

Bericht (Kurzfassung)
***Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen und Markt-
daten für den Betrieb von Wärmepumpen
in der Großregion (Aktion 7)***

im Rahmen des Projekts
***Power to Heat for the Greater Region's Renewables
Integration and Development (PtH4GR²ID)***

Laufzeit: 09/2016 – 08/2019

Forschungsmittelgeber: EVTZ-Verwaltungsbehörde Programm Interreg VA Großregion, 11 boulevard J.F. Kennedy, 4170 Esch-sur-Alzette, Luxemburg

Forschungsmittelnehmer:

Universität Lüttich / Building Energy Monitoring and Simulation (ULg/BEMS)

Projektleiter: Philippe André, Professor

Place du XX Août, 7 B-4000 Liège, Belgique

Tel.: +32 (0)63 23 08 58

Fax: +32 (0)63 23 08 00

Email: p.andre@ulg.ac.be

Autorin:

Barbara Dröschel, IZES gGmbH

unter Mitarbeit von Eva Hauser, Andreas Weber und Benjamin Zeck, IZES gGmbH

Kontakt: Barbara Dröschel, droeschel@izes.de

In Zusammenarbeit mit der Technischen Universität Kaiserslautern:

Daniel Schmidt, Fachbereich Gebäudesysteme und Gebäudetechnik (FMTGA)

Dennis Aldenhoff, Fachbereich Immobilienökonomie (RE)

Nikolas Klumpe, Fachbereich Architektur (ARCH)

Anes Benzarti, Fachbereich Energiesysteme und Energiemanagement (ESEM)

Dieses Projekt wurde aus Mitteln des europäischen Programms Interreg VA Großregion gefördert.

Saarbrücken, Kaiserslautern, Juni 2019

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Strompreise in der Großregion und Anreizwirkungen zur Flexibilisierung von Wärmepumpen.....	2
2.1	Deutschland.....	3
2.2	Frankreich.....	3
2.3	Wallonie.....	4
2.4	Luxemburg.....	4
3	Marktanreize für eine Flexibilisierung von Wärmepumpen.....	5
4	Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen-Systemen	6
5	Schlussfolgerungen.....	12

1 Einleitung

In dieser Studie wird untersucht, ob Wärmepumpen (WP) in privaten Haushalten im Rahmen einer nachhaltigen Wärmeversorgung aktuell und vor allem künftig als Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite eingesetzt werden können. Im Vordergrund steht die Integration möglichst großer Anteile an Strom aus fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien (fEE) in das Stromsystem. Hierzu werden die gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen und die Strommärkte der Großregion SaarLor-Lux, Wallonie und Rheinlandpfalz (GR) einer näheren Betrachtung unterzogen, um deren evtl. Signale und Anreizwirkungen zur Erschließung nachfrageseitiger Flexibilität zu beschreiben.

In der neuen Richtlinie (EU) 2019/944¹ werden Regeln für den europäischen Strommarkt vorgegeben. Hier ist u.a. vorgesehen, dass zunehmend zeitvariable Tarife von den Stromvertrieben angeboten werden (vgl. hierzu RL 2019/944, Artikel 11). Stromkunden sollen vermehrt dann Strom abnehmen, wenn er am günstigsten ist, z.B. zu Zeiten hoher Einspeisung von fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE). Dies gilt auch für Strom, der zur Gebäudeheizung und Warmwasserbereitung eingesetzt wird. Um diesen Prozess zu automatisieren wurde im Projekt ein sog. Controller entwickelt, der in Abhängigkeit der vom Energieversorger übergebenen Stromtarifinformation in Verbindung mit dem Wärmebedarf des Gebäudes die Steuerung des Heizsystems, in diesem Fall eine Wärmepumpe (WP), übernimmt.

In der Untersuchung wird auch der Frage nachgegangen, ob gesteuerte Wärmepumpen, deren Fahrweise sich an den kurzfristigen Strommarktpreisen (Day Ahead) orientieren, bereits heute wirtschaftlich betrieben werden können und unter welchen Bedingungen (Kap. 4). Des Weiteren wird geprüft, ob der bestehende rechtliche Rahmen eine derartige kurzfristige Tarifierung in den jeweiligen Ländern der Großregion ermöglicht oder ob hier zurzeit noch Hürden bestehen (Kap. 2 und 3).

Was die Orientierung der Tarife für Wärmepumpen an der Verfügbarkeit von fEE an den Strommärkten betrifft, so wird im Folgenden untersucht, welche Märkte in der Großregion (GR) existieren und welche dieser Märkte Wärmepumpen als flexibel steuerbare Verbraucher teilnehmen können (Kap. 3). Im Vordergrund steht hierbei die Integration möglichst hoher Anteile von fEE durch Orientierung der Tarife für WP am Spotmarkt. Auch die Netzsituation wird in die Betrachtung einbezogen, um Aussagen zur Tarifierung sowohl bei hoher fEE-Einspeisung wie auch zu möglichen Netzengpässen in solchen Situationen zu treffen.

¹ RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU

2 Strompreise in der Großregion und Anreizwirkungen zur Flexibilisierung von Wärmepumpen

Zum flexiblen Betrieb von Wärmepumpen und deren Anpassung an die kurzfristig schwankende Verfügbarkeit von fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) an den Strombörsen müsste sich diese auch in den Haushaltsstrompreisen entsprechend kurzfristig niederschlagen. Hierzu müssten bis zu ¼ stündlich wechselnde Preise angeboten werden, was derzeit nicht der Fall ist. An den Haushaltstarifen haben Netzentgelte, Steuern und Abgaben je nach Region/Land unterschiedlich hohe Anteile, die die kurzfristige Verfügbarkeit von fEE gleichfalls nur bedingt widerspiegeln (s. hierzu Kap. 3).

