender nicht-ökonomischer Hemmnisse. Weiters werden hier begleitend verstärkte Energieeffizienzmaßnahmen unterstellt, die das Wachstum des künftigen Energieverbrauchs eindämmen. Es wurden zwei Alternativvarianten erarbeitet, die sich im Hinblick auf die detaillierte Fokussierung unterscheiden. Gemeinsam ist ihnen allerdings das Ziel einer nahezu vollständigen Ausschöpfung der identifizierten realisierbaren Potenziale erneuerbarer Energien. Wie bereits einleitend in Abschnitt 6.1 erwähnt, unterscheiden sich die beiden Varianten wie folgt:

- Die Variante *„verstärkte Anstrengungen (Kyoto)“* verfolgt das Ziel eines möglichst hohen Beitrags EE zur Erreichung der Kyoto-Verpflichtung, was im Gebäudesektor eine Forcierung von Wärmeschutzmaßnahmen voraussetzt sowie die Forcierung einzelner RES-H Technologien, insbes. der Biomasse. Im Stromsektor hingegen wird ein geringeres Gewicht auf die reine Verstromung der Biomasse gelegt
- Im Gegensatz hierzu liegt der Fokus im Szenario *„verstärkte Anstrengungen (Erneuerbare)*“ auf einer möglichst starken Nutzung Erneuerbarer Energieträger, was im Gegensatz zu obigem Fall eine verstärkte Biomasse-Verstromung impliziert.

Die beiden Alternativvarianten werden nachfolgend im Hinblick auf den zu erwartenden Ausbau EE verglichen. Weiters werden wie im BAU-Szenario aufgezeigt die damit verbundenen Auswirkungen im Hinblick auf Klimaschutz und Versorgungssicherheit diskutiert und die resultierende Kostenbelastung dargestellt. Abschließend veranschaulichen Sensitivitätsanalysen die Abhängigkeit der gezeigten Ergebnisse von diversen unterstellten Annahmen. Einleitend wird anhand der BAU-Politiken aufgezeigt, welcher Ausbau EE allein durch Abbau nicht-ökonomischer Barrieren verbunden mit Maßnahmen zur Verminderung des Investorenrisikos resultieren würde.

► **Anmerkung: Fortentwicklung der BAU-Politiken – Abbau nicht-ökonomischer Barrieren & Verminderung des Investorenrisikos**

Der Abbau nicht-ökonomische Barrieren und die Erhöhung der Investitionssicherheit stellen die zwei zentralen Eckpfeiler einer erfolgreichen Energiepolitik dar. Ein Barrierenabbau erlaubt eine beschleunigte Technologiediffusion und bedingt in Folge auch eine verminderte Kostenbelastung, da verfügbare günstige Optionen vermehrt ihren Beitrag leisten können, beschlossene energiepoliti-

sche Ziele zu erreichen. Eine erhöhte Investitionssicherheit bedingt einen geringeren Risikoaufschlag auf das eingesetzte Kapital, was in weiterer Folge ebenso zu geringeren gesellschaftlichen Kosten zur Erreichung eines bestimmten Ausbauziels. Nachfolgend sei allerdings eine alternative Betrachtung vorgenommen: Es wird untersucht, welcher Ausbau bei Beibehaltung der derzeitigen (BAU) Förderpolitiken erreicht werden würde, unterstellt man einerseits ein massiven Abbau nicht-ökonomischer Hemmnisse und andererseits Maßnahmen zur Erhöhung der Investitionssicherheit. Letzteres sei durch eine Abnahme- und Vergütungsgarantie im Stromsektor veranschaulicht.

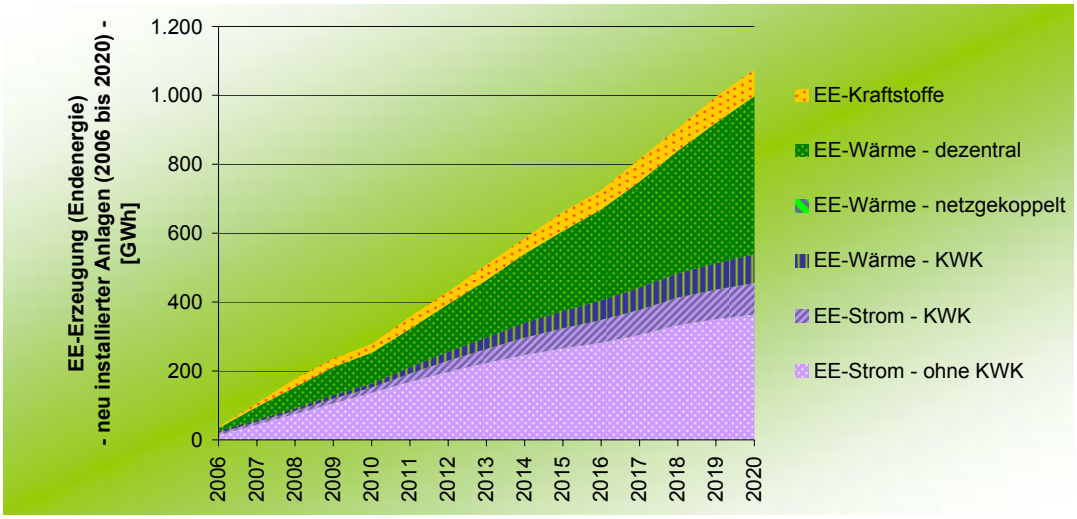


Abbildung 6-14: Energieerzeugung aus neuen EE-Anlagen (2006 bis 2020) bei Beibehaltung derzeitiger (BAU) Förderpolitiken, verbunden mit massivem Barrierenabbau und erhöhter Investitionssicherheit

Im Vergleich zum Referenzfall (BAU) resultiert ein massiver Mehrausbau in allen Sektoren: Eine um +97% erhöhte Energieproduktion aus Neuanlagen resultiert im Jahr 2020, wobei der größte Zuwachs im Bereich der dezentralen Wärmeerzeugung festzustellen ist (+211%). Abbildung 6-14 veranschaulicht dies einprägsam durch Darstellung der Energieerzeugung aus neuen EE-Anlagen.

Ebenso ist jedoch festzustellen, dass bei Beibehaltung des derzeitigen Förderniveaus auch massive Mehrkosten zu erwarten sind, da schließlich das mittelfristig verfügbare Potenzial an EE in Luxemburg nahezu vollständig ausgeschöpft werden würde. Im konkreten steigt das Fördervolumina im Zeitraum 2006 bis 2020 um +195% an, da insbesondere auch bei teuren Optionen wie etwa der Photovoltaik ein massiver Ausbau zu beobachten wäre.

In den nachfolgenden Betrachtungen wird nun ebenso ein massiver Abbau nicht-ökonomischer Hemmnisse vorausgesetzt. Wie dies konkret erreicht werden kann ist den Politikempfehlungen gemäß Kapitel 8 zu entnehmen.

6.3.3.1 Der künftige Ausbau erneuerbarer Energien

Durch *verstärkte Anstrengungen* kann eine Erhöhung des Anteils EE am Inlandsenergieverbrauch von derzeit 1,4% auf bis zu 4,5% im Jahr 2020 erreicht werden.[55] Bereinigt man die Primärenergiebilanz um die vergleichsweise hohen Treibstoffexporte, ergibt sich ein beinahe doppelt so hoher Beitrag seitens der Erneuerbaren – 2,4% als Status Quo sowie 8,2% im Jahr 2020.

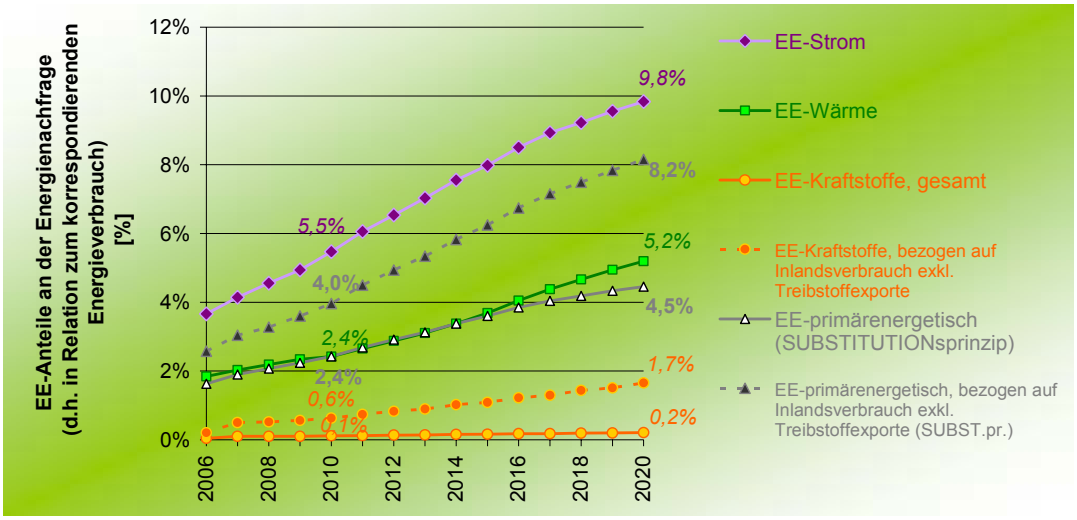


Abbildung 6-15: Prozentuale Anteile EE an der Gesamtnachfrage primärenergetisch sowie auf sektoraler Ebene für das Szenario *„verstärkte Anstrengungen (Erneuerbare)“*

Abbildung 6-15 stellt den zeitlichen Verlauf des relativen Beitrags EE sowohl primärenergetisch als auch auf sektoraler Ebene beispielhaft für die Szenarienvariante *„verstärkte Anstrengungen (Erneuerbare)“* dar. Gemäß der in dieser Alternativvariante antizipierten Fokussierung auf die Biomasse-Verstromung, ist im Jahr 2010 ein Ausbau von EE-Strom auf 5,5% möglich, was mit einer nahezu vollständigen Erfüllung des Ziels gemäß RES-E Direktive gleichzusetzen ist. Im Jahr 2020 kann in Folge ein Ausbau auf bis zu 9,8% erreicht werden. Auch im Wärmesektor ist ein hoher Ausbau EE zu erkennen – auf 2,4% im Jahr 2010 und schließlich

55 Die Angaben bez. Primärenergie beruhen auf Anwendung des Substitutionsprinzips.

5,2% 2020. Der Ausbau von Biokraftstoffen ist im Vergleich zu BAU unverändert, da ja bereits bei Beibehaltung der bestehenden Politiken das realisierbare Potenzial nahezu vollständig umgesetzt werden würde. Durch die unterstellten begleitenden nachfrageseitigen Maßnahmen resultiert aber ein weitaus höherer Beitrag in relativen Zahlen. 1,7% (BAU: 1,1%) des inländischen Kraftstoffbedarfs können bis 2020 durch EE abgedeckt werden.

Betrachtet man die resultierenden Verbrauchsanteile für die alternative Ausgestaltungsvariante *„verstärkte Anstrengungen (Kyoto)“,* so ist zu erkennen, dass der Schwerpunkt auf (gesicherter) Maximierung des Beitrags EE zur Erreichung nationaler Klimaschutzziele insbesondere für die Biomasse eine Verschiebung von der Verstromung hin zur Wärmenutzung bedingt. Wie in Abbildung 6-16 veranschaulicht, resultiert für EE-Strom ein Verbrauchsanteil von 8,9% im Jahr 2020, während EE-Wärme (von 5,2% gemäß obiger Variante) auf bis zu 6,6% ansteigt. Der Biokraftstoffausbau bleibt unverändert.

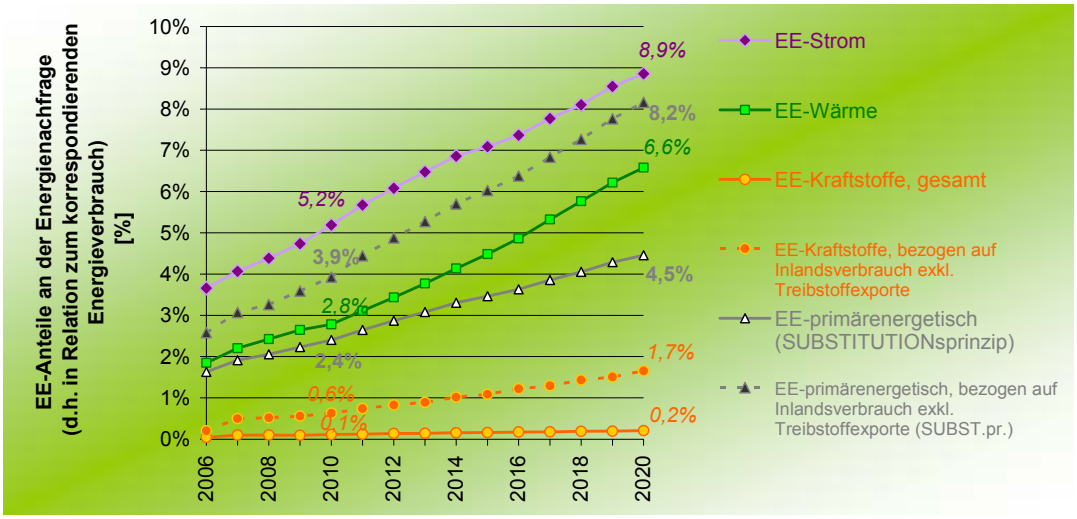


Abbildung 6-16: Prozentuale Anteile EE an der Gesamtnachfrage primärenergetisch sowie auf sektoraler Ebene für das Szenario *„verstärkte Anstrengungen (Kyoto)“*

stellt die absoluten Zahlen der prognostizierten Energieerzeugung in den Jahren 2010 und 2020 auf Technologieebene für beide untersuchte Ausgestaltungsvarianten dar.

