

Spezifikation der Geschäftsmodelle und deren Rahmenbedingungen

Carlo Corinaldesi, Georg Lettner, Daniel Schwabeneder, Andreas Fleisch-
hacker, Bettina Dallinger, EEG

Erich Eibl, Enamo GmbH

Diewald Nicole, Fronius International GmbH

Tara Esterl, Johanna Spreitzhofer, AIT

Daniel Derflinger, Simon Schmitz, aWATTar

Kurt Leonhartsberger, Andrea Werner, FHTW

Lukas Zoegernitz, Mario Knapp, TIWAG



INTERNE REFERENZIERUNG

- **Deliverable Nr.:** D.5
- **Deliverable Name:** Spezifikation der Geschäftsmodelle und deren Rahmenbedingungen
- **Lead Partner:** EEG (TUW)
- **Work Package Nr.:** WP2
- **Task Nr. & Name:** Task 2.1 / Spezifikation Use Cases,
Task 2.3 / Geschäftsmodelle und Interaktion der Marktteilnehmer,
Task 2.4 / Preismodelle für Prosumer und Prozesse,
Task 2.6 / Schnittstelle Verteilnetzbetreiber.
- **Dokument (File):** 20190722FLEX+_D.5
- **Speicher Datum:** 2019-07-24

DOKUMENT SENSIBILITÄT

<input checked="" type="checkbox"/>	Öffentlich	
<input type="checkbox"/>	Konsortium und ausgewählte Review Partner	
<input type="checkbox"/>	Ausschließlich Konsortialpartner	
<input type="checkbox"/>	Vertraulich zwischen ausgewählten Projektpartnern	

ÜBERARBEITUNGSVERLAUF

Version	Datum	Autor	Änderung
0.1	01.03.2019	TUW-EEG	Dokumentstruktur
0.2	25.03.2019	TUW-EEG	Kapitel 2, 3, 5.2
0.3	26.03.2019	Fronius	Kapitel 7.3
0.4	02.04.2019	aWATTar	Kapitel 4
0.5	10.04.2019	FHTW	Kapitel 5.1, 5.3
0.6	10.04.2019	TIWAG/AIT	Kapitel 6
0.7	16.04.2019	AIT	Kapitel 7.4
0.8	17.04.2019	TUW-EEG	Kapitel 7.5
1.0	20.05.2019	TUW-EEG	
1.1	04.06.2019	FHTW	Kapitel 5.4
1.2	11.06.2019	TUW-EEG	
2.0	19.07.2019	TUW-EEG	

DOKUMENTEN STATUS

	Datum	Person(en)	Organisation
Autor(en)			
Verifizierung			
Freigabe			

ZUSAMMENFASSUNG

In den letzten Jahren wird die Relevanz von flexiblen Prosumers in Energiemärkten auf europäischer Ebene untersucht. Die aktive Beteiligung mehrerer fernsteuerbaren Prosumers-komponenten wie Wärmepumpen, Speichersysteme, Boilers, Photovoltaik und E-Mobilität ermöglicht den einzelnen Prosumers unterschiedliche systemdienliche Dienstleistungen zu erbringen. Im Flex+ Projekt werden dazu skalierbare Optimierungsalgorithmen entwickelt, die, unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen und nicht-wirtschaftlichen Interessen aller Teilnehmer eine optimale Nutzung und Vermarktung der vorhandenen Flexibilität ermöglichen. Befragungen in den Projekten MBS+ und EcoGrid EU haben gezeigt, dass von Seiten der Prosumers durchaus großes Interesse besteht, ihre Flexibilität extern zur Verfügung zu stellen, um damit einen Beitrag zur Energiewende zu leisten. In diesem Dokument werden unterschiedliche Geschäftsmodelle im Bereich Flexibilitäts-Aggregation und -Vermarktung entwickelt. Anschließend ist es notwendig den Datenaustausch zwischen den verschiedenen Marktteilnehmern entlang der gesamten Flexibilitäts-wertschöpfungskette zu regeln, um die Aktivierungen der Flexibilitäten der Prosumers bestmöglich zu steuern. Basierend auf den Geschäftsmodellen werden unterschiedliche Preismodelle und nicht monetäre Anreizsysteme für Prosumers entwickelt. Angemessene Preismodelle und nicht monetäre Anreizsysteme ermöglichen dem Lieferanten finanzielle und qualitative Ziele zu erreichen, wie z.B. die Akquise neuer Kund_innen und deren langfristige Bindung. Dafür werden erforderliche adäquate Abrechnungsmodelle für die Endkund_innen und geeigneter Verträge untersucht und beurteilt. Abschließend wird sowohl die Schnittstelle zwischen Verteilnetzbetreibern und Kund_innen bzw. Marktteilnehmern erarbeitet als auch zukünftige Marktpreisentwicklungen von Großhandels- und Regelenenergiemarkt-Produkten abgeleitet. Die entwickelten Konzepte und Methoden werden schließlich im Laufe des Projektes in Realbetrieb getestet.