Neben den in der gesamten GR verfügbaren Hoch- und Niedertarifen, gibt es nur in Frankreich einen Tarif („Tempo“), der bereits die Netzsituation berücksichtigt und Kunden die Möglichkeit zu Lastverlagerungen einräumt. Bei Wahl des entsprechenden Tarifmodells erfolgt jedoch keine automatische Steuerung seitens des Netzbetreibers oder Energieversorgers, so dass der Kunde selbst auf das vortägige Signal seines Stromversorgers reagieren und die Fahrweise seiner elektrischen Verbraucher entsprechend anpassen muss. Frankreich ist auch das einzige Land der GR, in dem Netzentgelte sich je nach lokalen und zeitlichen Engpässen steuernd auf das Verbraucherverhalten auswirken können.

Bei Betrachtung der absoluten Höhe der hier exemplarisch untersuchten Stromtarife fällt auf, dass diese in Luxemburg und Frankreich besonders niedrig sind. Die Analyse der einzelnen Preiskomponenten zeigt, dass die deutschen Haushaltsstrompreise (HH-Preise) mit einem sehr hohen Anteil an Umlagen, Abgaben und Steuern versehen sind (54 %) und auch Frankreich hier im Vergleich zu den anderen Ländern im oberen Segment liegt (35 %). In der Wallonie hingegen ist der sehr hohe Anteil an Netzentgelten bemerkenswert (62 %). In Frankreich und Luxemburg liegen die Anteile für Energiebeschaffung über denen in den beiden anderen Ländern.

Tabelle 1: Zusammenfassende Darstellung durchschnittlicher Haushaltsstromtarife in der GR, inkl. prozentuale Aufteilung der einzelnen Preiskomponenten (Quelle: eigene Darstellung)

	Deutschland	Wallonie	Luxemburg	Frankreich
€Cent/kWh (2017/18)	29	24 - 28	14	14 – 18
	%	%	%	%
Energiebeschaffung	22	24,4	34	35
Netzentgelte	24	62	44	30
Umlagen, Abgaben, Steuern	54	13,6	22	35

Die o.g. Ausführungen legen nahe, dass grundsätzlich eine kurzfristige Dynamisierung einzelner Kostenkomponenten der Strompreise das schwankende Angebot der fEE am besten integrieren und damit einem flexiblen Betrieb von WP entgegen kommen könnte. Besonders geeignet für eine Dynamisierung erscheinen hierfür die Beschaffungskosten und die Netzentgelte, denn diese könnten zum einen die kurzfristig wechselnden Situationen an der Börse und in den Netzen abbilden und damit zum anderen Knappheitssignale über höhere Preise weitergeben (s. dazu auch Kap. 3).

2.1 Deutschland

Beim Heizstromtarif des Stromversorgers EnergieSaarLorLux (ESLL) handelt es sich um ein Eintarif-Angebot, das überhaupt keine Flexibilität zulässt. Der über 24 Stunden des Tages gleiche Strompreis reizt keine flexible Fahrweise von WP an. Er ist dennoch speziell für den Betrieb von WP, aber auch Nachtspeicherheizungen konzipiert. Diese nutzen zur Beladung in der Regel die günstigeren Strompreise in der Nacht, müssen bei stark schwankenden Außentemperaturen allerdings evtl. auch tagsüber nachbeladen werden.

2.2 Frankreich

Der Tarif „Tempo“ bietet in den Wintermonaten und in der Übergangszeit Verbrauchern die Möglichkeit, durch kalendertägliche Verschiebung des Strombezugs günstigere Strompreise zu realisieren. Dieser Tarif fokussiert damit auf die Erzeugerseite: Gerade im Winter haben die französischen Atomkraftwerke Schwierigkeiten, die hohe Nachfrage an Strom zum Heizen zu decken. So müssen Stromlieferanten evtl. teuren Strom

zukaufen, um Deckungslücken zu vermeiden. Für Betreiber von WP mit Wärmespeicher stellt der Tarif eher ein Risiko dar, denn in den Wintermonaten gilt oft die „rote“ Tarifstufe für mehrere aufeinanderfolgende Tage.² So erscheint es selbst in thermisch sehr hochwertigen Gebäuden mit großen Speichervolumina schwierig, eine akzeptable Raumtemperatur über mehrere Tage ohne aktives Heizsystem oder ohne Zusatzheizung aufrechtzuerhalten. Damit ist „Tempo“ derzeit für die Flexibilisierung von WP ungeeignet.

2.3 Wallonie

Beim betrachteten EDF-Tarif handelt es sich um ein Zweitarifangebot. Es setzt damit ebenso wenig Anreize für einen flexiblen Betrieb von WP, wie der Beispieltarif in Deutschland. Die hohen Netzentgelte in der Wallonie, die in keiner Weise tatsächliche lokale Netzsituationen widerspiegeln, sind ebenso wenig für einen hochflexiblen Betrieb von WP geeignet.

2.4 Luxemburg

Auch hier gibt es als flexibelsten Tarif lediglich ein Modell mit zwei Preisstufen für Hoch- und Schwachlastzeiten. Für einen hochflexiblen Betrieb von WP ist dieses wie die vergleichbaren Angebote in den anderen Ländern der GR ungeeignet.