Tabelle 6-4: Energieproduktion aus EE auf Technologieebene bis 2020 für das Szenario *„verstärkte Anstrengungen“*, aufgeschlüsselt nach Varianten: *„(Erneuerbare)“* (links) und *„(Kyoto)“* (rechts)

		Verstärkte Anstrengungen			
		(Erneuerbare)		(Kyoto)	
EE-Strom	**Stromerzeugung** [Einheit]	2010	2020	2010	2020
Biogas	[GWh/a]	75	106	75	106
Feste Biomasse	[GWh/a]	38	249	18	171
Biogener Müll	[GWh/a]	20	22	20	22
Kleinwasserkraft	[GWh/a]	108	125	108	125
Photovoltaik	[GWh/a]	27	57	27	57
Windenergie	[GWh/a]	119	227	119	227
EE-Strom gesamt	**[GWh/a]**	**387**	**786**	**367**	**708**
EE-Strom KWK	[GWh/a]	35	220	44	203
EE-Wärme	**Wärmeerzeugung** [Einheit]	2010	2020	2010	2020
Biogas (netzgek.)	[GWh/a]	20	53	20	53
Feste Biomasse (netzgek.)	[GWh/a]	187	353	238	590
Biogener Müll (netzgek.)	[GWh/a]	0	3	0	3
Feste Biomasse (dezentr.)	[GWh/a]	133	399	133	399
Solarthermie	[GWh/a]	8	23	8	25
Wärmepumpen	[GWh/a]	31	160	31	160
EE-Wärme gesamt	**[GWh/a]**	**378**	**991**	**430**	**1.230**
EE-Wärme KWK	[GWh/a]	27	228	34	210
EE-Wärme Heizwerke	[GWh/a]	180	180	225	436
EE-Wärme dezentral	[GWh/a]	172	582	172	584
EE-Kraftst.	**Biokraftstofferzeugung** [Einheit]	2010	2020	2010	2020
Biokraftstoffe	[GWh/a]	38	89	38	89
EE-Kraftstoffe gesamt	**[GWh/a]**	**38**	**89**	**38**	**89**

Der antizipierte Zuwachs im Bereich der Stromerzeugung aus EE ist in beiden Varianten beachtlich: Von derzeit 214 GWh (2005) auf 786 GWh im Jahr 2020 bei Fokussierung auf Strom, aber selbst bei vermehrter Wärmenutzung gemäß Variante „Kyoto“ resultiert ein Ausbau auf 708 GWh durch verstärkte Anstrengungen und optimierte Rahmenbedingungen. Auf Technologieebene wird ersichtlich, dass alle

verfügbaren Optionen auch eine Nutzung finden – von Biogas[56] über Biomasse bis hin zu Windenergie, Wasserkraft und PV. Unterschiede zwischen den Varianten zeigen sich bei der Biomasse: In der Variante „Erneuerbare“ wird die Biomasse nicht alleinig in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen verstromt, sodass eine vergleichsweise hohe Stromerzeugung von etwa 249 GWh im Jahr 2020 resultiert. Durch die vermehrte Wärmenutzung gemäß Variante „Kyoto“ reduziert sich dieser Wert um rund ein Viertel auf 171 GWh. Primärenergetisch wird zwar die selbe Ausschöpfung erreicht, jedoch bei unterschiedlicher sektoraler Gewichtung.

Das Pendant zur Stromerzeugung stellt der Wärmesektor dar. Hier wird im Falle von vorwiegend aus nationaler Sicht klimarelevanter Maßnahmen ein verstärkter Ausbau (1.230 GWh in 2020) erreicht, während gemäß Variante „Erneuerbare“ eine etwas geringere Penetration erfolgt (991 GWh). Die Dominanz der Biomasse in diesem Sektor wird offensichtlich: Selbst bei geringerer sektoraler Allokation umfasst der Beitrag dezentraler und netzgekoppelter Biomasse etwa 80% der gesamten EE-Wärmeproduktion. Der Unterschied zwischen beiden Alternativvarianten wird durch den vermehrten Ausbau der netzgekoppelten Biomasse erreicht, also mittels kleiner Nah- und mittelgroßer Fernwärme- bis hin zu KWK-Anlagen. Abgesehen von der Biomasse wird aber auch bei Wärmepumpen und solarthermischen Anlagen ein hoher Zuwachs antizipiert. Abschließend sei angemerkt, dass das verfügbare Potenzial im Bereich der Biokraftstoffe im Jahr 2020 vollständig ausgeschöpft wird.

Nachfolgende Tabelle 6-5 vergleicht schließlich die zu erwartende Ausschöpfung des mittelfristig (2020) verfügbaren realisierbaren Potenzials an erneuerbare Energieträgern für die Szenarien *BAU* und *„verstärkte Anstrengungen“*[57]. Die Darstellung veranschaulicht den massiven Mehrausbau EE in dem eben diskutierten Szenario. Während im BAU-Fall nur rund 44% der verfügbaren festen biogenen Energieträger einer energetischen Nutzung zugeführt werden, erfolgt durch die zugrun-

---

56 Im Hinblick auf den Ausbau der Biogasnutzung sei angemerkt, dass bei beiden Szenarien „verstärkte Anstrengungen“ im Vergleich zum BAU-Fall im Endjahr 2020 eine ähnliche Stromproduktion resultiert, da sich zwei Effekte teilweise kompensieren: Während im BAU Szenario die finanzielle Förderung insbesondere aufgrund der hohen Investitionszuschüsse etwas höher ist, sind im Falle „verstärkter Anstrengungen“ geringere nicht-ökonomische Hemmnisse unterstellt, folglich erfolgt der Ausbau dort auch deutlich schneller. Am Ende werden in allen Fällen rund 90% des Gesamtpotenzials an Biogas ausgeschöpft. Eine noch höhere Ausschöpfung würde nur bei deutlich höheren Kosten möglich sein. Bei den dargestellten Ausbauszenarien ist somit ein vernünftiger Kompromiss zwischen Potenzialausschöpfung und Förderkosten gefunden worden.

57 Es sei angemerkt, dass die Ausschöpfung in beiden Ausgestaltungsvarianten des Szenarios *„verstärkte Anstrengungen“* ident ist.

de gelegten effizienten und effektiven Förderinstrumente eine nahezu vollständige Ausschöpfung (99%). Ebenso sind klare Unterschiede für reine Strom- (70% versus 94%) und Wärmeerzeugungsoptionen (11% vs. 88%) zu erkennen. Die identifizierten mittelfristig realisierbaren Potenziale gasförmiger und flüssiger biogener Energieträger werden hingegen in beiden Fällen (nahezu) vollständig umgesetzt.

Tabelle 6-5: Vergleich der Potenzialausschöpfung im Jahr 2020 gemäß der Szenarien *BAU* (links) und *„verstärkte Anstrengungen“* (rechts)

Ausschöpfung des realisierbaren Potenzials (Angaben in GWh bzw. %)		**BAU**			**Verstärkte Anstrengungen**		
		Ausschöpfung im Jahr 2020			**Ausschöpfung im Jahr 2020**		
		Gesamt	% des Potenzials	Pot-enzial	Gesamt	% des Potenzials	Pot-enzial
Feste biogene Energieträger, gesamt	**Heizwert[1]**	**753**	**44%**	**1.713**	**1.697**	**99%**	**1.713**
Energieholz	Heizwert	156	30%	517	517	100%	517
Alt- und Restholz	Heizwert	445	93%	481	481	100%	481
Energiepflanzen	Heizwert	0	0%	284	276	97%	284
Biogener Müllanteil	Heizwert	143	95%	151	143	95%	151
Feste landwirtschaftliche Reststoffe	Heizwert	10	3%	280	280	100%	280
Flüssige biogene Energieträger, gesamt	**Heizwert[2]**	**87**	**99%**	**88**	**88**	**100%**	**88**
Energiepflanzen	Heizwert	59	99%	60	60	100%	60
Altspeiseöle und -fette	Heizwert	28	100%	28	28	100%	28
Gasförmige biogene Energieträger, gesamt	**Heizwert[3]**	**349**	**95%**	**369**	**352**	**95%**	**369**
Landwirtschaftliches Biogas	Heizwert	311	94%	331	314	95%	331
Klärgas	Heizwert	37	100%	37	37	100%	37
Deponiegas	Heizwert	1	100%	1	1	100%	1
Reine Stromerzeugungsoptionen	**Strom**	**303**	**70%**	**433**	**409**	**94%**	**433**
Kleinwasserkraft	Strom	101	74%	137	125	91%	137
Photovoltaik	Strom	19	32%	59	57	97%	59
Windkraft	Strom	183	77%	237	227	96%	237
Reine Wärmeerzeugungsoptionen	**Heizwert**	**24**	**11%**	**211**	**185**	**88%**	**211**
Solarthermie	Heizwert	13	41%	31	25	81%	31
Wärmepumpen	Heizwert	12	6%	180	160	89%	180

[1] Angaben bez. auf eingesetzten Brennstoff, unterer Heizwert
[2] Angaben bez. des unteren Heizwerts der flüssigen biogenen Energieträger
[3] Angaben bez. des unteren Heizwerts des gasförmigen Energieträgers

6.3.3.2 Resultierende Förderkosten

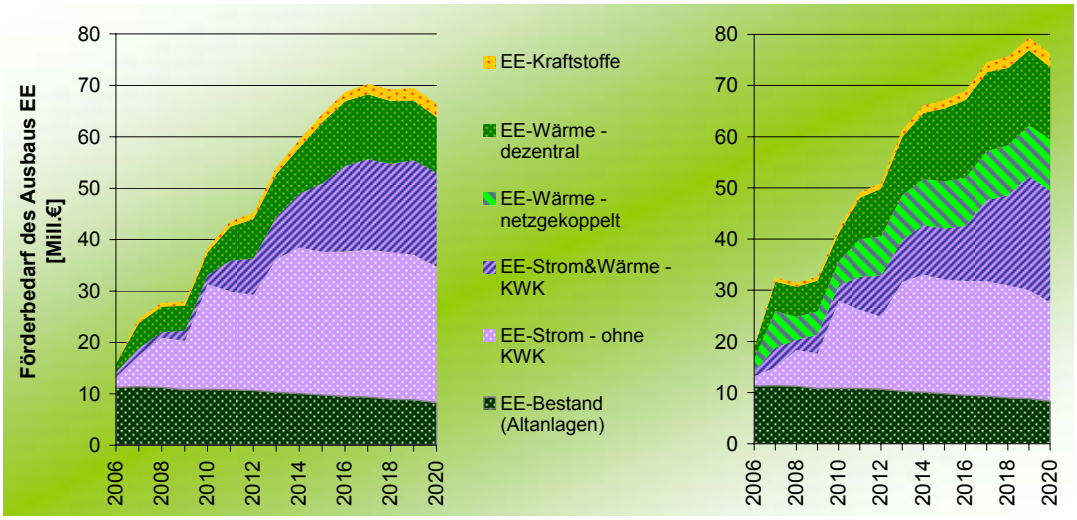


Abbildung 6-17: Entwicklung der direkten Förderkosten für EE gemäß dem Szenario *„verstärkte Anstrengungen“*, aufgeschlüsselt nach Varianten: *„(Erneuerbare)“* (links) und *„(Kyoto)“* (rechts)

Abbildung 6-17 illustriert den zeitlichen Verlauf der erforderlichen EE-Fördervolumina für beide Ausgestaltungsvarianten des Szenarios *„verstärkte Anstrengungen“.* Die anfallenden Beträge werden aufgeschlüsselt nach Altanlagen (gesamt) sowie im Hinblick auf neu zu errichtende EE-Anlagen weiters nach den sich ergebenden sektoralen Anteilen. Man ersieht klar die unterschiedliche Fokussierung der beiden Varianten. Fallen im Szenario *„Erneuerbare“* vor allem im Strombereich hohe Kosten an, so weist etwa die netzgekoppelte Fern- und Nahwärme im *„Kyoto“* Fall ebenso beträchtliche Fördervolumina auf. Im generellen ist ein Anstieg der Kosten über der Zeit zu beobachten, der bis etwa 2016 anhält, um nachfolgend wieder leicht zu sinken. Der Spitzenwert liegt im Fall „Erneuerbare“ etwas geringer bei rund 70 Mill. €, wo hingegen die „Kyoto“ Variante einen Höchstwert von knapp unter 80 Mill. € aufweist. Dieser Unterschied ist insbesondere durch die vermehrte Anwendung von Investitionszuschüssen im Wärmebereich zu suchen, welche im speziellen mit dem vermehrten Ausbau netzgekoppelter Fern- und Nahwärmeanlagen ein her gehen. Da diese bei Errichtung einer Anlage anfallen und somit ein singuläres Ereignis darstellen, resultieren im Vergleich zu mengenbasierter Vergütung wie etwa mittels Einspeisetarife höhere Fördervolumina im betrachteten Zeitraum. Ein Vergleich der resultierenden Fördervolumina zum BAU-Szenario zeigt einen deutlichen Anstieg. Die mittleren jährlichen Aufwendungen für Neuanlagen (errichtet im Zeitraum 2006 bis 2020) gemäß Variante „Erneuerbare“ in Höhe von 39,6 Mill. € liegen um 295% höher, während der „Kyoto“ Fall mit durchschnittlichen Kosten von 45,1 Mill. € sogar ein Plus von 324% im Ver-

gleich zu BAU aufweist. Schließt man in diese Betrachtung die Folgekosten im Zeitraum nach 2020 mit ein, also jene garantierten Vergütungen für eingespeiste Energiemengen der bis 2020 neu errichteten Anlagen, welche insbesondere im Strombereich von Relevanz sind, so verdeutlicht sich der Kostenanstieg noch dramatischer. Im „Erneuerbare“ Szenario resultieren diskontierte kumulierte Förderkosten in Höhe von 681 Mill. €, was einem Anstieg im Vergleich zu BAU von +347% entspricht. Die Fokussierung auf nationale Klimaziele verschlechtert die Bilanz wie schon zuvor angedeutet: Gemäß „Kyoto“ Variante resultieren kumulierte diskontierte Aufwendungen von 769 Mill. €, die einem Kostenanstieg um +404% entsprechen.