INHALTSVERZEICHNIS

1 EINFÜHRUNG	9
2 USE CASES	10
2.1 Relevante Strommärkte	10
2.1.1 Day-Ahead-Markt	10
2.1.2 Intraday-Markt	12
2.1.3 Primärregelmarkt	13
2.1.4 Sekundärregelmarkt	15
2.1.5 Tertiärregelmarkt	17
2.2 Anwendungsfälle im Flex+ Projekt	19
2.2.1 Use Case 1: Primärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt	19
2.2.2 Use Case 2: Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt	19
2.2.3 Use Case 3: Tertiärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt	20
2.2.4 Use Case 4: Intraday-Markt vs. Ausgleichsenergiekosten	21
3 GESCHÄFTSMODELLE FÜR ENERGIELIEFERANTEN	22
3.1 Methode	22
3.2 Geschäftsmodell als Business Model Canvas	23
4 DATENKARUSSELL	27
4.1 Clearing bei Regelenergie-Abrufen	28
4.1.1 Abrechnung mit Smart Meter Daten	28
4.1.2 Abrechnung mit SLP und Zählerstand	29
4.2 Abrechnungsrelevante Daten für den Lieferanten	30
5 PREISMODELLE UND ANREIZSYSTEME	32
5.1 Kund_innenklassifizierung	32
5.1.1 Studienanalyse	32
5.1.2 Flex+ Klassifizierung	41
5.2 Monetäre Anreize	49
5.2.1 Anreize für Flexibilitätsbereitstellung	49
5.2.2 Fixrate-Preismodell	49
5.2.3 Dynamisches Preismodell	52
5.2.4 Flatrate-Preismodell	55
5.2.5 Rebound-Effekte bei der Flexibilitätsbereitstellung	57
5.2.5.1 Fixrate – Preismodell: Rebound-Effekte	57
5.2.5.2 Dynamisches Preismodell: Rebound-Effekte	59
5.2.5.3 Flatrate - Preismodell: Rebound-Effekte	61

EINHEITEN UND ABKÜRZUNGEN

in alphabetischer Reihenfolge.

Abkürzung/Einheit

Bedeutung

aFRR	automatic Frequency Restoration Reserve
AON	All-or-None
APG	Austrian Power Grid AG
BG	Bilanzgruppe
BGV	Bilanzgruppenverantwortlichen
BKO	Bilanzgruppenkoordinator
DG	Distributed Generation
EC	European Commission
EPEX	European Power Exchange
EXAA	Energy Exchange Austria
FOK	Fill-or-Kill
GCA	Global Climate Action
ICB	Iceberg Orders
IOC	Immediate-or-cancel
mFRR	manual Frequency Restoration Reserve
OTC	Over-the-Counter
PRL	Primärregelmarkt
PV	Photovoltaik
RE	Regelenergie
RRA	Regelreserveanbieter
RZF	Regelzonenführer
SLP	Standardlastprofil
SRL	Sekundärregelmarkt
SRMC	Short Run Marginal Costs
ST	Sustainable Transition

TOR	Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
TRL	Tertiärregelmarkt
VNB	Verteilnetzbetreiber
ZP	Zählpunkt

1 Einführung

Das Hauptziel des Projektes Flex+ ist die Konzeptionierung und die darauffolgende Umsetzung eines großflächigen Realbetriebs für die Nutzung und Vermarktung von Prosumers flexiblen Komponenten, wie Wärmepumpen, Boiler, Photovoltaik, Speichersysteme und E-Mobilität an den unterschiedlichen Strommärkten. Dazu werden skalierbare Optimierungsalgorithmen entwickelt, die die Nutzung und Vermarktung der vorhandenen Flexibilität ermöglichen.