² s. dazu die Historie der Tempo-Option auf der Homepage von EDF: <https://particulier.edf.fr/fr/accueil/contrat-et-conso/options/tempo.html>, Abruf am 8.8.2018

3 Marktanreize für eine Flexibilisierung von Wärmepumpen

Prinzipiell bestünde die Möglichkeit, flexibel steuerbare WP zu bündeln und direkt auf der Nachfrageseite auf den Spot-Märkten zu platzieren. Der Stromkostenbestandteil der Tarife würde in diesem Fall entsprechend den Preisentwicklungen am jeweiligen Strommarkt angepasst. Wie in Kapitel 2 dargelegt wäre die zu erwartende Tarifvarianz teils aber marginal, da die übrigen Tarifbestandteile vergleichsweise hoch sind und damit den bedeutenderen Anteil am Strompreis aufweisen.

Zu Erhöhung der Anreize zur Erschließung nachfrageseitiger Flexibilität wurde in den letzten Jahren in manchen Ländern eine Flexibilisierung aller Tarifbestandteile diskutiert, die nachfolgend kurz skizziert wird:

Eine Flexibilisierung der übrigen Stromtarifbestandteile wie Netzentgelte und anderer Abgaben und Umlagen könnte die wirtschaftlichen Anreize zu einem angepassten Strombezug verstärken. Bei einem hohen Dargebot an fEE und in Gebieten ohne Netzengpässe müsste ein hochflexibler Tarif die Nutzung dieser fEE durch zeitlich und geografisch begrenzte, niedrigere Netzentgelte, Abgaben und Umlagen und damit einen insgesamt niedrigeren Tarif für die flexible Fahrweise von WP belohnen. Diese würden in solchen Situationen Strom zum Beladen ihrer (Wärme)Speicher zu günstigen Preisen abnehmen. In der umgekehrten Situation hingegen würden hohe Stromtarife dazu führen, dass die Heizlast eines Gebäudes mit flexibler WP aus dessen (Wärme)Speicher gedeckt würde.

Inwiefern eine derartige Flexibilisierung rechtlich und verwaltungstechnisch umsetzbar ist, bliebe in allen vier Ländern noch zu prüfen. Dabei bedarf es auch einer Erforschung der volkswirtschaftlichen Wirkungen von Nachfragesteuerung für die GR im Kontext der Weiterentwicklung des europäischen Strommarkts und des hiermit verbundenen Netzausbaus. Der rechtliche Rahmen wäre dann jeweils anzupassen.

Neben den Spotmärkten für Strom bieten sich prinzipiell auch Märkte für Regelenergie an. Für ihren Beitrag könnten die beteiligten WP-Eigentümer günstigere Tarife beziehen und im Falle eines Abrufs von Leistung nochmals zusätzlich profitieren. Gegenüber nationalen Regelenergie-Märkten könnten zudem lokale Märkte dazu dienen gerade dort, wo die fEE einspeisen, Netzengpässe zu beheben. Der Einsatz von Regelenergie dient aber der Netzstabilisierung bzw. der Versorgungssicherheit und ist nicht zwangsläufig an die Einspeisung der fEE gebunden.

4 Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen-Systemen

Um Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen (WP)-Systemen, bestehend aus einer Luft-Wasser-Wärmepumpe (WP) und thermischen Speichern, in ausgewählten sanierten Gebäuden zu treffen, werden die Lebenszykluskosten (25 Jahre) der sanierten Gebäude und des WP-Wärmespeichersystems herangezogen. In diesen sind die Energiekosten bereits enthalten, werden in den folgenden Grafiken zum besseren Verständnis jedoch getrennt ausgewiesen. Es wurden zwei WP-Varianten (drehzahlvariabel und mit fester Drehzahl) gegenübergestellt und noch zusätzlich mit einer am Strommarkt orientierten Steuerung ausgestattet. Für die WP wird dabei unterstellt, dass in einem Stromsystem, das künftig auch die Steuerung der Nachfrageseite mittels Smart Metern ermöglicht, steuerbare WP serienmäßig mit dem o.g. „Controller“ ausgestattet sind.

In den folgenden Untersuchungen wird angenommen, dass alle energetisch sanierten Gebäude mit WP ausgestattet und die im Gebäude vorhandenen Radiatoren weiterhin für die Wärmeverteilung genutzt werden. Weitere Informationen zur Gebäudetypologie und den vorgeschlagenen Sanierungsmaßnahmen können dem Bericht zu Aktion 4 entnommen werden.

Die Wirtschaftlichkeit von gesteuerten und klassischen WP-Systemen wurde anhand der Lebenszykluskosten für unterschiedliche thermische Standards der Gebäudehülle und für jedes Land der GR separat ermittelt. Hierbei wurden auch unterschiedliche Speichergrößen (300 l, 500 l, 800 l, 1.000 l, 1.500 l, 2.000 l) und das hiermit verbundene Flexibilisierungspotenzial betrachtet. Hierunter wird die Fähigkeit des Heizsystems verstanden, den Strombezug an möglichst günstigen Strommarktpreisen zu orientieren und in Zeiten hoher Strompreise die Wärmeversorgung des Gebäudes so weit wie möglich aus dem Wärmespeicher sicherzustellen. Eine solche gesteuerte Fahrweise der WP wird durch den Einsatz des o.g. Controllers ermöglicht. Um eine Vergleichbarkeit zwischen der gesteuerten und der klassischen Fahrweise einer WP zu erreichen, wurden in beiden Fällen WP mit fester Drehzahl und einer Optimierung des COP betrachtet. Zusätzlich wurde auch eine drehzahlvariable WP modelliert, deren COP noch weiter optimiert wurde. Eine genaue Beschreibung zu den Modell- und Optimierungsannahmen findet sich im Bericht zu Aktion 8.