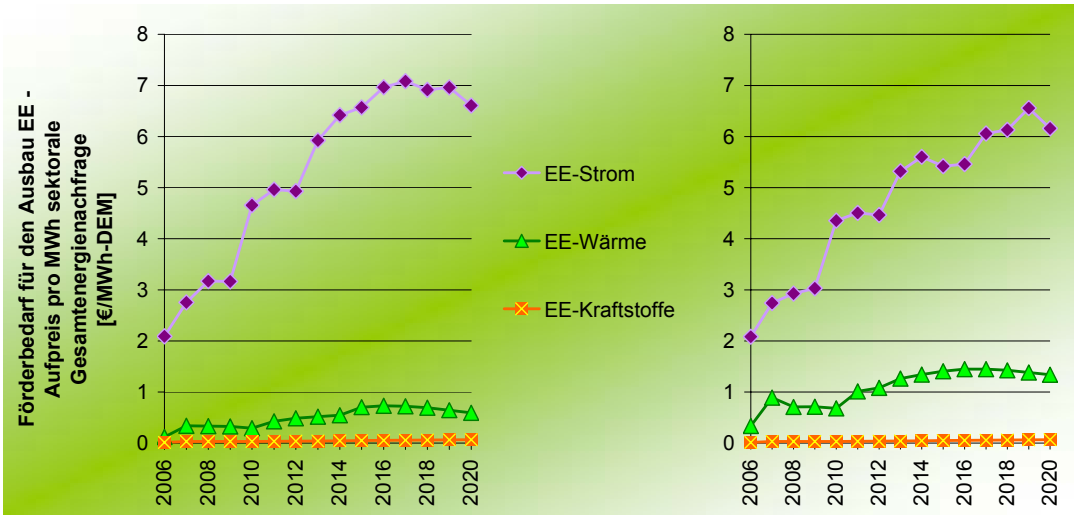


Abbildung 6-18: Entwicklung des notwendigen Aufpreises pro MWh Gesamtnachfrage auf sektoraler Ebene zur Erreichung des Ausbaus EE gemäß dem Szenario *„verstärkte Anstrengungen“*, aufgeschlüsselt nach Varianten: *„(Erneuerbare)“* (links) und *„(Kyoto)“* (rechts)

Die zeitliche Entwicklung der zur obigen Abbildung korrespondierenden notwendigen Transferzahlungen (für Alt- und Neuanlagen) seitens der Konsumenten in Relation zum Gesamtverbrauch gibt Abbildung 6-18 wieder. Wie bereits im BAU-Fall erwähnt, verdeutlicht der Bezug auf die jeweilige sektorale Gesamtnachfrage die Größenordnung der resultierenden Belastung aus Konsumentensicht. Durch den vergleichsweise hohen Gesamtwärmeverbrauch sowie aufgrund des Umstands, dass die Mehrkosten der KWK gemäß der üblichen Nomenklatur der Stromseite angerechnet werden, rückt der Stromsektor in den Vordergrund. Die Kosten für EE-Strom steigen in beiden Varianten massiv an und erreichen 2016 bzw. 2019

einen Spitzenwert von 7,1 €/MWh gemäß „Erneuerbare“ Variante bzw. 6,6 €/MWh im „Kyoto“ Fall. In den nachfolgenden Jahren ist ein Absinken der Kostenbelastung zu erwarten, das insbesondere aus der Verminderung der erforderlichen Aufwendungen für Altanlagen sowie der steigenden Nachfrage resultiert.

Im Wärmebereich treten wie zu erwarten höhere Belastungen im „Kyoto“ Fall auf. Umgelegt auf den Gesamtwärmeverbrauch resultiert allerdings ein vergleichsweise geringer Aufpreis in Höhe von durchschnittlich 1 €/MWh. Setzt man die Kosten allerdings in Relation zur Wärmenachfrage des Gebäudesektors, wo der massivste Ausbau EE-Wärme zu erwarten ist, so ergibt sich auch hier ein beachtliches Premium in Höhe von rund 5,4 €/MWh. Im Szenario „Erneuerbare“ fällt die Kostenbelastung deutlich geringer aus: Im Schnitt fallen spezifische Kosten von 0,5 €/MWh an, was bei Bezug auf den geringeren Energieverbrauch im Gebäudesektor einem Aufpreis in Höhe von 2,7 €/MWh entspricht.

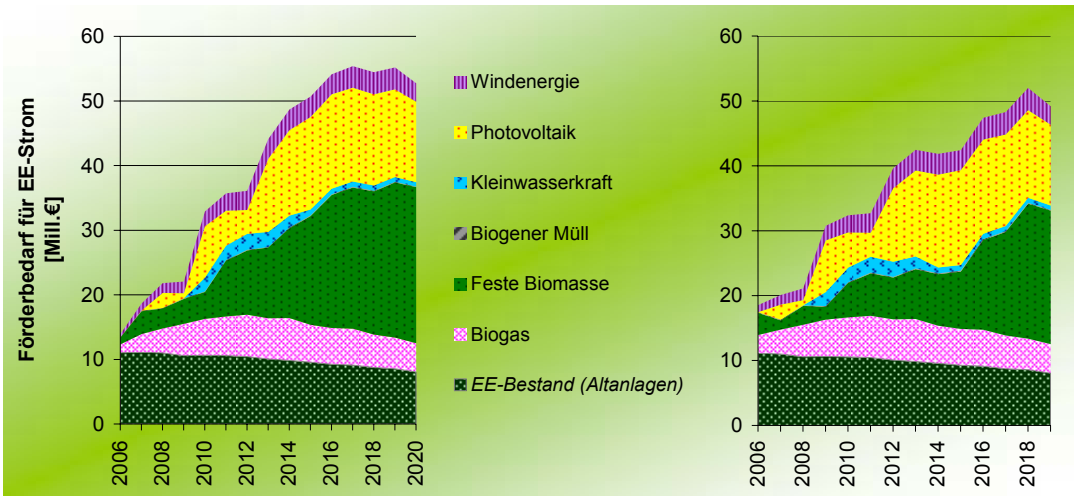


Abbildung 6-19: Entwicklung der direkten Förderkosten für EE im Stromsektor gemäß dem Szenario *„verstärkte Anstrengungen“*, aufgeschlüsselt nach Varianten: *„(Erneuerbare)“* (links) und *„(Kyoto)“* (rechts)

Abbildung 6-11 bietet eine detaillierte Aufschlüsselung der Fördervolumina für den Stromsektor. Die Anteile einzelner Technologien werden somit klar erkennbar. Im Vergleich zur Erzeugung Tabelle 6-4 werden die hohen Kosten der Photovoltaik offensichtlich: Der weitere Ausbau der Photovoltaik schlägt sich mit 157 Mill. €[58] zu

58 Dieser Wert beinhaltet die diskontierten kumulierten Aufwendungen im betrachteten Zeitraum 2006 bis 2020 sowie auch alle Folgekosten aufgrund vertraglicher Vergütungsverpflichtungen in den Jahren danach.

Buche, was in etwa 29% der gesamten im Strombereich anfallenden Kosten ausmacht. Im Vergleich dazu entspricht die hierdurch stimulierte PV-Stromerzeugung 2020 rund 7% der gesamten Stromproduktion neuer Anlagen.

Weiters veranschaulicht ein Vergleich der beiden Varianten in obiger Grafik die Mehrkosten des erhöhten Ausbaus der Biomasse-Verstromung gemäß Szenario „Erneuerbare“.

6.3.3.3 Vermiedene CO_2 Emissionen

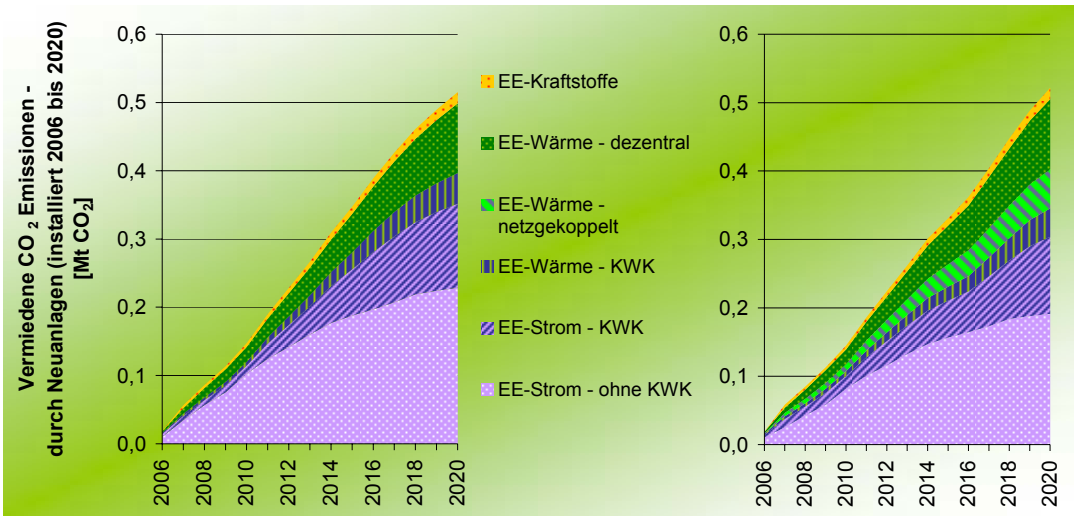


Abbildung 6-20: Entwicklung der vermiedenen CO_2-Emissionen verbunden mit dem Ausbau EE gemäß dem Szenario *„verstärkte Anstrengungen“*, aufgeschlüsselt nach Varianten: *„(Erneuerbare)“* (links) und *„(Kyoto)“* (rechts)

Die zusätzlich vermiedenen CO_2 Emissionen verbunden mit dem Ausbau neuer EE-Anlagen im Zeitraum 2006 bis 2020 werden auf sektoraler Ebene in Abbildung 6-20 aufgeschlüsselt. Es zeigt sich insgesamt ein moderater, wenn auch im Vergleich zu BAU durchaus bedeutsamerer Beitrag EE zur Erreichung der Emissionsverpflichtungen Luxemburgs. Wie bereits im BAU-Fall erwähnt, erscheint es fraglich, wo die durch EE-Strom vermiedenen Emissionen tatsächlich anfallen. Die zu erwartende Verdrängung von Stromimporten würde bedingen, das Luxemburg hiervon keinen Vorteil im Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele haben würde. Vergleicht man die beiden Varianten „verstärkter Anstrengungen“ so ist insgesamt eine nahezu idente CO_2-Vermeidung zu beobachten – 516 kt im „Erneuerbare“ Fall und 522 kt gemäß Variante „Kyoto“. Der national gesicherte Anteil dieser vermiedenen Emissionen unterscheidet sich aber sehr wohl. Tragen im „Kyoto“ Fall rund 218 kt oder 42% der im gesamten seitens EE vermiedenen Emissio-

nen zur nationalen Zielerreichung bei, so sind dies im „Erneuerbare“ Szenario nur lediglich 164 kt oder 32%. Monetär betrachtet, bei Zugrundelegung des unterstellten CO_2-Zertifikatspreises in Höhe von 20 €/t, entspricht die gesamte Emissionsvermeidung einer Ersparnis in Höhe von rund 10,4 Mill. €. National schlagen sich hiervon 3,3 („Erneuerbare“) bis 4,4 Mill. € gesichert zu Buche.

6.3.3.4 Vermiedener Einsatz fossiler Energien

Emissionsvermeidung und Verminderung des Bedarfs an fossiler Energie gehen Hand in Hand. Die hier betrachteten Varianten des Szenarios „verstärkter Anstrengungen“ weisen hierbei beachtliche Beiträge zur Sicherung der zukünftigen Energieversorgung in Luxemburg auf. Durch die im betrachteten Zeitraum 2006 bis 2020 neu installierten Anlagen werden im Jahr 2020 fossile Energieträger in einer Bandbreite von 2.091 bis 2.212 GWh eingespart. Eine detaillierte Aufschlüsselung gemäß den mittleren sektoralen Anteilen der fossilen Energieträger wird in Folge für die Variante „Kyoto“ beispielhaft vorgenommen: Der Gesamtwert von 2.212 GWh im Jahr 2020 entspricht etwa 146 Mill. m^3 Erdgas, 32 ktoe Erdöl sowie Kohle im Ausmaß von etwa 68 kt SKE. Monetär ausgedrückt, resultiert eine Summe von rund 55 Mill. € für selbiges Jahr. Wie bei der Emissionsvermeidung angemerkt, birgt eine rein nationale Betrachtung dieser Mengen bzw. Geldbeträge aber gewisse Tücken. Es ist fraglich wo im europäischen Strommarkt eine in Luxemburg eingespeiste Kilowattstunde EE-Strom eine ansonst thermisch erzeugte ersetzt. Wie im BAU-Fall festgestellt, bleibt der monetäre volkswirtschaftliche Nutzen hiervon nahezu unverändert, da Energieimporte so oder so verringert werden, sei dies nun fossile Primärenergie oder elektrische Energie. In beiden Fällen resultiert eine positive Auswirkung auf die Handelsbilanz Luxemburgs.