In diesem Dokument werden vier Use Cases für einzelne Flexibilitäts-Technologien sowie deren Kombinationen ausgearbeitet. Die Use Cases, die in Kapitel 2 „Use Cases“ beschrieben werden, unterscheiden sich einerseits in der unterschiedlichen Vermarktung von kurzfristiger Flexibilitätserbringung am Regelenenergiemarkt und andererseits in der Optimierung des Energiebedarfs von Endkund_innen hinsichtlich Spotmarktpreisen.

Aufbauend auf den Use Cases werden in Kapitel 3 „Geschäftsmodelle für Energielieferanten“ Geschäftsmodelle mit der Methode „Business Model Canvas“ aus der Sicht der Energielieferanten entwickelt. Anschließend wird in Kapitel 4 „Datenkarussell“ den Datenaustausch zwischen den verschiedenen Marktteilnehmern bei Aktivierung von Regelenenergie beschrieben. In diesem Abschnitt werden prinzipiell die Prozesse definiert, die bei Aktivierung von Regelenenergie zu befolgen sind.

Damit die Kund_innen den Energiehändlern ihre Flexibilitäten zur Verfügung stellen sind geeignete Anreize erforderlich. Aus diesem Grund werden aufbauend auf den Geschäftsmodellen in Kapitel 5 „Preismodelle und Anreizsysteme“ unterschiedliche Preismodelle bzw. Anreizsysteme untersucht und analysiert. Anreize können dabei monetär und nicht-monetär sein, wie z.B. Versorgungssicherheit, Transparenz der Abrechnung, Partizipationsmöglichkeiten, die Erhöhung der erneuerbaren Energieversorgung, etc.. Im Abschnitt 5.1 „Kund_innenklassifizierung“ werden differente Kund_innentypen definiert, um passende Preismodelle für unterschiedliche Anforderungen zu entwickeln. Anschließend im Abschnitt „5.2 Monetäre Anreize“ werden die Preismodelle beschrieben, während im Abschnitt 5.3. die nicht-monetäre Anreize analysiert werden. Für jeden Preismodell werden im Abschnitt 5.2 „Monetäre Anreize“ die Rückwirkungen auf das System durch Flexibilitäts-Erbringung (Rebound-effekte) qualitativ beschrieben. Am Ende des Kapitels im Abschnitt 5.4 „Zuordnung Kund_innenklassifizierung zu Tarifmodellen“ erfolgt eine Zuordnung der Preismodelle zu den Kund_innentypen.

Basierend darauf werden im Kapitel 6 „Abrechnungskonzepte“ unterschiedliche Abrechnungskonzepte ausgearbeitet und ein Leitfaden für den Nachweis der Flexibilitäts-Erbringung erstellt. Dabei ist es notwendig die rechtlichen Rahmenbedingungen zu definieren. Im Abschnitt 7.1 „Relevante Zertifikate“ sind unterschiedliche Lösungsansätze beschrieben, die einem Batteriespeicher ermöglichen würden sowohl positive, als auch negative Regelleistung für das Netz bereitzustellen. Anschließend werden im Kapitel 7.2 „Schnittstelle Verteilnetzbetreiber“ die Anforderungen an die Schnittstelle Verteilnetzbetreiber beschrieben und mögliche Lösungssätze vorgeschlagen, damit das Netz nicht zusätzlich belastet wird. Abschließend, im Abschnitt 7.3 „Marktpreisentwicklungen von Großhandels- und Regelenenergiemarkt-Produkten“ erfolgt eine Studie über die Marktentwicklung von Großhandels- und Regelenenergiemarkt-Produkten.

2 Use Cases

In diesem Kapitel werden unterschiedliche Use Cases für die Bereitstellung von Flexibilitäten an unterschiedlichen Regelenenergie- und Spotmärkten definiert. Die Use Cases unterscheiden sich einerseits in der unterschiedlichen Vermarktung von kurzfristiger Flexibilitätserbringung am Regelenenergiemarkt und andererseits in der Optimierung des Energiebedarfs von Endkund_innen hinsichtlich Spotmarktpreisen.