Die Annahmen zu Wirtschaftlichkeit und (Lebenszyklus)Kosten sind detailliert im Bericht zu Aktion 9 dargestellt.

Um die Preisentwicklung am Strommarkt abzubilden wurden folgende Annahmen gemacht: Niedrige Preise am kurzfristigen Strommarkt (Day Ahead) gelten als Zeichen für ein hohes Aufkommen an fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE). Der Controller soll dafür sorgen, dass die von ihm gesteuerte WP möglichst überwiegend in

Zeiten mit solch niedrigen Strompreisen betrieben wird. Denn so ist die Wahrscheinlichkeit am größten, dass hohe Anteile an fEE in das Stromsystem integriert und vom WP-System genutzt werden können. Bei hohen Strommarktpreisen soll die Wärmeversorgung des Gebäudes hingegen überwiegend aus dem Wärmespeicher erfolgen.

Um eine solche gesteuerte Fahrweise der WP abzubilden wurde ein synthetischer Stromtarif pro Land entwickelt. Alle Ergebnisse sowie deren ausführliche Diskussion finden sich in der Langfassung des Berichts zu Aktion 7.³

Ergebnisse für Deutschland

Hier wurden drei Varianten modelliert.

Variante 1: Mit einer drehzahlvariablen WP in gesteuerter Fahrweise und in Kombination mit einem 300 l Speicher ergäben sich Lebenszykluskosten (LZK) abzüglich Fördergelder von rund 71.000 €, wovon die Stromkosten 18.366 € ausmachen würden. Mit dieser Sanierungsvariante könnte ein spezifischer Primärenergiebedarf für Heizung inkl. Trinkwarmwasserbereitung von rund 49,61 kWh/m²*a erreicht werden.

Variante 2: Die zweitgünstigste Variante wäre eine WP mit fester Drehzahl in klassischer Fahrweise in Kombination mit einem 300 l Wärmespeicher. Für diesen Fall ergäben sich über 25 Jahre Stromkosten in Höhe von rund 19.200 €. Die gesamten Lebenszykluskosten (LZK) abzüglich Fördergelder belaufen sich auf rund 71.000 €. Der spezifische Primärenergiebedarf läge hier bei rund 52,53 kWh/m²*a.

Variante 3: Würde hingegen eine WP mit fester Drehzahl mit dem oben beschriebenen Controller und einem 300 l Wärmespeicher ausgestattet, so ergäben sich für diesen Fall keine Kostenvorteile im Vergleich zu den beiden Varianten 1 und 2. Die gesamten Lebenszykluskosten abzüglich Fördergelder lägen in diesem Fall ebenfalls bei rund 71.000 € und auch der spezifische Primärenergiebedarf läge mit 54,75 kWh/m²*a höher als bei den beiden o.g. Varianten.

Die aufgrund des Energiekonzepts der Bundesregierung angestrebte Verringerung des Primärenergiebedarfs für Gebäude um 80 % im Jahr 2050 (im Vergleich zu 2008) wird in allen betrachteten Sanierungsvarianten deutlich verfehlt. Denn zu dessen Erreichung müsste der spezifische Primärenergiebedarf bei 35 kWh/m²*a liegen.⁴

³ zu finden auf der Homepage des IZES : <http://www.izes.de/de/projekte/pth4gr2id-power-heat-greater-regions-renewables-integration-and-development>

⁴ IWU, Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich – Zielerreichungsszenario –, S. 23. BMVBS-Online-Publikation, Nr. 03/2013

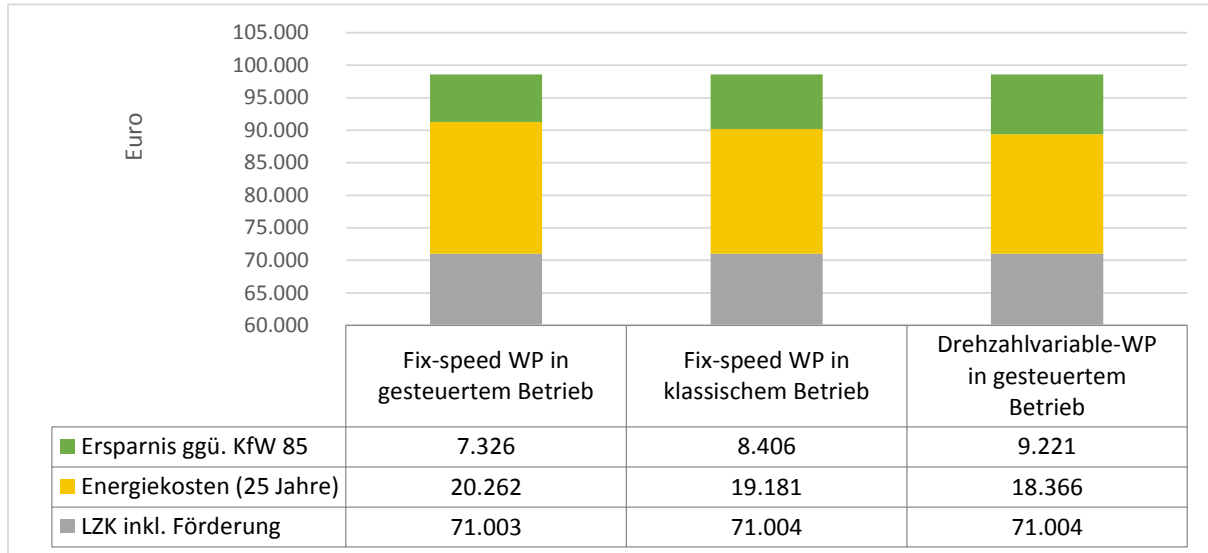


Abbildung 1: Vergleich der LZK und Energiekosten für Variante 1 – 3, 300 l Speicher (KfW 55-Standard) (Quelle: eigene Berechnungen)