6.3.3.5 Sensitivitätsanalyse

Eine umfassende Sensitivitätsuntersuchung wurde auch zu dem oberhalb vorgestellten Szenario „verstärkter Anstrengungen“ vorgenommen, wobei jeweils die passender der beiden Ausgestaltungsvarianten als Referenz gewählt wurde:

Niedrige fossile Energiepreise bedingen eine Verringerung der über den Zeitraum 2006 bis 2020 kumulierten Förderkosten (inkl. Kosten für Altanlagen) um -7%. Die Kostenreduktion wird jedoch von einem massiv verminderten Ausbau EE begleitet – ein Minus von -13% ist im Jahr 2020 bei der gesamten Energieerzeugung auf Basis EE festzustellen. Die niedrigen Energiepreise bewirken insbesondere einen Rückgang bei Biokraftstoffen (Reduktion des EE-Anteils um -69% im Jahr 2020), aber auch der Wärmesektor (-19%) ist im allgemeinen stärker betroffen als vergleichsweise die Stromerzeugung auf Basis EE (-1%), was aber vor allem

auf die zugrunde gelegten Förderinstrumente zurückzuführen ist.[59]

Beschleunigtes technologisches Lernen ausgelöst durch erhöhtes Wachstum auf globaler Ebene bewirkt bei ambitionierten Förderpolitiken, wie im Fall „verstärkter Anstrengungen“ unterstellt, eine geringfügige Erhöhung der Förderkosten (+4%) im betrachteten Zeitraum 2006 bis 2020[60], bedingt durch einen geringfügige Erhöhung des weiteren Ausbaus EE (+1%).

Eine **Steigerung der Energienachfrage,** die im Gegensatz zum hier unterstellten Referenzfall gesteigerter Energieeffizienz einer *Business-as-usual* Entwicklung der Nachfrage entspricht, zeigt keine Auswirkungen im Hinblick auf Förderkosten sowie Ausbau EE in absoluten Zahlen.[61] Sehr wohl zeigt die gestiegene Energienachfrage jedoch Auswirkungen auf die relativen Anteile EE an den korrespondierenden sektoralen bzw. primärenergetischen Gesamtnachfragen: Der Beitrag EE zur Deckung des Primärenergiebedarfs verringert sich um -15%, sodass im Jahr 2020 ein Anteil von 3,8% (im Vergleich zu 4,5% im Referenzfall) resultiert. Bereinigt man dies um jenen Primärenergieverbrauch, der dem Treibstoffexport zuzuordnen ist, so ergibt sich ein primärenergetischer Beitrag EE in Höhe von 6,8% für das Jahr 2020. Im Stromsektor ist ein Rückgang in Höhe von -10% zu beobachten und der Anteil EE an der Gesamtstromnachfrage 2020 beträgt folglich 8,8%. Im Wärmesektor sind die Auswirkungen verminderter Energieeffizienz gemäß der verwendeten Prognose geringer einzuschätzen: Ein marginale Reduktion von -3% bewirkt ein Absinken des Anteils EE auf rund 5,0%. Im Verkehrsbereich ist der Einfluss der unterlegten Verbrauchsentwicklung weitaus größer – der Anteil am gesamten Kraftstoffbedarf sinkt um -17%, sodass ein Beitrag EE in Höhe von 0,2% mit bzw. 0,9% ohne Berücksichtigung des Mehrverbrauchs durch Treibstoffexporte resultiert. Die nachfolgende Abbildung 6-21 veranschaulicht obige Ausführungen.[62]

---

59 Die im Stromsektor unterstellten Einspeisetarife bieten ein fixe Vergütung der eingespeisten EE, unabhängig vom Referenzpreis konventioneller Energie.

60 Schließt man aber auch die Folgekosten, also jene Förderkosten, die nach 2020 aufgrund des bis dahin erfolgten Ausbaus EE anfallen, in die Betrachtung ein, so reduzieren sich die Mehrkosten (+1% anstelle von +4%). Dies ist auf die aufgrund beschleunigten technologischen Lernens gesunkenen Kosten der EE-Technologien zurückzuführen.

61 Dies deckt sich mit den Aussagen, die beim Pendant des BAU-Szenarios getroffen wurden. Zur Erinnerung, dabei wurde im Rahmen der Sensitivitätsuntersuchungen der Einfluss gesteigerter Energieeffizienz untersucht.

62 Ein Vergleich zu Abbildung 6-15, welche selbige Darstellung für die Referenznachfrage-entwicklung (d.h. bei gesteigerter Energieeffizienz) zeigt, erscheint hierbei von Interesse.

Schließlich ist auch zu beobachten, dass die im Vergleich zum Referenzfall gestiegene Energienachfrage bei gleich bleibendem Fördervolumen in absoluten Zahlen niedrigere spezifische Transferzahlungen, also je konsumierter Energiemenge, resultieren. Diese Kostenreduktionen betragen etwa im Stromsektor im Mittel -6%, im Wärmebereich -2% und im Verkehrssektor rund -12%.

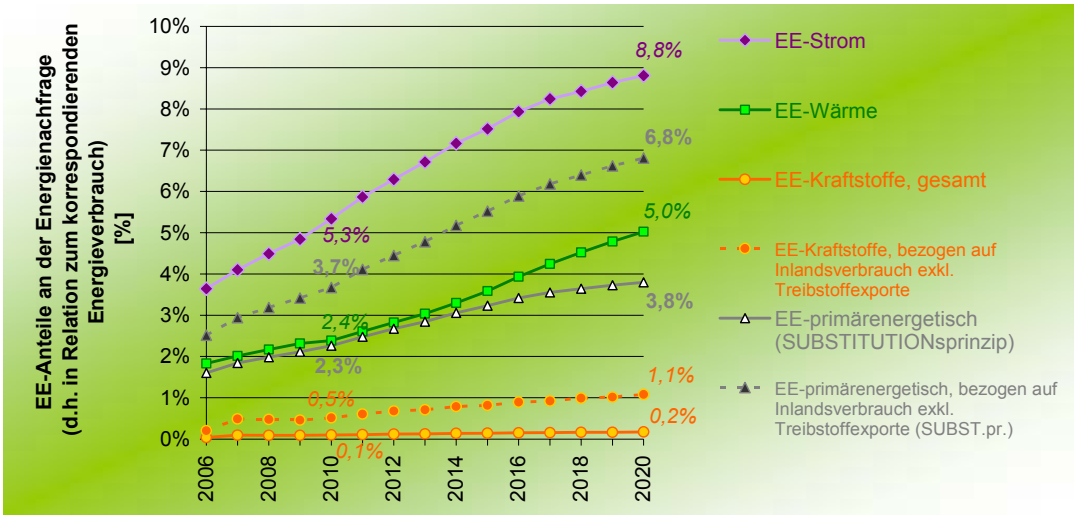


Abbildung 6-21: Prozentuale Anteile EE an der Gesamtnachfrage primärenergetisch sowie auf sektoraler Ebene gemäß des Szenarios *„verstärkte Anstrengungen (Erneuerbare)“* im Falle einer *gestiegenen Energienachfrage*

Eine erhöhte Risikobewertung, gleichbedeutend mit einem höheren kalkulatorischen Zinssatz (8,6% anstelle von 6,5%) verschlechtert die Wettbewerbsfähigkeit kapitalintensiver Technologien – ein Faktum, das leider im Vergleich zu konventionellen Optionen für die meisten EE-Technologien zutrifft. Im konkreten Fall resultiert wie bereits im BAU-Fall beobachtet ein geringerer Ausbau EE (-9%) und in Folge geringere erforderliche Fördervolumina (-20% im Bezug auf Neuanlagen im Zeitraum 2006 bis 2020). Wie einleitend erwähnt sind hiervon insbesondere investitionsintensive Technologien wie beispielsweise die Windenergie (-21% an kumulierter Anlagenleistung im Jahr 2020) oder die Photovoltaik betroffen (-50%).

Ein **erhöhtes mittelfristig realisierbares Potenzial der solaren Energieoptionen** steht im Fokus der nachfolgenden Betrachtung: Im Einklang mit Tabelle 5.1 stellt bei dieser Sensitivitätsuntersuchung die obere Bandbreite der identifizierten realisierbaren Potenziale im Bereich der Photovoltaik und der Solarthermie die Ausbaubegrenzung dar. Bei unveränderten Förderanreizen resultiert bei der Photovoltaik eine nahezu vollständige Ausschöpfung (169 GWh bzw. 96%) des erhöht

angesetzten Potenzials, während bei der Solarthermie lediglich 71% (68 GWh) des Potenzials Nutzung finden.

In Folge wird erstmals die „10% Hürde“ im Strombereich überschritten – im Detail werden 11,2% der Gesamtstromnachfrage im Jahr 2020 durch erneuerbare Energien gedeckt, was einem Anstieg von 14% der Gesamtaufbringung von EE-Strom entspricht.[63] Im Wärmebereich entspricht der Zuwachs an solarthermischer Wärmeerzeugung von 184% (gemessen am Referenzfall) einem Anstieg der Gesamtproduktion von lediglich 5%.[64]

Der erhöhte Ausbau ist natürlich auch mit Kosten verbunden: Betrachtet man die Photovoltaik so bedingt der Mehrausbau kumulierte Förderaufwendungen (für neue PV-Anlagen) in Höhe von 599 Mill. €, die etwa 61% der Gesamtausgaben für EE im Strombereich entsprechen. Dies bedeutet einen Kostenanstieg der Ausgaben für die Photovoltaik in Höhe von +281%. Die resultierenden Transferzahlungen seitens der Stromkonsumenten würden als Folge astronomische Höhen erreichen: Der erforderliche Zuschlag im Mittel der betrachteten Jahr von 5,3 auf 8,3 €/MWh Gesamtnachfrage steigen, was einem Zuwachs von 55% entspricht.

Die Solarthermie schlägt kostenmäßig weniger stark zu Buche. Es resultieren kumulierte Förderkosten (inkl. Folgekosten) in Höhe von 52 Mill. €, was etwa 36% der im Wärmesektor anfallenden Kosten für Neuanlagen umfasst. Dies entspricht einem Kostenanstieg um +187% gemessen am Referenzfall.

Die **Möglichkeit der Biogasdirekteinspeisung** wird im Rahmen der nachfolgenden Sensitivität analysiert. Gemäß den diesbezüglichen Kostenangaben in Abschnitt 5.4.11 in Kopplung mit den Eckdaten der in Luxemburg errichteten GuD-Anlage *Centrale TGV* wird die Option der Biogasdirekteinspeisung in direkter Kopplung mit der nachgeschalteten Nutzung in der erwähnten KWK-Anlage einer modellhaften Betrachtung unterzogen. Trotz der auf den ersten Blick vergleichsweise hohen Kosten der Gaseinspeisung ergibt sich eine überraschend positive Bilanz: Die Stromerzeugung aus Biogas weist nach anfänglich verhaltener Entwicklung einen Anstieg im Jahr 2020 um 19% gegenüber dem Referenzfall auf. Rund 125 GWh beträgt die Stromproduktion auf Basis gasförmiger biogener Energieträ-

63 Betrachtet man allein die PV so entspricht die gestiegene Erzeugung einem Zuwachs von 194% bezogen auf den Referenzfall.

64 Es sei angemerkt, dass obige Angaben sich auf die Variante „Erneuerbare“ beziehen. Betrachtet man alternativ das Szenario „Kyoto“ so entspricht das Mehr an Solarthermie einem Zuwachs von 4% bei der gesamten EE-Wärmeerzeugung im Jahr 2020.

ger, wovon rund 70% der Biogasdirekteinspeisung zuzurechnen sind.[65] Die kumulierten Förderkosten steigen jedoch keineswegs aufgrund der Mehrerzeugung stark an, da beispielsweise Investitionszuschüsse für Biogas-KWK-Anlagen wegfallen. Insgesamt betragen die kumulierten diskontierten Förderaufwendungen 78 Mill. €, was einem Zuwachs von 5% gegenüber dem Referenzfall entspricht. Spezifisch betrachtet, also umgelegt auf die erzeugte Energiemenge, resultieren niedrigere spezifische Kosten.

Die Biogasdirekteinspeisung stellt somit eine attraktive Option dar, die auch im Hinblick auf die nationale Erfüllung der Klimaschutzziele ihren Beitrag leistet. Das im Gaskraftwerk verbrannte Biogas ersetzt alternativ eingesetztes Erdgas und vermeidet in Folge die hiermit verbundenen Emissionen. Weiters erfolgt eine effizientere Ressourcennutzung, da im Großkraftwerk eine weitaus höhere Umwandlungseffizienz erreicht wird als im Vergleich zur dezentralen Verstromung.

65 Der Rest umfasst bereits errichtete in Betrieb befindliche landwirtschaftliche Biogasanlagen sowie Klär- und Deponiegas.

7 Kosten-Nutzen Analyse

Abschließend wird eine vergleichende Analyse der zuvor im Detail betrachteten Szenarien durchgeführt. Im Vordergrund der Untersuchung stehen hierbei einerseits der Nutzen des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien sowie die hiermit verbundenen Kosten. Auf der Nutzenseite sei beispielsweise der Beitrag zur Versorgungssicherheit erwähnt, aber auch die Vermeidung von Treibhausgasemissionen. Die Kostenseite umfasst im Wesentlichen die resultieren Förderkosten, wobei die direkten Förderkosten, also die Differenz zwischen gewährter Vergütung und alternativ zu bezahlender Marktpreise, im Fokus der Betrachtung stehen.

Nachfolgend wird ein Szenarienvergleich der Kernergebnisse auf sektoraler bzw. kumulierter Ebene vorgenommen, um abschließend auf Technologieebene eine vergleichende Betrachtung zu erwägen.