Im ersten Abschnitt „2.1 Relevante Strommärkte“ werden die betrachteten Strommärkte beschrieben. In Abhängigkeit von den betrachteten Strommärkten können sich für Kunde_innen unterschiedliche potentielle „Flexibilitätserlöse“ ergeben. Die Unterschiede der jeweiligen Strommärkte werden in diesem Kapitel beschrieben, um die Möglichkeiten der Flexibilitätserbringung der Kund_innen in den Strommärkten zu identifizieren.

Folgende Use Cases, die die Vermarktung der Flexibilitäten in unterschiedlichen Energiemärkten vorsehen, werden in Kapitel „2.2 Anwendungsfälle im Flex+ Projekt“ qualitativ beschrieben.

- 1) Primärregelmarkt, Day-Ahead-und Intraday-Markt
- 2) Sekundärregelmarkt, Day-Ahead-und Intraday-Markt
- 3) Tertiärregelmarkt, Day-Ahead-und Intraday-Markt
- 4) Day-Ahead Markt, Intraday-Markt oder Ausgleichsenergie

2.1 Relevante Strommärkte

In alle Use Cases werden der Day-Ahead-und der Intraday-Markt betrachtet. Am Day-Ahead-Markt findet der Handel von Strom für den folgenden Tag statt. Der Energiebedarf (oder Teile davon) der einzelnen Kund_innen des Energielieferanten kann am Day-Ahead-Markt gehandelt werden um die genaue Energiemenge des zu erwarteten Verbrauchs aller Kund_innen zu decken.

In diesem Kapitel werden die einzelnen Strommärkte kurz und einfach beschrieben.

2.1.1 Day-Ahead-Markt

Am Day-Ahead-Markt werden Stromlieferungen für den nächstfolgenden Tag gehandelt. Day-Ahead kann an Strombörsen wie z.B. der österreichischen Energy Exchange Austria¹ (EXAA) oder der europäischen EPEX Spot² als auch an an außerbörslichen Handelsplattformen (umgangssprachlich „other the counter“ – OTC) gehandelt werden.

Der OTC-Handel bezeichnet einen nicht-standardisierten Handel, der bilateral zwischen Handelspartnern stattfindet und oft unter Einbeziehung von Intermediären, wie Brokern, realisiert wird (Bundeskartellamt, 2019). Das OTC-Handelsvolumen weist in den letzten

¹ <https://www.exaa.at/de>

² <http://www.epexspot.com/de/>

Jahren eine steigende Tendenz auf. Das generelle Problem des OTC-Handels ist die eingeschränkte Transparenz. Informationen zu Preis- und Mengenentwicklungen können nur durch die Befragung von Marktteilnehmern abgeschätzt werden. Aus diesen Gründen, wird im Flex+ Projekt den nicht-standardisierten Handel OTC nicht betrachtet.

Die Spotmarktbörsen sind von einem klassischen Gleichgewichtspreis für Angebot und Nachfrage gekennzeichnet. Die Mindestmenge, die gehandelt werden kann, beträgt am Day-Ahead-Markt in Österreich 0,1 MW. Außerdem, beträgt die minimale Preisänderung 0,01 €/MWh. Der Beginn der Auktionen erfolgt bei der EXAA sechs Tage vor der Day-Ahead Auktion. Gebote für die Auktion dürfen bis zum Vortag zwischen 12:00 Uhr und 16:00 Uhr abgegeben werden. Am Tag der Auktion ist es erlaubt zwischen 08:00 Uhr und 10:12 Uhr Gebote einzustellen und um 10:15 Uhr werden die Ergebnisse der Auktion bekanntgegeben. Gebote für Feiertage, Samstage und Sonntage inklusiv des ersten Tages nach den Feiertagen müssen firstgerecht am Tag vor dem Feiertag abgegeben werden. Im Gegensatz zur EXAA werden beim EPEX Spot die Gebote der Auktionen für den kommenden Tag, jeden Tag bis jeweils 12 Uhr mittags abgegeben und die Ergebnisse der entsprechenden Zuschläge um 12:40 Uhr veröffentlicht. (E-control, 2019)

Somit kann der Lieferant auf Basis der Verbrauchsprognosen für den Folgetag einen Fahrplan bestimmen und auf Basis der Day-Ahead-Marktzuschläge den Handel in den anderen Energiemärkten optimieren.