Die mit variabler Drehzahl arbeitende und mit einer Steuerung ausgestattete WP liegt bei den LZK leicht unter den beiden anderen Varianten. Allerdings sind die Kostenunterschiede sehr gering. Das dürfte daran liegen, dass der für Deutschland gewählte Stromtarif bereits in der Grundvariante keine Hoch- und Niedertarifkomponenten enthält, was ihn von anderen Tarifen in der GR unterscheidet. Denn beim Vergleich mit den anderen Ländern der GR zeigt sich dort eine größere Kostenspreizung zwischen gesteuerter und klassischer Fahrweise der WP.

Ergebnisse für Frankreich

Derzeit richtet sich die Förderung für die energetische Sanierung von bestehenden Gebäuden vor allem an Haushalte mit geringem Einkommen, die ihr eigenes Haus oder ihre eigene Wohnung bewohnen. Diese erhalten staatliche Zuschüsse bis zu einer am Einkommen orientierten Höhe.⁵ Für die Betrachtung der LZK wurden diese berücksichtigt, nicht jedoch die gleichfalls verfügbaren zinslosen Darlehen oder die Mehrwertsteuerreduktion auf Handwerkerleistungen.

Außerdem wurden zwei Sanierungsvarianten modelliert. Die erste ist die unter dem genannten Förderregime kostenoptimal mögliche, die zweite Variante erreicht den Zielwert von unter 80 kWh/m²*a für den gesamten Gebäudebestand beim spezifischen

⁵ s. hierzu die Broschüre der ADEME von April 2019 : <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/guide-pratique-aides-financieres-renovation-habitat-2019.pdf>, Abruf am 6.5.2019

Energieverbrauch. ⁶ Für Frankreich wurde über die aktuell geförderte Sanierungsvariante hinaus noch ein Fall modelliert, der eine höhere energetische Qualität der Gebäudehülle berücksichtigt. Die LZK sind in letzterem Fall zwar geringfügig höher als im ersten, es lassen sich dann aber auch erheblich höhere Energie(kosten)einsparungen erzielen.

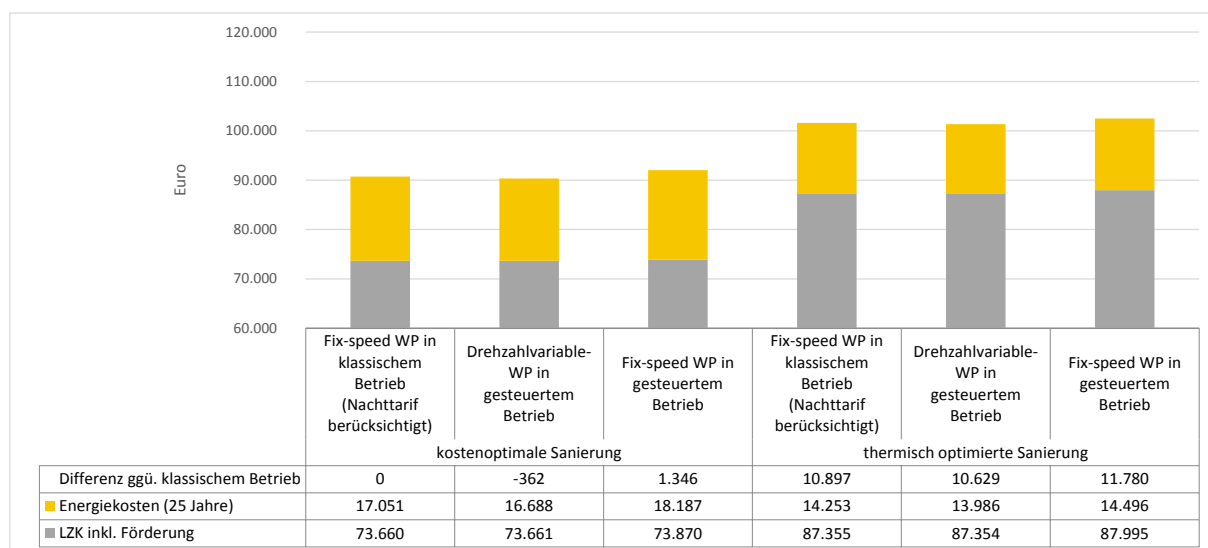


Abbildung 2: Energiekosten der beiden Sanierungsvarianten mit drehzahlvariabler /klassischer WP-Fahrweise und mit und ohne Steuerung nach Strommarktpreis (Quelle: eigene Berechnungen)

Ergebnisse für Belgien (Wallonie)