7.1 Szenarienvergleich

Die Kernergebnisse des vorigen Kapitels, welche hierin getrennt dargestellt wurden, werden in Folge einer vergleichenden Analyse unterzogen. Der Szenarienvergleich beschränkt sich hierbei auf die drei im Detail diskutierten Ausbauszenarien:

- das *Business-as-usual (BAU)* Szenario
- das Szenario „*verstärkte Anstrengungen* (Erneuerbare)“
- die Alternativvariante „*verstärkte Anstrengungen* (Kyoto)“

Die **resultierende Energieerzeugung** steht im Mittelpunkt der einführenden Betrachtung. Abbildung 7-1 bietet einen Vergleich der sich auf sektoraler Ebene ergebenden Energieerzeugung im finalen Betrachtungsjahr (2020) gemäß den drei Szenarien. Die Angaben beziehen sich ausschließlich auf im Betrachtungszeitraum 2006 bis 2020 neu errichtete Anlagen. Der massive Mehrausbau EE im Falle verstärkter Anstrengungen wird offensichtlich. Im Falle der Variante *„Kyoto“* übersteigt die EE-Erzeugung den Referenzfall (BAU) um 186%, wobei der Wärmesektor den größten Anteil beisteuert. Die Variante *„Erneuerbare“* weist eine etwas geringere Gesamterzeugung auf, da hier die Verstromung von Biomasse im Vordergrund steht, was aufgrund der geringeren Umwandlungseffizienz eine etwas geringer Endenergieausbeute zur Folge hat. Im Vergleich zu BAU wird aber rund 156% mehr EE-Erzeugung antizipiert.

Den Beitrag EE auf sektoraler Ebene veranschaulicht in deutlicher Weise Abbildung 7-2. Hier wird sowohl für die einzelnen Sektoren als auch primärenergetisch die jeweilig gesamte EE-Erzeugung in Relation zur korrespondierenden

Nachfrage gesetzt. Die Angaben beziehen sich auf die im Jahr 2020 erreichte Penetration. Es sei angemerkt, dass das BAU-Szenario auf eine im Vergleich zu den Alternativvarianten andere Nachfrageentwicklung Bezug nimmt. Im BAU-Fall wird ein stärkeres Nachfragewachstum vorausgesetzt, was in einem um etwa 13% höheren Primärbedarf resultiert.

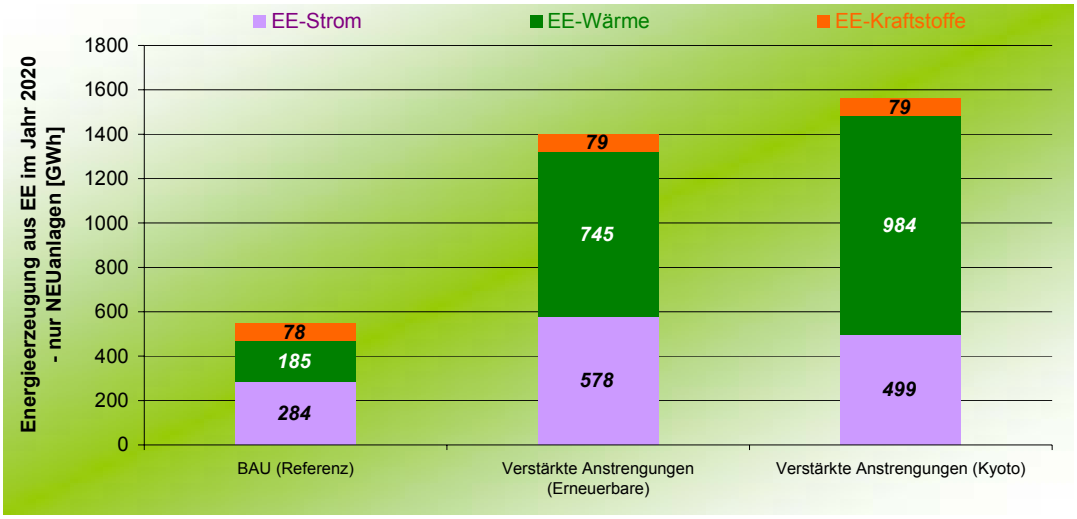


Abbildung 7-1: Szenarienvergleich: Resultierende Energieerzeugung im Jahr 2020 aus im Zeitraum 2006 bis 2020 neu errichteten EE-Anlagen

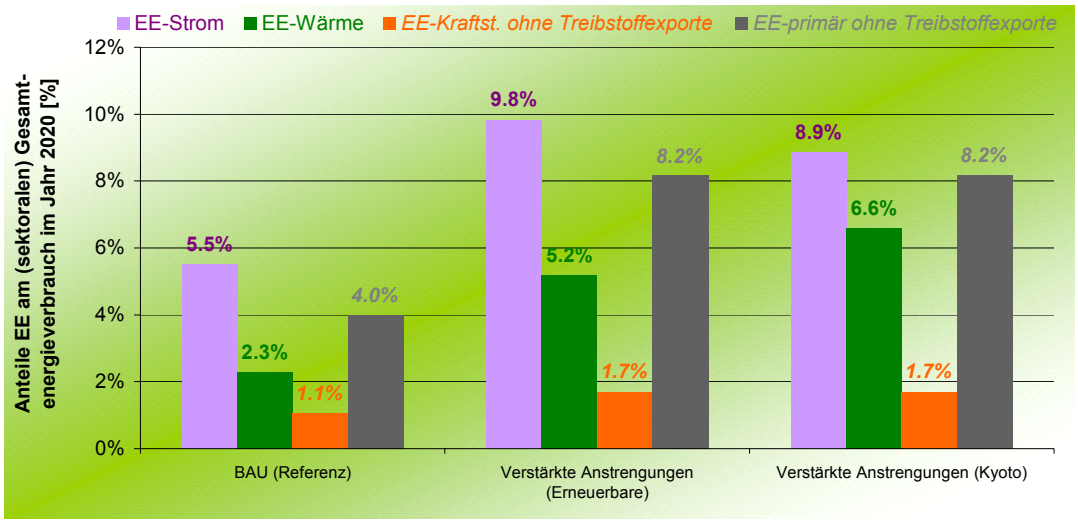


Abbildung 7-2: Szenarienvergleich: Prozentuale Anteile EE am sektoralen bzw. primärenergetischen Energieverbrauch im Jahr 2020

Der Szenarienvergleich zeigt, dass Unterschiede im Bereich der Biokraftstoffe insbesondere aus einer geänderten Nachfrage in den Szenarien *Verstärkte Anstrengungen* resultieren. Erzeugungsseitig wird hier in allen Fällen das verfügbare Potenzial nahezu vollständig ausgeschöpft. Der BAU-Fall weist im Vergleich zu den anderen Szenarien beinahe nur halb so große EE-Anteile im Strombereich auf. So resultiert im Jahr 2020 ein Ausbau der unter dem 2010er-Ziel der RES-E Direktive liegt. Auch der Wärmebereich bleibt vergleichsweise verhalten. Verstärkte Anstrengungen, also ambitionierte und effektive Förderpolitiken bedingen eine weitaus höhere Ausschöpfung der Ressourcen erneuerbarer Energien. Unterschiede sind entsprechend der Szenariendefinition zwischen den beiden Alternativvarianten zu erkennen. So liegt bei *„verstärkte Anstrengungen (Erneuerbare)“* ein Hauptaugenmerk auf der Biomasse-Verstromung, um somit etwa auch kurzfristig gesehen einen hohen Beitrag zur Erreichung des 2010er Ziels für EE-Strom in Höhe von 5,7% zu leisten. Im Jahr 2020 liegt der Anteil EE an der Stromnachfrage bei 9,8% *(„Erneuerbare“)* bzw. 8,9% *(„Kyoto“).* EE-Wärme erlebt in beiden Alternativszenarien einen massiven Ausbau, vor allem bedingt durch vermehrte Nutzung netzgekoppelter Wärme wie etwa auch mittels Kraft-Wärme-Kopplung oder vermehrten Nah- und Fernwärmeausbau.

Der Ausbau EE ist aber auch mit Kosten verbunden. Im Konkreten stehen nachfolgend die **direkten Förderkosten** im Mittelpunkt der vergleichenden Analyse. Die direkten Förderkosten untersucht umfassen hierbei jene finanziellen Aufwendungen, die im direkten Zusammenhang mit einer gewährten Förderung der Errichtung bzw. des Betriebs einer Anlage auf Basis erneuerbarer Energien anfallen. *Direkte* Förderkosten bedeutet, dass eventuell anfallende zusätzliche administrative Aufwendungen nicht in Betracht gezogen werden, ebenso wie auch externe Kosten der erneuerbaren Energien bzw. der vermiedenen fossilen Erzeugung keine Berücksichtigung finden.

Abbildung 7-3 zeigt die kumulierten Förderaufwendungen für im Zeitraum 2006 bis 2020 neu errichtete EE-Anlagen für alle drei betrachteten Fälle. Die Angaben beinhalten nicht nur Kosten, die Betrachtungszeitraum 2006 bis 2020 anfallen, sondern umfassen auch wie im Falle von Einspeisevergütungen die Folgekosten für den Zeitraum danach. Es zeigen sich deutliche Mehrkosten im Falle verstärkter Anstrengungen, welche aber vor allem der Photovoltaik sowie der nahezu vollständigen Biomasseausnutzung anzulasten sind. So entfallen beispielsweise von den für den Stromsektor ausgewiesenen 543 Mill. € kumulierter Fördervolumina gemäß Variante *„Erneuerbare“* 154 Mill. € (29%) auf die PV, der aber nur 7% der zusätzlichen Erzeugung entsprechen. Die Biomasse-Verstromung zeichnet sich für 255 Mill. € (47%)verantwortlich, der Vergleich zu der resultierenden Erzeugung zeigt aber ein ausgewogenes Bild – es entfallen 43% der zusätzlichen EE-Erzeugung

auf die Biomasse.

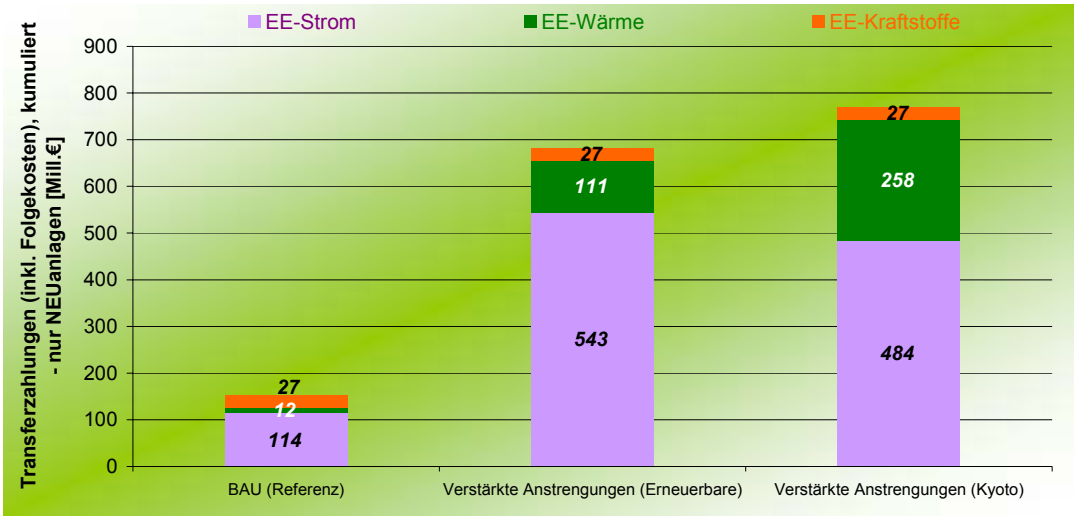


Abbildung 7-3: Szenarienvergleich: Kumulierte (diskontierte) Förderkosten für im Zeitraum 2006 bis 2020 neu errichtete EE-Anlagen

Als Beispiele für **positive Aspekte im Einklang mit dem Ausbau EE** wurden im vorigen Kapitel der Beitrag zum Klimaschutz sowie zur Versorgungssicherheit ausführlich diskutiert. Natürlich ist hier auch die Schaffung von Arbeitsplätzen zu benennen, was insbesondere für den Bereich der Biomasse verbunden mit der intensiven Wertschöpfung oftmals erwähnt wird.

Im Rahmen des hier durchgeführten Szenarienvergleichs wird einleitend auf den Aspekt der ***Treibhausgasemissionsreduktion*** eingegangen. Die zusätzlich vermiedenen CO_2 Emissionen durch den weiteren Ausbau EE im Zeitraum 2006 bis 2020 sind für die untersuchten Fälle in Abbildung 7-4 dargestellt. Abgesehen von den in Summe vermiedenen Emissionen, wird hierbei der gesonderten Situation Luxemburgs speziell Rechnung getragen: Die durch EE-Strom resultierende Emissionsvermeidung wird gesondert ausgewiesen, da es als wahrscheinlich zu erachten ist, das hierdurch nicht heimische Erzeugung sonder vielmehr Stromimporte vermindert werden. Die damit verbundene CO_2 Vermeidung kann somit nicht gesichert in Luxemburg bilanziert werden und erscheint somit als nicht gesichert im Hinblick auf ihren Beitrag zur Erreichung Luxemburgs Klimaschutzverpflichtun-

gen.[66] Die in obiger Abbildung ausgewiesene gesicherte Emissionseinsparung umfasst folglich alle verbleibenden Sektoren – von Biokraftstoffen über dezentraler EE-Wärme bis hin zu dem wärmerelevanten Teil der Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis biogener Energieträger.