Die Market-Clearing-Preise von EXAA und EPEX Spot könnten aufgrund der beiden unterschiedlichen Auktionsschlusszeiten voneinander abweichen. „Im Durchschnitt des Jahres 2017 war das Base-Produkt an der EXAA um 0,29 € / MWh teurer als an der EPEX Spot“³. Hauptsächlich, weil die spätere Auktionszeit der EPEX die letzte Chance ist ein Handelsgebot für den Day-Ahead Markt abzuschließen. Daher können unterschiedliche spekulativen Strategien angewendet werden, solange die Richtung der Differenz der Preise gut abgeschätzt werden kann. Im Flex+ Projekt wird diese Möglichkeit nicht vertieft.

Die EXAA wurde von der Wiener Börse AG in ihrer Funktion als General Commodity Exchange mit der Aufgabe beauftragt, das Handelssystem für elektrische Energieprodukte zu betreiben. Erzeuger oder Unternehmen, die am Handel teilnehmen möchten, müssen also auch Mitglied der Wiener Börse werden. Voraussetzung für die Teilnahme ist aufgrund des österreichischen Börsengesetzes die gewerbsmäßige Nutzung von Stromprodukten. Um Mitglied zu werden, ist die Zuteilung in einer Bilanzgruppe in österreichischen oder in einer der vier deutschen Regelzonen erforderlich. Für die Zulassung zum Handel am Strom-Spotmarkt sind abhängig von der Regelzone und der Art der hinterlegten Sicherheiten, verschiedene Arten von Unterlagen und Nachweisen erforderlich, die von der EXAA vorge-schrieben werden (Exaa, 2019).

Die Teilnahme ist entweder direkt oder indirekt über einen Broker möglich. Österreichische und ausländische Unternehmen, die an den EXAA Spotmärkten handeln sind Elektrizitäts-unternehmen, gewerbliche inländische bzw. ausländische Endverbraucher, Mitglieder aus-ländischer Energiebörsen und Kreditinstitute. Heute sind an den EXAA Spotmärkten 71 Unternehmen aus 14 Ländern tätig. Abbildung 1 zeigt die Zunahme der inländischen bzw. ausländische Handelsteilnehmer im Laufe der Jahre.

³ https://www.bundeskanzleramt.gv.at/documents/131008/820564/18_14_taetigkeitsbericht_nb.pdf/b4110c34-8ec2-449a-9b22-ab3c1852cf24

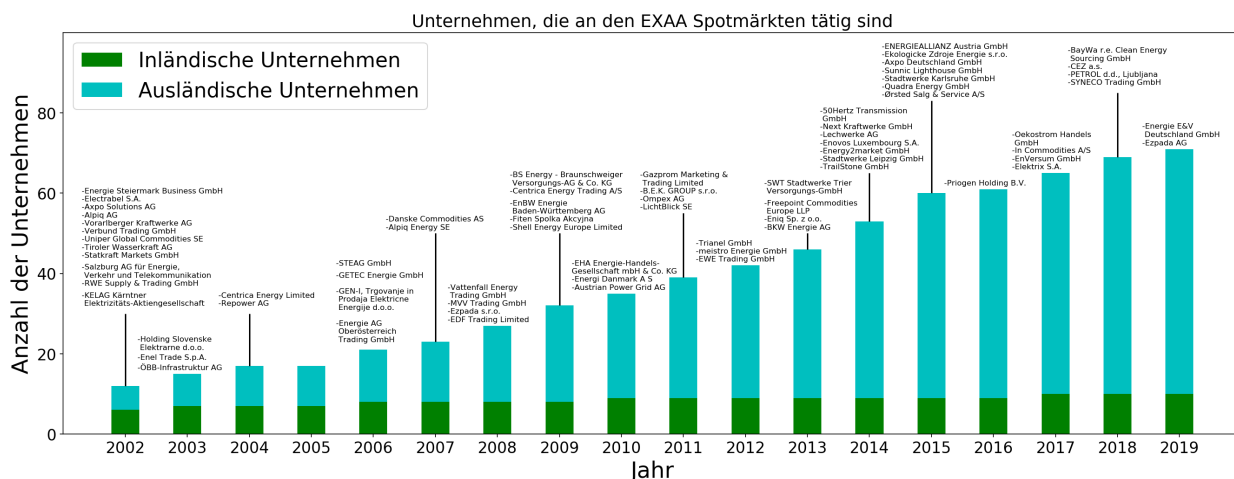


Abbildung 1 Unternehmen, die an den EXAA Spotmärkten tätig sind (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