Der spezifische Heizenergiebedarf inklusiv der Trinkwarmwasser-Bereitung soll im Jahr 2050 85,5 kWh/m²*a für den gesamten Gebäudebestand in der Wallonie betragen. Dies entspricht einer Reduktion der CO₂-Emissionen aus Gebäuden um rund 80% bis 2050.⁷

Mit der modellierten Sanierung der Gebäudehülle und des Heizsystems unter Einbezug der aktuell verfügbaren Fördermittel kann dieser Wert in den Varianten 2 und 3 (s. Zusammenfassung in Abbildung 3) unterschritten werden. Dabei ist die kostengünstigste Version der Betrieb einer drehzahlgesteuerten WP mit einem 500 l Speichertank

⁶ Ministère de la transition écologique et solidaire, Ministère de la cohésion des territoires, Concertation sur le plan de rénovation énergétique des bâtiments, S. 4, Fußn. 1

⁷ SPW, DGO4, Direction des Bâtiments, 2017, Stratégie Wallone de rénovation énergétique à long terme du bâtiment, S. 24, Fußn. 40

und einer zusätzlich am Strommarkt orientierten Steuerung. Die Kosten für einen größeren Speichertank führen, bezogen auf die Gesamtkosten über 25 Jahre, nicht zu einer besseren Ausnutzung ausreichend niedrigerer Strompreise, so dass die Kosten bei den hier gesetzten Randannahmen bis zu rd. 2.500 € über der kostengünstigsten Variante liegen.

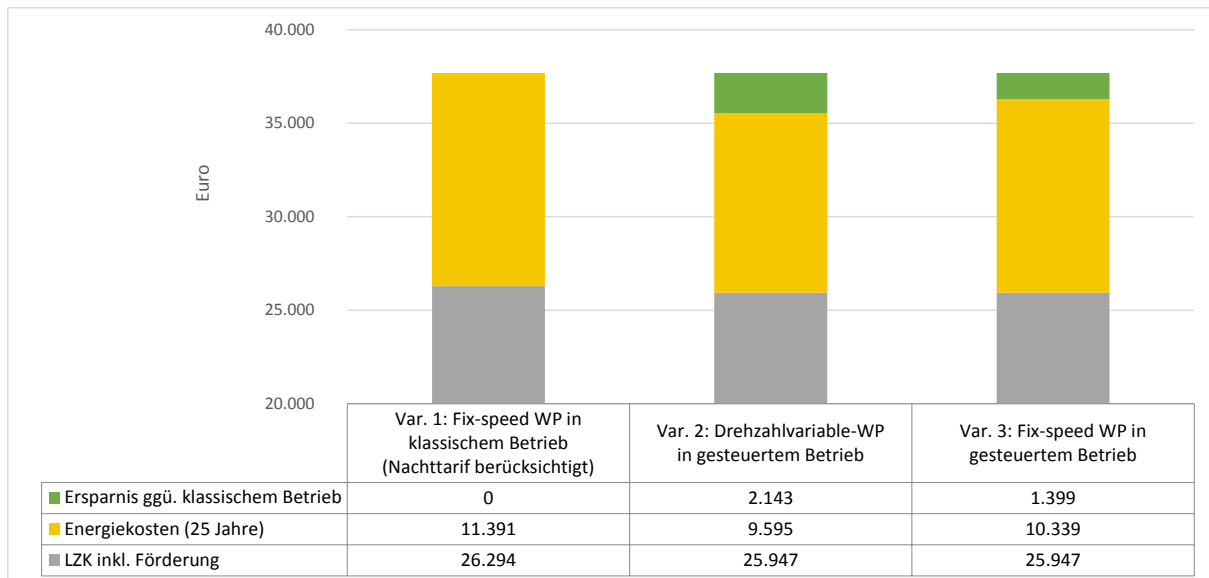


Abbildung 3: *Einsparungen in LZK und Energiekosten Varianten 2 und 3 gegenüber Variante 1 (Quelle: eigene Berechnung)*

Ergebnisse für Luxemburg

Für Luxemburg wurde angenommen, dass der Neubaustandard der am weitesten verbreitete Gebäudetyp ist, der den in einem sehr ambitionierten Szenario angestrebten spezifischen Heizenergiebedarf von 43 kWh/m²*a für den gesamten Wohngebäudebestand bereits unterschreitet.⁸ Es wurde daher keine Sanierung der Gebäudehülle für das luxemburgische Modellgebäude simuliert, sondern nur der Einbau einer Wärmepumpe mit fester und variabler Drehzahl und mit und ohne Steuerung nach Preissignalen aus dem kurzfristigen Strommarkt angenommen. Hier liegen die LZK für die 300 l und 500 l Wärmespeicher sehr nahe beieinander. Selbst ein 800 l Wärmespeicher erweist sich langfristig nur als geringfügig teurer als die kleineren Speichervarianten.

⁸ s. Ploss, M., Hatt, T., Vallentin, R. R., & Kern, M., 2018, Energiesperspektiven Luxemburg 2010-2070 - Szenarien zum zukünftigen Energiebedarf des Wohngebäudeparks Luxemburgs, S. 80. Energieinstitut Vorarlberg, Vallentin + Reichmann Architekten

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse der drei Varianten zusammen, die sich durch die jeweiligen Optimierungsstrategien in der Fahrweise der WP unterscheiden (mit variabler Drehzahl, ohne Drehzahlsteuerung, Optimierung an kurzfristigen Strommarktpreisen).