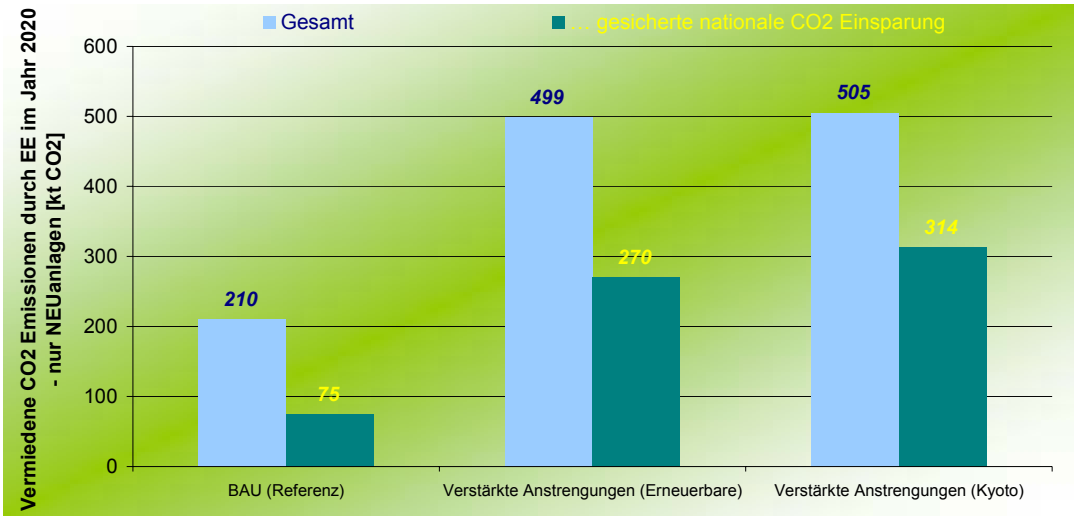


Abbildung 7-4: Szenarienvergleich: Vermiedene CO_2 Emissionen im Jahr 2020 – durch im Zeitraum 2006 bis 2020 neu errichtete EE-Anlagen

Der Szenarienvergleich zeigt wie zu erwarten den höchsten gesicherten Beitrag im Falle der Variante *„verstärkte Anstrengungen (Kyoto)“*, da hierbei gezielt die Nutzung der Biomasse im Wärmebereich favorisiert wurde. Aber selbst bei massiver Biomasse-Verstromung fällt die Bilanz nicht wesentlich schlechter aus. Lediglich im BAU-Fall ist der Beitrag neuer EE-Anlagen zur nationalen Klimazielerreichung als marginal zu erachten.

Emissionsvermeidung und ***Verminderung des Bedarfs an fossiler Energie*** gehen Hand in Hand. Der zusätzlich verminderte Bedarf an fossiler Energie durch den weiteren Ausbau EE im Zeitraum 2006 bis 2020 wird für die betrachteten Fälle in Abbildung 7-5 skizziert. Hierbei wird in energetischen Größen sowohl die Summe an vermiedener fossiler Energie dargestellt, als auch jener Anteil ausgewiesen,

66 Im Falle von KWK-Anlagen erfolgt die Bilanzierung für Strom und Wärme getrennt. Für den Stromteil wird wie bei anderen EE-Stromerzeugungstechnologien die CO_2-Intensität (im Mittel auf europäischer Ebene) zur Abschätzung der vermiedenen Emissionen herangezogen, während für die produzierte Wärme die $_{CO2}$-Intensität gemäß der nationalen Wärmeerzeugung als Ausgangsbasis dient.

der hiervon gesichert in Luxemburg anfallen würde. Die Differenz ist dadurch zu erklären, dass durch den Ausbau von EE-Strom wahrscheinlich nicht die heimische Stromerzeugung, sondern vielmehr Stromimporte vermindert werden. Die damit verbundene Primärenergievermeidung kann somit nicht gesichert in Luxemburg bilanziert werden. Im Gegensatz zur Emissionsvermeidung ist aber anzumerken, dass der monetäre volkswirtschaftliche Nutzen hiervon nahezu unverändert bliebe, da Energieimporte so oder so verringert werden, sei dies nun fossile Primärenergie oder elektrische Energie. In beiden Fällen resultiert eine positive Auswirkung auf die Handelsbilanz Luxemburgs. Der Szenarienvergleich zeigt eine deutliche Steigerung der Primärenergieverminderung für beide Varianten *„verstärkter Anstrengungen“* im Vergleich zum BAU-Szenario. Es wird offensichtlich, dass erneuerbare Energien einen wichtigen Beitrag zur Verminderung der Abhängigkeit Luxemburgs von Energieimporten und somit zur nationalen Versorgungssicherheit leisten können.

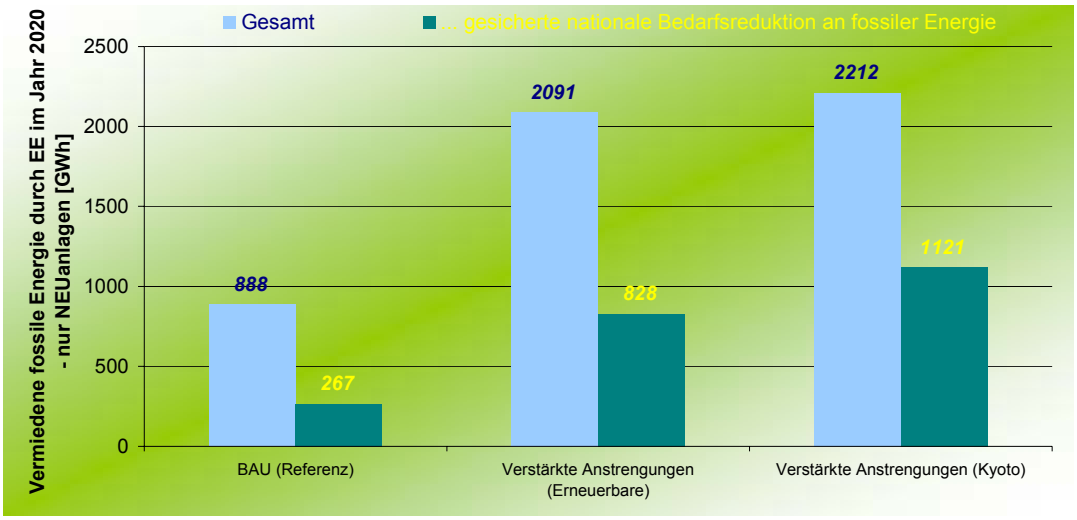


Abbildung 7-5: Szenarienvergleich: Vermiedene fossile Energie im Jahr 2020 – durch im Zeitraum 2006 bis 2020 neu errichtete EE-Anlagen

Abschließend zeigt Tabelle 7-1 einen simplifizierten Vergleich der anfallenden Kosten und des Nutzens verbunden mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien. Im Detail listet die nachfolgende Tabelle die für Neuinstallationen im Zeitraum 2006 bis 2020 anfallenden Förderkosten und die vermiedenen Ausgaben sowohl für fossile Energie als auch für Treibhausgasemissionen am Beispiel CO_2. Für alle drei Indikatoren werden sowohl die im untersuchten Zeitraum 2006 bis 2020 anfallenden Kosten bzw. Ersparnisse als auch die Folgekosten bzw. Folgeersparnisse gesondert ausgewiesen. Ebenso wird auf der Nutzenseite der gesicherte auf nationa-

ler Ebene anfallende direkte Nutzen separat bilanziert.[67] . Betrachtet man die kumulierten, diskontierten[68] Es zeigt sich bei allen drei Fällen eine positive Bilanz seitens des Ausbaus erneuerbarer Energien. Den in den Jahren bis 2020 vermehrt anfallenden Kosten steht stets ein monetär betrachtet hoher Nutzen gegenüber, welcher vor allem in den Folgejahren nach 2020 sich zu Buche schlägt.[69]

---

67 Im Hinblick auf die Verminderung von Importen an fossiler Energie sei aber angemerkt, dass auch bei nicht gesicherter nationaler Bilanzierung – im Gegensatz zur Emissionsvermeidung – der monetäre volkswirtschaftliche Nutzen nahezu unverändert erhalten bliebe, da Energieimporte ohnehin vermindert werden, sei dies nun fossile Primärenergie oder elektrische Energie.

68 Es wurde hierfür ein aus volkswirtschaftlicher Sicht üblicher realer Zinssatz in Höhe von 2,5% zugrunde gelegt.

69 Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien sind natürlich auch noch weitere hier nicht näher betrachtete positive Aspekte verbunden – wie etwa vermehrte Beschäftigung verbunden mit der Ausschöpfung biogener Ressourcen oder etwa eine Verminderung der alternativ vermehrt anfallenden externen Kosten der Energiebereitstellung.

Tabelle 7-1: Szenarienvergleich: Kosten versus Nutzen des Ausbaus erneuerbarer Energien (Neuinstallationen 2006 bis 2020) (vereinfachte monetäre Betrachtung)

Kosten-Nutzen-Vergleich ***EE-Gesamt (Neuanlagen (2006 bis 2020))***	*[Alle Angaben in Mill. €]*		
	BAU	**Verstärkte Anstrengungen (Erneuerbare)**	**Verstärkte Anstrengungen (Kyoto)**
Förderkosten			
Kum. (disk.) Kosten (inkl. Folgekosten)	**153**	**681**	**743**
(Disk.) Kosten im Zeitraum 2006 bis 2020	131	474	516
(Disk.) Kosten nach 2020	22	207	227
Vermiedene Ausgaben für fossile Energien, gesamt			
Kum. (disk.) Ersparnis (inkl. Folgeersparnis)	**266**	**629**	**690**
(Disk.) Ersparnis im Zeitraum 2006 bis 2020	118	260	273
(Disk.) Ersparnis nach 2020	148	369	417
Vermiedene Ausgaben für fossile Energien, gesichert national			
Kum. (disk.) Ersparnis (inkl. Folgeersparnis)	**108**	**311**	**416**
(Disk.) Ersparnis im Zeitraum 2006 bis 2020	48	122	157
(Disk.) Ersparnis nach 2020	60	189	260
CO_2-Vermeidung, gesamt			
Kum. (disk.) Ersparnis (inkl. Folgeersparnis)	**63**	**136**	**138**
(Disk.) Ersparnis im Zeitraum 2006 bis 2020	30	63	61
(Disk.) Ersparnis nach 2020	32	74	77
CO_2-Vermeidung, gesichert national			
Kum. (disk.) Ersparnis (inkl. Folgeersparnis)	**15**	**38**	**54**
(Disk.) Ersparnis im Zeitraum 2006 bis 2020	7	16	22
(Disk.) Ersparnis nach 2020	8	22	32

7.2 Technologievergleich

Abschließend wird ein Vergleich der einzelnen EE-Technologien überblicksweise vorgenommen. Wie zuvor wird hierbei nur auf die drei Hauptszenarien eingegangen.

Nachfolgende Abbildung 7-6 veranschaulicht den Beitrag der einzelnen EE-Technologien hinsichtlich der im Jahr 2020 erreichten zusätzlichen Energieerzeugung auf Basis EE. Es umfasst somit lediglich jene Erzeugung, die im Zeitraum 2006 bis 2020 neu errichteten EE-Anlagen zuzurechnen ist.

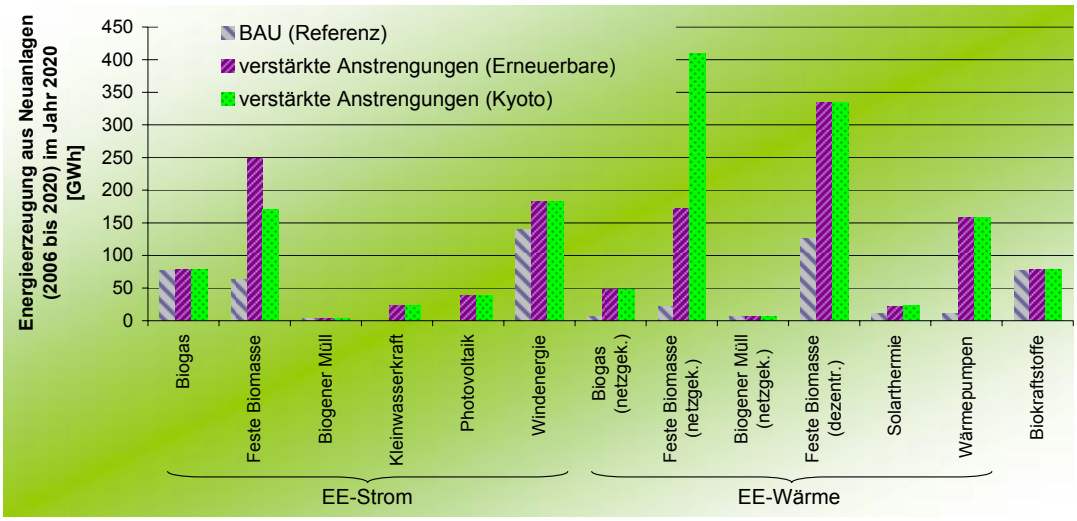


Abbildung 7-6: Szenarienvergleich: Resultierende Energieerzeugung im Jahr 2020 im Zeitraum 2006 bis 2020 neu errichteter EE-Anlagen, aufgeschlüsselt nach EE-Technologie

Der Szenarienvergleich zeigt, dass einige Schlüsseltechnologien wie etwa die Biogasnutzung[70], die feste Biomasse (im BAU-Fall vor allem im Bereich der Wärme), aber auch die Windenergie oder die Biokraftstoffe in allen untersuchten Fällen einen wesentlichen Ausbau erfahren. Die Ausschöpfung der in Summe beachtlichen biogenen Ressourcen hängt aber stark von den unterstellten Förderanreizen ab. So ist im Falle *verstärkter Anstrengungen* ein massiv höherer Ausbau als im Vergleich zu den derzeitigen Rahmenbedingungen (BAU) zu erwarten. Selbiges trifft auch etwa auf den Bereich der Wärmepumpen oder der Kleinwasserkraft bzw. der Photovoltaik und Solarthermie zu.

Ein nicht unwesentliches Kriterium bei einer Kosten-Nutzen-Analyse sind schließlich die resultierenden Kosten. Folgende Aussagen lassen sich hierbei zu treffen den Technologien treffen:

- *Biogas* stellt zwar eine vergleichsweise teure Option dar, die aber unter den gegebenen (Förder)Rahmenbedingungen nahezu vollständig erschlossen werden würde. Es sei hier insbesondere auf die Ausführungen in Abschnitt 6.3.3.5 verwiesen, wo die Möglichkeit der Biogasdirekteinspeisung im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung als durchaus auch aus einem ökonomischen Gesichtspunkt interessante Alternative dargestellt wird.