Der EPEX Spot Markt wurde im September 2008 gegründet und ist seit 2009 der wichtigste Handelsplatz für den Spot-Handel für die Gebotszonen Belgien Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Luxemburg, Niederlande, Österreich und Schweiz. In den letzten Jahren hat das gesamte Day-Ahead-Volume, das am EPEX Spot gehandelt wurde, mehr als 40% des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland und Österreich erreicht (E-control, 2019). Die Mindestmenge, die am EPEX gehandelt werden kann, beträgt 0,1 MW und die minimale Preisänderung beträgt 0,01 €/MWh. Die Preise der Gebote müssen in diesem Markt zwischen –500 €/MWh und +3.000 €/MWh festgestellt werden. Die Orderbücher für die Auktionen werden 45 Tage vor der physischen Lieferung eröffnet und die Gebote, wie schon erwähnt, können bis 12 Uhr mittags abgegeben werden. Im Flex+ Projekt wird für die Day-Ahead-Produkte Vermarktung, ausschließlich der EPEX Spot Markt betrachtet.

2.1.2 Intraday-Markt

Der Intraday-Markt ist dem Day-Ahead-Markt nachgelagert und ermöglicht einen noch kurzfristigeren Handel. Zwischen dem Handelsschluss des Day-Ahead-Marktes (10:12 Uhr am EXXA und 12:00 Uhr am EPEX) und der Lieferung am nächsten Tag kann es jedoch zu unerwarteten Ereignissen oder zu falschen Erzeugungs- bzw. Verbrauchsprognosen kommen. In den letzten Jahren sind die gehandelten Volumen in diesen Markt gestiegen, aufgrund des wachsenden Anteil erneuerbarer, variabler Erzeugung und variabler Lasten.

Der Handel am Intraday-Markt findet sowohl an der Börse als auch außerbörslich über Vermittlungsplattformen oder bilaterale Vereinbarungen statt. Im Flex+-Projekt wird aber nur den börslichen Handel von Intraday-Produkten am EPEX Spot berücksichtigt. Die europäische Strombörse EPEX Spot ermöglicht seinen Marktteilnehmern den Handel von Intraday-Produkten für die österreichische Regelzone APG.

In der Regelzone der APG können am EPEX Spot unterschiedliche Intraday-Produkte für die Lieferung von Energie am selben oder am nächsten Tag gehandelt werden. Die Marktteilnehmer können am EPEX Spot benutzerdefinierte Blockaufträge einreichen, die sich in zwei Auftragsarten aufteilen: „Limit Orders“ und „Market Sweep Orders“. Die Limit Orders sind einerseits preisbeschränkte Gebote, die zum vereinbarten oder einen besseren Preis ausgeführt werden können. Andererseits sind Market Sweep Orders markträumende Gebote, bei denen beliebig zusammenhängende Einzelstundenkontrakte zusammengeführt

werden (E-control, 2019). Abgesehen davon können von den Marktteilnehmern vier Ausführungsbedingungen der Gebote definiert werden:

- I. All-or-None (AON)
- II. Immediate-or-cancel (IOC)
- III. Fill-or-Kill (FOK)
- IV. Iceberg Orders (ICB).

AON-Gebote sind Gebote, die entweder im Ganzen ausgeführt werden oder gelöscht werden. IOC-Gebote sind Gebote die sofort, auch nur teilweise ausgeführt werden müssen. Die nicht ausgeführten Mengen werden automatisch gelöscht. FOK-Gebote sind eine Kombination von AON- und IOC-Gebote. Sie müssen entweder sofort im Ganzen ausgeführt werden oder sie werden gelöscht. Teilausführungen sind bei FOK-Gebote nicht erlaubt. ICB-Gebote sind Großaufträge, die in mehreren kleinen Teilaufträgen aufgeteilt sind. Der Händler bestimmt die Gesamtmenge und eine Anfangsmenge, die geliefert werden muss. Die Gesamtmenge wird dem Markt nicht angezeigt. Sie wird als eine Reihe von Teilaufträgen mit gleicher Menge übermittelt. Dies ermöglicht den Marktteilnehmern große Aufträge zu bieten, ohne die gebotene Gesamtmenge am Markt zu zeigen. (Wienerbörse, 2019)