Tabelle 2: LZK, Energiekosten und spez. Heizenergiebedarf der 3 Varianten (Quelle: eigene Berechnung)

Speichergröße		300 l	500 l	800 l	Spez. Heizenergiebedarf (kWh/m ² *a)
Fix-speed WP in klassischem Betrieb	Variante 1				45,24
Energiekosten (25 Jahre)		4.823	4.703	4.742	
LZK inkl. Förderung		17.893	17.957	18.375	
Drehzahlvariable WP in gesteuertem Betrieb	Variante 2				45,46
Energiekosten (25 Jahre)		4.708	4.525	4.450	
LZK inkl. Förderung		17.778	17.779	18.084	
Fix-speed WP in gesteuertem Betrieb	Variante 3				45,58
Energiekosten (25 Jahre)		5.083	4.886	4.794	
LZK inkl. Förderung		18.153	18.141	18.428	

5 Schlussfolgerungen

Eine hohe Integration fluktuierender erneuerbarer Energieträger (fEE) in das Stromsystem kann u.a. dadurch gelingen, dass auch die Nachfrage an der Erzeugung von fEE ausgerichtet wird und nicht nur die übrige Stromerzeugung. Dies ist mit Wärmepumpen, die über einen Wärmespeicher verfügen und nach den kurzfristigen Preissignalen am Strommarkt gesteuert werden, theoretisch möglich. Denn niedrige Preise an den Strombörsen sind tendenziell ein Zeichen dafür, dass der Anteil an fEE gegenüber der Nachfrage im Markt hoch ist und umgekehrt. Damit dieses Preissignal jedoch bei privaten Haushalten ankommen und umgesetzt werden kann, müssten drei Voraussetzungen gegeben sein:

1. WP müssten sehr flexibel in ihrem Strombezug sein und diesen ggf. auch viertelstündlich anpassen können.
2. Die Hülle von Gebäuden muss thermisch sehr hochwertig sein, damit diese evtl. auch über längere Zeiträume aus einem Wärmespeicher beheizt werden können.
3. Preissignale von der Strombörse müssten „authentisch“ bei den Verbrauchern ankommen.

Um jedoch mit dem dritten Punkt zu beginnen, so hat die Untersuchung der **Strompreise für private Haushalte** gezeigt, dass dies derzeit in keinem Land der GR der Fall ist. Zum einen gibt es keine hochvariablen Stromtarife, die ggf. an die viertelstündlichen Handelsintervalle am Strommarkt angepasst wären. Der flexibelste Tarif existiert derzeit in Frankreich mit insgesamt sechs unterschiedlichen Preisstufen. Auch dieser ist damit noch weit davon entfernt, die Stromnachfrage hochflexibel zu steuern. In allen anderen Ländern der GR gibt es Hoch- und Niedertarife, die den Strombezug nachts verbilligen, damit aber auch nur sehr begrenzt die Integration von fEE unterstützen können. Denn die Nutzung von z.B. günstigem Strom zur Mittagszeit aufgrund hoher PV-Erträge wird damit nicht ermöglicht. Allerdings zeigt sich bei der Wirtschaftlichkeit, dass bereits zweistufige Tarife zu einer geringfügig höheren Spreizung der LZK je nach Größe des gewählten Wärmespeichers führen. In Deutschland, wo die LZK auf Basis eines Ein-Tarif Heizstromangebots berechnet wurden, ist diese Kostenspreizung im Vergleich zu den anderen Ländern der GR am geringsten.

Zum zweiten zeigt sich bei der Analyse der Strompreise für Haushalte, dass diese mit Abgaben, Umlagen und Steuern in unterschiedlicher Höhe und für verschiedene Zwecke beaufschlagt werden. In Deutschland fallen besonders die Abgaben zur Förderung der erneuerbaren Energien ins Gewicht, in Belgien hingegen sind es die hohen Abgaben für die Finanzierung der Netze, über die z.B. einkommensschwache Haushalte entlastet werden. Solcherlei Abgaben und Steuern erhöhen die Strompreise für Haus-

haltskunden erheblich und konterkarieren damit die Wirkung kurzfristig niedriger Börsenstrompreise auf den jeweiligen Stromtarif aufgrund eines hohen Aufkommens an fEE. Lösungen, die zumindest in Deutschland diskutiert wurden und weiterhin werden, könnten z.B. eine Dynamisierung der Abgaben sein, die sich am jeweiligen kurzfristigen Börsenpreis orientiert. Oder Abgaben und Umlagen könnten aus anderen Quellen z.B. aus dem allgemeinen Steueraufkommen finanziert werden, was den Anteil des Börsenstrompreises relativ zu den übrigen Tarifbestandteilen erhöhen und damit einen strompreisgeführten Einsatz von WP anreizen würde.

Für die energetische Sanierung des Wohngebäudebestands und die Erneuerung von Heizsystemen gibt es in allen Ländern der GR Förderprogramme, die jedoch recht unterschiedlich ausgestaltet sind. Am großzügigsten stellen sich diese in Deutschland dar (speziell für den KfW 55 Standard), in Frankreich hingegen werden direkt vor allem einkommensschwache Haus- und Wohnungseigentümer unterstützt, die ihre Immobilie selbst bewohnen.

Die staatlichen Förderprogramme erhöhen die Wirtschaftlichkeit der beschriebenen Sanierungsmaßnahmen teilweise deutlich. Allein über geringere Energiekosten, die sich aus einer an den kurzfristigen Strommarktpreisen orientierten Fahrweise der WP ergäben, wäre vermutlich keine Wirtschaftlichkeit aus Sicht des Gebäudeeigentümers zu erreichen. Denn wie oben gezeigt, sind die Unterschiede in den Energiekosten mit und ohne Steuerung anhand der Strommarktpreise sehr gering. Allein durch HT-NT-Tarife oder durch den Einsatz einer drehzahlvariablen WP ergeben sich bereits zum Teil erhebliche Einsparungen im Vergleich zur gesteuerten Fahrweise durch den Controller.