70 Im Hinblick auf Biogas sei angemerkt, dass bei entsprechender Ausgestaltung der (finanziellen) Anreize eine energetisch betrachtet wesentlich effizientere Nutzung erfolgen kann als dies unter den gegebenen Rahmenbedingungen zu erwarten wäre. Man vergleiche hierzu die Wärmenutzung der Szenarien „verstärkter Anstrengungen“ mit dem BAU-Fall.

- Die *feste Biomasse* nimmt eine zentrale Rolle in Luxemburgs erneuerbaren Energiekorb ein. Sie stellt eine Schlüsseloption dar, strebt man etwa einen massiven Ausbau im Bereich der Strom- oder aber auch der Wärmeproduktion an. Sie umfasst sowohl mengenmäßig begrenzt verfügbare günstige Ressourcen als auch teure Fraktionen (wie etwa die Energiepflanzen), welche nur mittels hoher Förderanreize erschlossen werden können.
- Der *biogene Müll* stellt eine sehr kostengünstige Option dar, welche aber nur in sehr begrenztem Maß verfügbar ist.
- Die *Kleinwasserkraft* ist eine interessante Alternative im Bereich der Stromerzeugung mit vergleichsweise moderat bis hohen Kosten.
- Die *Photovoltaik* verfügt langfristig gesehen über ein nahezu unbegrenztes Potenzial, das aber aus heutiger Sicht nur zu vergleichsweise sehr hohen Kosten erschlossen werden kann.
- Die *Windenergie* kennzeichnet eine Schlüsseloption, die zu günstigen Kosten erschlossen werden kann und deren Beitrag im Vergleich zu anderen mittelfristig realisierbaren Potenzialen als hoch zu erachten ist.
- Die *Solarthermie* repräsentiert eine Alternative im Bereich der Wärmeerzeugung, die ebenso wie die Photovoltaik langfristig betrachtet eine Schlüsseltechnologie darstellt. Die derzeitigen Kosten liegen aber vergleichsweise auf einem hohen Niveau.
- *Wärmepumpen* zeichnen sich durch ein hohes mittelfristig erschließbares Potenzial aus, das zu moderaten Kosten Nutzung findet. Es ist aber zu beachten, dass ein massiver Ausbau auch den Strombedarf erhöht, da die Erschließung der bodennahen Erdwärme durch elektrische Energie ergänzend erreicht wird.
- *Biokraftstoffe* leisten ihren Beitrag zur Deckung des massiven Energiebedarfs im Verkehrssektor. Aufgrund der Begrenztheit landwirtschaftlicher Flächen ist ihr Beitrag aber vergleichsweise gering.

8 Strategien zur Umsetzung der Ausbauziele und Politikempfehlungen

Auf Basis der Untersuchungen zum Status Quo der Nutzung der erneuerbaren Energien in Luxemburg, der Analyse der bestehenden Politiken, der Potenzialanalysen und der modellgestützten Szenarien zum Ausbau der erneuerbaren Energien wurden Empfehlungen für konkrete Förderpolitiken entwickelt. Diese können wie folgt zusammengefasst werden.

1. Aufgrund der in der Vergangenheit in Luxemburg wahrgenommenen vergleichsweise moderaten Resonanz auf Fördermaßnahmen erscheint es sinnvoll veränderte und zum Teil auch attraktivere Förderbedingungen zu schaffen, um ein dynamischeres Wachstum bei der Nutzung erneuerbarer Energieträger zu erreichen. Im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung ist es insbesondere ratsam die einheitlichen Fördersätze für verschiedene Technologien durch eine stärkere technologische Spezifizierung der Förderung zu ersetzen.

2. Zur Erhöhung der Investitionssicherheit und Vermeidung überhöhter Transferzahlungen wird die Einführung einer garantierten (klar festgelegten) Förderdauer und einer langfristigen Laufzeit (mit Revisionsmechanismen) empfohlen.

3. Eine Vereinfachung der derzeitigen Förderstruktur sollte angestrebt werden, um die Übersichtlichkeit und die Transparenz der Förderung zu erhöhen. Weiterhin sollte ein Nebeneinander unterschiedlicher Anlaufstellen für ähnliche Technologien und Förderzusammenhänge vermieden werden.

4. Eine weiterentwickelte Förderpolitik sollte so ausgestaltet werden, dass Regierung und Verwaltung schnell wirksame Stellglieder zur Verfügung haben, um eventuell doch auftretende Überförderungen und Marktüberhitzungen, wie in der jüngeren Vergangenheit bei der PV beobachtet, abstellen zu können.

5. Die Förderung der Stromerzeugung sollte so ausgestaltet werden, dass die Ziele der erneuerbare Stromrichtlinie erreicht werden können.

6. Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sollte schwerpunktmäßig über reine Einspeisetarife ohne Bonuskomponente geschehen. Quotenmodelle auf der Ebene von Luxemburg sind auf Grund fehlender Marktgröße und damit fehlender Liquidität nicht als effizient einzuschätzen.

7. Die weiteren Anstrengungen sollten auf die Förderung effizienter erneuerbarer Wärmeerzeugung ausgerichtet werden, da dort der spezifisch höchste Beitrag zur Verbesserung der Versorgungssicherheit geleistet werden kann und die Nutzung erneuerbarer Wärme einen relativ großen Nutzen in Bezug auf die

nationale CO_2 Bilanz bedingt.

8. Zur Optimierung der Förderung und Verknüpfung der beiden strategischen Elemente sollte die Nutzung von erneuerbaren KWK-Technologien ausdrücklich gefördert werden. Hierbei sollte unter anderem die optimierte energetische Nutzung von Biogas ein zentrales Ziel sein. Insbesondere die Direkteinspeisung von Biogas und anschließende Nutzung in effizienten KWK-Prozessen sollte gefördert werden.

9. Anlagen zur dezentralen Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien sollten weiterhin mit einem Investitionszuschuss gefördert werden. Aufgrund tendenziell niedriger Energiesteuern sind in Luxemburg tendenziell hohe Investitionszuschüsse nötig. Darüber hinaus sollte nach Möglichkeit über die Einführung eines niedrigeren Mehrwertsteuer-Satzes für feste biogene Energieträger.

10. Über die Förderung dezentraler Technologien hinaus sollte ein zusätzlicher Impuls im Bereich erneuerbare Nahwärme gegeben werden.

11. Basierend auf den realisierten Fördermechanismen sollten Informationskampagnen für die Wärmetechnologien (Holzenergie, Wärmepumpen, Solarthermie) durchgeführt werden. Damit würde das Bewusstsein sowohl für das Vorhandensein der Technologien und deren vorteilhaften Eigenschaften als auch für die Fördermaßnahmen gestärkt werden. Darüber hinaus sollten die Beratungs- und Weiterbildungsangebote ausgebaut werden.

12. Sollte mittelfristig kein zufrieden stellender Ausbauerfolg bei den Wärmetechnologien erreicht werden, könnte eine Einsatzpflicht für die Nutzung der erneuerbaren Energien in der Wärmeerzeugung oder ein Bonusmodell[71] eingeführt werden.

13. Für Biotreibstoffe sollte durch eine Beimischungspflicht ein linearer Anstieg der Beimischungsmenge entsprechend der EU-Ziele vorgesehen werden. Die EU-Ziele sind für Luxemburg nur durch Importe erreichbar. Importierte Biokraftstoffe sollten ökologischen und sozialen Mindestkriterien entsprechen, sobald diese auf europäischer Ebene definiert sind (Zertifizierung).

14. Die Planbarkeit von Vorhaben sollte verbessert werden. Bei Commodopflichtigen Anlagen sollten die Genehmigungsvoraussetzungen klar festgelegt werden (gegebenenfalls durch Anlehnung an Regelungen in anderen Län-

---

[71] Ein Bonusmodell für erneuerbare Wärme sieht einen technologiespezifischen Bonus für erneuerbare Wärmetechnologien vor, welcher entweder erzeugungsbasiert oder investitionsbasiert an Erzeuger erneuerbarer Wärme gezahlt wird.

dern). Weiterhin ist darauf zu achten Nachweisvorschriften bei Genehmigungsanforderungen möglichst praktikabel festzulegen ohne die materiellen Anforderungen zu verändern (z.B. Schallemissionsprüfung bei Windenergie oder Emissionsnachweise bei Holzheizungen im Gewerbe). Bezüglich der Genehmigungspraxis bei Biogasanlagen könnten Genehmigungen nach Stoffklassen anstatt für einzelne Stoffe größere Flexibilität bewirken.

9 Literatur

BAFA-Richtline vom 14.3.2006, Veröffentlicht im Bundesanzeiger der Bundesrepublik Deutschland am 22.3.2006, Nr. 57, S. 1850^

Agence de l´Energie (2000), “Holzhackschnitzelfeuerungsanlage mit Nahwärmenetz in Enscheringen“, Pilotprojekt in Luxemburg, Projektbeschreibung

Administration des Services Techniques de l´Agiculture (2005), “Sorten- und Artenversuche für die Verwendung in Biogasanlagen“, Service de la Production Vegetale

Bericht LU DIR EC/2001/77, Rapport du Grand-Duché de Luxembourg publié conformément à l'article 3.3

Bomb Christian (2005), “Opportunities and barriers for biodiesel and bioethanol in Germany, the United Kingdom and Luxembourg – Country studies and recommendations for policy makers“, Thesis for the fulfilment of the Masters of Science in Environmental Management and Policy, Lund, The International Institut for Industrial Environment Economics, Sweden, September 2005

BTM Consult (2005), “Ten Year Review of the International Wind Power Industry”, ISBN 87-987788-7-0

Comission of the European Communities (2006), “Green Paper – A European Strategy for Sustainable, Competive and Secure Energy“, COM(2006) 105 final, Brussels, 8.3.2006

Cralle H.T. und Vietor D.M. (1989), “Solar Energy and Biomass“, in Kitani O. and Hall C. W. (Hrsg): Biomass Handbook; Gordon and Breach Saina Publishers, New York, USA, 1989

Dahm Martin, Schlesser Germain (1996), “Studie zur Benutzung von Biomasse zur Energiegewinnung in Luxemburg“, Diplomarbeit an der Universität Luxemburg, Departement Electrotechnique, 8. Juli 1996

Domenig M. et al. (1998), “Nicht gefährliche Abfälle in Österreich – Materialien zum Bundes-Abfallwirtschaftsplan 1998“, Umweltbundesamt Wien, 1998

Dürrschmidt Wolfhart, Zimmermann Gisela (2004), “Umweltpolitik – ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Referat Z III 1, Stand April 2004 (1. Auflage)

Edelmann W. et al. (1993), “Vergärung von häuslichen Abfällen und Industrieabwässern“, Bundesamt für Konjunkturfragen, Bern, 1993

Edelmann und Engeli (1996), “Biogas aus festen Abfällen und Industrieabwässern“, Bundesamt für Konjunkturfragen, Bern, 1996

EurObser'ER (2005), SYSTÈMES SOLAIRES n° 168 SOLAR THERMAL BAROMETER - AUGUST 2005

Ewringmann D. (2005), “Ausgangsdaten und Entwicklungstendenzen der Luxemburger Energie- und Klimaschutzpolitik“, Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln, 12. Oktober 2005

Gangl Christian (2004), „Ethanolerzeugung aus stärkehältigen Rohstoffen für Treibstoffzwecke“, Diplomarbeit an der Universität für Bodenkultur, Institut für Agrar- und Forstökonomie, September 2004

Haas Reinhard, Biermayr Peter, Kranzl Lukas (2006), “Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energieträger – wirtschaftliche Bedeutung für Österreich“, Studie der Technischen Universität Wien, Energy Economics Group, im Auftrag der Österreichischen Wirtschaftskammer, Jänner 2006

Hantsch et al. (2003), “Wirtschaftsfaktor Windenergie in Österreich“, Berichte aus Energie- u. Umweltforschung 11/2003, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Hulpke (2000), “Römpp-Lexikon Umwelt“, Georg Thieme Verlag, Stuttgart, 2000, 2. Auflage

IEA (2004), “Energy Policies of IEA Countries – Luxembourg“, International Energy Agency, 2004 Review

IGLux, OEKO-BUREAU (2003), “Energiepflanzen-Monovergärung, Potenzial- und Machbarkeitsstudie“, im Auftrag des Umweltministeriums Luxemburg, Rumelange, Juni 2003

Jonas A., Görtler F. (1997), “Energie aus Holz“, Niederösterreichische Landwirtschaftskammer, 7. Auflage, 1997

Jonas et al. (2005), “Energie aus Holz“, Niederösterreichische Landwirtschaftskammer, im Eigenverlag, 9. überarbeitete Auflage 2005

Jungmeier G. und Padinger R. (1995), “Bewertung der Biogastechnik“, Joanneum Research, Graz 1995

Kaltschmitt Martin, Wiese Andreas (1997), “Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte“, Springer Verlag, 2. Auflage, ISBN: 3-540-63219-0

Kaltschmitt Martin, Hartmann H. (2001), “Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren“, Springer Verlag, ISBN: 3-540-64853-4

Kaltschmitt Martin et al. (2005), “Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse“, Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW, Band 1: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen (Wuppertal Institut)

Krieg A. (1998), “Verwertung organischer Reststoffe in landwirtschaftlichen Biogasanlagen“, in Graf, W.: Biogas für Österreich, BM für Land- u. Forstwirtschaft, Landjugendreferat; BM für Umwelt, Jugend u. Familie, Wien, 1998, 3. Auflage