Aus der **Untersuchung der Märkte** in der GR ging hervor, dass die Verschiebung des Strombezugs von WP, soweit dieser hochflexibel erfolgen kann, vor allem an den Kurzfrismärkten, aber auch in unterschiedlichen Regelleistungsmärkten platziert werden könnte. Diese Möglichkeiten werden jedoch auch in Frankreich, wo bereits die Bündelung kleinerer Stromverbrauchseinheiten durch sog. „Aggregatoren“ zur Laststeuerung in der Gesetzgebung vorgesehen ist, derzeit aus wirtschaftlichen Gründen nicht umgesetzt. Dies erklärt sich vor allem mit den im Vergleich zur Steuerung von Industrieprozessen geringen Lastverschiebungspotenzialen von Wärmepumpen. Durch den Einbau größerer Wärmespeicher als zur Beheizung des Gebäudes erforderlich, könnte hier bereits Abhilfe geschaffen werden. Dies würde dann jedoch u.U. die Wirtschaftlichkeit für den Gebäudeeigentümer weiter beeinträchtigen, falls nicht Einnahmen aus den Strommärkten oder höhere staatliche Förderungen für solche Heizsysteme erzielt werden könnten.

Insgesamt kann als Schlussfolgerung aus Aktion 7 dieses Projekts festgehalten werden, dass die Haushaltsstromtarife in der GR **weder ausreichend flexibel sind noch die Preisschwankungen an den kurzfristigen Strommärkten abbilden**. Dies sind die zentralen Hemmnisse für die Nutzung von nachfrageseitiger Flexibilität aus WP, um höhere Anteile an fEE als aktuell ins Stromsystem integrieren zu können.

Bislang sind jedoch Dynamisierungen und sehr kurzfristige Anpassungen (innerhalb von Stunden oder gar $\frac{1}{4}$ Stunden) der Strompreise von Haushaltskunden in der GR nicht vorgesehen. Das dürfte jedoch vor allem in der Tatsache begründet sein, dass es dort bislang nur sehr wenige Eingriffserfordernisse seitens der (Verteil-)Netzbetreiber gab. In allen Ländern der GR (außer in Deutschland) kann die Einspeisung von fEE in die Netze derzeit restriktionsfrei erfolgen. Potenzielle oder tatsächliche Eingriffe beziehen sich auch nur auf die Erzeugerseite und stellen keine kreative Erschließung von flexiblen Nachfrageoptionen dar.

In Frankreich hingegen wird versucht, auch die Nachfrage durch entsprechende Tarifangebote zu beeinflussen. Dort existiert bereits eine flexible Tarif- und Netzentgeltgestaltung, was dem sehr hohen Anteil an elektrischen Heizsystemen in Frankreich geschuldet ist. Dadurch treten vor allem im Winter verstärkt Netzengpässe und ggf. auch Deckungslücken bei den Stromversorgern auf. Allerdings beziehen sich entsprechende Angebote nur auf die 24 Stunden eines Tages und bieten keine Möglichkeit, von günstigen (Börsen-)Strompreisen auch untertäglich zu profitieren. Eine größere Flexibilität bieten die variablen Stromangebote der belgischen Versorger, die monatlich an die Börsenpreise angeglichen werden können. Die entsprechenden Kontrakte werden jedoch jährlich auf der Basis von vierteljährlich ermittelten Einheitspreisen abgerechnet.⁹ Allerdings hat der über den HT/NT-Tarif hinausgehende flexible Tarif „Tempo“ in Frankreich nur eine geringe Verbreitung, und das variable Preisangebot der belgischen Versorger trifft auf eine sinkende Nachfrage.¹⁰

Vor allem in Nordeuropa sind die Stromtarife für Endkunden bereits heute besonders flexibel gestaltet. Dort gibt es Verträge, die monatlich am Spotmarkt orientiert abgerechnet werden und mithin die Preisschwankungen der Kurzfristmärkte abbilden. In

⁹ s. Bericht der CREG (2018), Prix de l'énergie de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels, S. 20 : <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Notes/Z1749FR.pdf>, Abruf am 10.8.2018

¹⁰ Nach einem Kurzbericht der Regulierungsbehörde CRE wurden von den 138 TWh Strom, die von Haushalten in F im Jahr 2017 verbraucht wurden, nur 2,4 TWh über den Tarif Tempo abgerechnet: CRE (2018), DÉLIBÉRATION N°2018-006, S. 5. Nach einem Bericht der Belgischen Nationalbank (2016), S. 8: https://www.nbb.be/doc/ts/publications/other/ds1610454_mecanisme_du_filet_securite_rapport_octobre2016.pdf. Abruf am 10.8.2018

Finnland und Schweden können Haushaltskunden sogar Verträge abschließen, die stündlichen Preisschwankungen am Spotmarkt folgen.¹¹

¹¹ s. dazu den Bericht von NordReg, den nordischen Energieregulatoren, (2017), Electricity customer in the Nordic countries. Status Report Retail Markets, S. 18: <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2017/04/Status-Report-Retail-Markets-1.pdf>, Abruf am 10.8.2018