Lerch G. (1991), “Pflanzenökologie“, Akademie, Berlin, 1991

Landwirtschaftsministerium (2005), “Die luxemburgische Landwirtschaft in Zahlen“, Ministre de l´Agriculture, de la Viticulture et du Developpement rural

MinEcon (2005): Ministere de l´Economie et du Commerce exterieur (2005), “Rapport d´activité 2004“, Le Gouvernement du Grand-Duché de Luxembourg, Mars 2005

Ministerium für Landwirtschaft, Weinbau und Entwicklung des ländlichen Raumes (2005), “Steckbrief des Luxemburger Waldes“, Forstverwaltung, Abteilung für Forsteinrichtung und forstliche Betriebswirtschaft 2005

Ministére de l´Environment (2004), “Nationaler Allokationsplan für Luxemburg“, Luxemburg, den 6. April 2004

Neubarth J., Kaltschmitt M. (2000), “Erneuerbare Energien in Österreich“, Springer Verlag

Raab J. (2005), “Monitoring der Belieferung der CEGEDEL S.A. mit sauberem Strom durch die Greenpeace energy eG“, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen, 21.4.2005

Ragwitz Mario, Huber Claus, Resch Gustav, White Sara (2003), “Green-X – Dynamic cost-resource curves“, Work Package 1 of the project Deriving Optimal Promotion Strategies for Increasing the Share of RES-E in a Dynamic European Electricity Market, Augus 2003

Ragwitz et al. (2005), “FORRES 2020: Analysis of the renewable energy´s evolution up to 2020“, Final Report of the research project, EC, Energy and Transport DG, under tender no. TREN/D2/10-2002

Rondeux Jaques et al. (2000), “La foret luxembourgeoise en chiffres“, Ministere de l´Agriculture, de la Viticulture et du Developpement Rural, Administration des Eaux et Forets, Faculte Universitaire des Sciences Agronomiques de Gembloux

Scheuren J. J. (1998), “Modéle Luxembourgeois de l´Electricité“, Bericht zum Luxemburger Strommodell basierend auf den Resultaten des Forschungsprojektes MEN/IST/97/001, l´Association Luxembourgeoise des Ingénieurs, Architectes et Industriels

Schmitt Bianca, Jung Patrick (2003), “Ganzheitliche Betrachtung der energetischen Holznutzung in Luxemburg“, Centre de Recherche Public Henri Tudor, Centre de Ressources des Technologies pour L Environment, Agence de l´Energie

STATEC (2005), “Le recensement agricole 2004“, Buletin du STATEC 2-2005, Aspects de l´agriculture en 2004

Stiebel-Eltron (1991), “Warmes Wohnen mit Umweltenergie; Wärmepumpenanlagen, Planung und Installation“ Eigenverlag, 1991

Turmes Claude, Leprich Uwe (2005), “Energie fir d´Zukunft – Wirtschaftliche Entwicklung sichern, Umwelt- und Sozialstandards erhalten“, Expertenbericht zur Öffnung des Strom- und Gasmarktes in Luxemburg, Luxemburg/Saarbrücken Juli 2005

Umwelt und Natur (2005), „Mit alten Frittierfetten fossile Treibstoffe einsparen“, Artikel vom 20. Oktober 2005

Voogt Monique, Coenraads Rogier (2004), “FORRES 2020: Analysis of the renewable energy´s evolution up to 2020“, Draft Country Report Luxembourg, ECOFYS, March 2004

10 Anhang I - Einheiten

Vielfache und Teile von Einheiten

Tabelle 10-1: Vielfache und Teile von Einheiten; Quelle: DIN 1301

Vielfache			Teile		
da	Deka	10^{1}	d	dezi	10^{-1}
h	hekto	10^{2}	c	centi	10^{-2}
k	kilo	10^{3}	m	milli	10^{-3}
M	Mega	10^{6}	µ	mikro	10^{-6}
G	Giga	10^{9}	n	nano	10^{-9}
T	Tera	10^{12}	p	piko	10^{-12}
P	Peta	10^{15}	f	femto	10^{-15}
E	Exa	10^{18}	a	atto	10^{-18}

Umrechnungsfaktoren für Energieeinheiten

Mit der in Tabelle 10-2 dokumentierten Matrix von Umrechnungsfaktoren lassen sich alle im weiteren verwendeten energetischen Einheiten in die jeweils anderen Einheiten umrechnen. Die in der vorliegenden Arbeit verwendete energetische Standardeinheit sind Vielfache der Wattstunde (Wh).

Tabelle 10-2: Umrechnungsfaktoren für Energieeinheiten

Einheit	MJ	kWh	kg SKE	kg ÖE	Mcal
MJ	1	0,278	0,034	0,024	0,239
kWh	3,6	1	0,123	0,0859	0,86
kg SKE	29,31	8,14	1	0,7	7,0
kg ÖE	41,91	11,63	1,43	1	10,1
Mcal	4,187	1,163	0,143	0,1	1

11 Anhang II - Biogas Direkteinspeisung

Biogas stellt als Erneuerbarer Energieträger eine Komponente zur Errichtung nachhaltiger Energiesysteme dar. Die Einspeisung von Biogas in das bestehende Erdgasnetz ist dabei ein möglicher Zugang zur Verteilung und Nutzung von Biogas. Aus der Biogas-Einspeisung ergibt sich ein zusätzlicher technischer und damit finanzieller Aufwand im Bereich der Gasaufbereitung auf Erdgasqualität und der Einspeisung selbst. Die Biogasproduktion zeigt allgemein eine deutliche Kostendegression bei höheren Anlagenleistungen wobei die größte Reduktion von Kosten beim Übergang von 50 m^3/h auf 250 m^3/h Anlagen auftritt. Die spezifisch billigste Art der Biogaseinspeisung ist durch die Güllevergärung, kombiniert mit dem DWW-Aufbereitungsverfahren gegeben, wobei sich die spezifischen Kosten des eingespeisten Produktgases bei 500 m^3/h Anlagen auf 4,8 Cent/kWh belaufen. Bei kleinen Anlagenleistungen (50 m^3/h) steigen die spezifischen Kosten des eingespeisten Produktgases je nach Substrat und Aufbereitungstechnologie bis auf 16,5 Cent/kWh.

Einleitung

Biogas ist aus Gründen der großen Rohstoffpotentiale (vergasungsfähiger Biomasse) und der Speicherbarkeit dieser Ressourcen interessant. Der historische Ansatz der Vergasung von Rückständen wie Gülle oder Bioabfall kann in Hinkunft durch den Einsatz von Energiepflanzen oder der Vergasung von fester Biomasse wie Holz wesentlich erweitert werden. Der technologische Ansatz der Biogaseinspeisung eröffnet zusätzlich die Möglichkeit, räumlich weiter entfernte Verbraucher zu versorgen.

Das für die Biogasproduktion geeignete Biomassepotential setzt sich prinzipiell aus Rückständen, Nebenprodukten und Abfällen (Rest- u. Abfallholz, Stroh u. organische Abfälle) und Energiepflanzen (Energiegras, Feldfrüchte,…) zusammen. Dabei müssen diese Stoffe in der Regel verschiedene Umwandlungsschritte durchlaufen, um für die Energieerzeugung eingesetzt werden zu können (Häckseln, Vergären, Vergasen,…), wobei Umwandlungsverluste auftreten. Zusätzlich kommt eine Stoffkonkurrenz innerhalb der energetischen Nutzungsmöglichkeiten (unterschiedliche Technologien) aber auch in Hinblick auf eine direkte stoffliche Nutzung zum Tragen (z.B. Papier- u. Bauindustrie, Landwirtschaft).

Beim Anbau von Energiepflanzen kann für mittlere Verhältnisse (in Deutschland) eine Sekundärenergieausbeute von 15000 bis 17500 kWh/(a*ha) erwartet werden. Die Wachstumsperspektiven für das Biomassepotential sind von der Entwicklung der Anbaufläche für Energiepflanzen (variabel) und vom Aufkommen von Abfall- u. Reststoffen (stagnierend bis rückläufig) abhängig. Eine fortlaufende Produktivitäts-

steigerung der eingesetzten Energiepflanzen kann mit ca. 2 % pro Jahr angenommen werden (Fortschreibung der historischen Entwicklung).

Technologische Umsetzung und typische Erträge

Typische Anlagen in Deutschland sind in Tabelle 11-1 zusammengefasst. Der Energiebedarf der Anlagen selbst (z.B. Beheizung des Fermenters) wird mittels Biogas abgedeckt und schlägt sich in der Differenz von Biogas-Produktion und Nutzbarem Biogas nieder. Die Anlagen mit 500 m^3/h können aus heutiger Sicht als Kapazitätsobergrenze angesehen werden. Bei Gülleanlagen kommen diesbezüglich nur noch wenige Betriebe in Frage, bei Nawaro-Anlagen ist eine Grenze durch die Transportlogistik der Rohstoffe gegeben.

Tabelle 11-1: Modell-Biogasanlagen in Deutschland

Kürzel	**Bezeichnung**	**Biogas-Produktion**	**Nutzbares Biogas**	**Rohstoffbedarf**
		m^3/h	**m^3/h**	**t/d**
BG 50 G	Gülleanlage 50 m^3/h	58	50	Gülle: 31,5 Nawaro: 3,3
BG 250 G	Gülleanlage 250 m^3/h	290	250	Gülle: 158 Nawaro: 17
BG 500 G	Gülleanlage 500 m^3/h	580	500	Gülle: 315 Nawaro: 33
BG 50 N	Nawaro-Anlage 50 m^3/h	56	50	Nawaro: 7,1 Gülle: 0,8
BG 250 N	Nawaro-Anlage 250 m^3/h	280	250	Nawaro: 36 Gülle: 4
BG 500 N	Nawaro-Anlage 500 m^3/h	560	500	Nawaro: 71 Gülle: 8
BG 500 B	Siedlungs-Abfälle-Anlage	582	500	Biotonne: 140

Quelle: Wuppertal Institut (2005)

Rohbiogas aus landwirtschaftlichen Vergärungsanlagen besteht aus Methan (CH_4) und Kohlendioxid (CO_2) und ist wasserdampfgesättigt. Je nach Art des Fermenters ist auch ein Anteil von Luft und Schwefelwasserstoff (H_2S) enthalten. Insbesondere für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz ist eine Aufbereitung von Rohbiogas zu Produktgas erforderlich. Dies geschieht mittels Entschwefelung, Trocknung und CO_2-Abtrennung. Die Art der Biogasaufbereitung ist von der konkreten Gaszusammensetzung abhängig und muss an die konkreten Anforderungen angepasst werden.

Techniken für die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz

Für die Einspeisung in das Erdgasnetz muss der Systemdruck der Aufbereitungsanlage (typisch 5-8 bar) höher als der Leitungsdruck sein, was bei lokalen Netzen oder Verteilnetzen in der Regel der Fall ist.

Eine Gasdruckregel- und Mengenmessanlage ist für die Druckanpassung und für die Messung des Gas-Mengenstroms verantwortlich. Eine Gasbeschaffenheitsmessung misst (und dokumentiert) die wesentlichen Gaseigenschaften wie Brennwert, Heizwert, chemische Zusammensetzung und Taupunkt. Gase, die in die öffentliche Gasversorgung gelangen müssen darüber hinaus odoriert werden (d.h. mit Geruchsstoffen versetzt) um eine Gefährdung von Anwendern zu vermeiden. Unter Umständen ist die Errichtung eines Tagesspeichers für das produzierte Biogas erforderlich, um ein gewünschtes Einspeiseprofil zu erreichen.

Erzeugung von Methan aus der Biomassevergasung

Ein weiterer Ansatz zur Produktion von Biogas ist die Vergasung fester Biomasse zu Synthesegas. Es handelt sich dabei um eine thermo-chemische Stoffumwandlung der festen Biomasse bei Temperaturen zwischen 600 und 900 ^{o}C. Hierbei stellt das Wirbelschichtprinzip den Stand der Technik dar (Demonstrationsanlagen in Österreich und Schweden)

Kosten der Gaserzeugung

Die spezifischen Kosten der Gaserzeugung und –Einspeisung sind in Tabelle 11-2 zusammengefasst. Deutlich ersichtlich ist die Kostendegression bei höheren Anlagenleistungen. Die spezifisch billigste Art der Biogaseinspeisung ist durch die Güllevergärung kombiniert mit dem DWW-Aufbereitungsverfahren gegeben, wobei sich die spezifischen Kosten des eingespeisten Produktgases bei 500 m^3/h Anlagen auf 4,78 Cent/kWh belaufen.

Tabelle 11-2: Spezifische Kosten der Rohgaserzeugung nach Anlagentyp

		Spezifische Kosten		
Kürzel	Bezeichnung	Rohgas	Produktgas-einspeisung nach DWW[72] total	Produktgas-einspeisung nach PSA[73] total
		ct/kWh$_{hi}$	ct/kWh$_{hi}$	ct/kWh$_{hi}$
BG 50 G	Gülleanlage 50 m^3/h	5,20	13,22	12,24
BG 250 G	Gülleanlage 250 m^3/h	3,65	5,95	6,05
BG 500 G	Gülleanlage 500 m^3/h	3,32	4,87	5,00
BG 50 N	Nawaro-Anlage 50 m^3/h	7,91	16,47	15,69
BG 250 N	Nawaro-Anlage 250 m^3/h	5,84	8,31	8,44
BG 500 N	Nawaro-Anlage 500 m^3/h	5,67	7,33	7,54
BG 500 B	Siedlungs-Abfälle-Anlage	4,83	6,26	6,43
Holz-Vg 6250[74]	Holzvergaser 6250 m^3/h	3,77	6,11	-

Quelle: Wuppertal Institut (2005)

72 (DWW) Druckwasserwäsche

73 (PSA) Druckwechseladsorption

74 Aufgrund der Leistungsgröße und Verfahrenstechnik nur bedingt mit Fermentationsanlagen vergleichbar.