Die Mindestmenge, die am Intraday-Markt gehandelt werden kann beträgt 0,1 MW. Außerdem beträgt die minimale Preisänderung 0,01 €/MWh. Die Preisspanne liegt zwischen ±9.999,99 €/MWh. Der Handel am Intraday-Markt in Österreich wird das ganze Jahr über rund um die Uhr durchgeführt. Die Orderbücher sind einen Tag vor Lieferung um 15.00 Uhr geöffnet und schließen 5 Minuten vor der physischen Erfüllung der Gebote (Spot, 2019). Der Intraday-Markt ist durch einen kontinuierlichen Handel organisiert, der die fortlaufende Zuordnung der besten Aufträge in den Auftragsbüchern ermöglicht. Die Gebote werden basierend auf der Gebotsart (Kauf oder Verkauf), dem festgelegten Preislimit und dem Zeitpunkt priorisiert.

Wie schon erwähnt, schließt der EPEX Spot-Handel in Österreich 5 Minuten vor der physischen Lieferung. Danach können Marktteilnehmer in Österreich über die Strombörse keine Gebote mehr direkt annehmen. Der EPEX-Handelsschluss in Deutschland und Frankreich findet auch 5 Minuten vor der physischen Lieferung statt. Im Flex+ Projekt wird es angenommen, dass die Intraday-Markt-Produkte bis 60 Minuten vor der physischen Lieferung gehandelt werden können.

2.1.3 Primärregelmarkt

Die Primärregelreserve (PRR) dient zum automatischen Ausgleich eines Ungleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb weniger Sekunden. Dies führt zur Stabilisierung der Frequenz im zusammengeschalteten Stromnetz. Die Aktivierung der Regelenergie findet statt, wenn die Frequenz des Stromnetzes vom Zielwert (50 Hz) abweicht, wodurch die aktivierte Energiemenge proportional zur Größe der Abweichung zunimmt.

Um die Stabilität der Netzfrequenz zu garantieren, muss es möglich sein, die Regelreserve in beiden Richtungen zu aktivieren (erhöhte / reduzierte Erzeugung bzw. Verbrauch). Die Primärregelenergie muss spätestens 30 Sekunden nach Auftreten der entsprechenden Frequenzabweichung vorhanden sein und muss mindestens 30 Minuten verfügbar bleiben.

Ein Lieferant, der die Verpflichtung zur Lieferung von Primärregelenergie aufgrund technischer Probleme nicht erfüllen kann, muss die APG informieren. Der Lieferant wird dann zur Zahlung einer Vertragsstrafe und Schadensersatz verpflichtet. Aufgrund solcher Verstöße kann die APG den Vertrag mit dem Lieferanten kündigen. Bei Störungen, die nicht länger als fünf Minuten dauern, kann diese Meldung allerdings unterbleiben.

Am PRR-Markt gibt es keinen Arbeitspreis für die erbrachte Energie und für die Verrechnung wird ausschließlich der Leistungspreis für die Leistungsvorhaltung betrachtet. Da die Preise im sogenannten Gebotspreisverfahren „Pay-as-Bid“ ermittelt werden, wird dem Lieferanten jener Preis verrechnet, den er für die Bereitstellung von Primärregelreserve angeboten hat. Ab Juni 2019 werden die Preise im Gebotspreisverfahren „Marginal Pricing“ ermittelt werden.

Am österreichischen PRR-Markt stehen +/- 66 MW (2019) zur Verfügung. Das Mindestgebot von Lieferanten beträgt +/- 1 MW. Gebote, die über das Mindestgebot hinausgehen, können in vollen MW-Schritten abgegeben werden (Austrian Power Grid (APG), 2019). Die Primärregelprodukte sollen bis Juni 2019 sieben Tage ohne Unterbrechung zur Verfügung stehen (von Montag um 00:00 Uhr bis Sonntag um 24:00 Uhr). Ab Juni 2019 wird die Dauer der Primärregelprodukte auf werktägliche 24 Stunden geändert. Daher wird im Flex+ Projekt der PRR-Markt mit 24-stündige Produkten betrachtet. Eine weitere Voraussetzung für die Gebote ist, dass ein PRR-Anbieter positive und negative Primärregelreserve im gleichen Umfang bereitstellt.

Für die Teilnahme am Regelenergiemarkt gibt es festgehaltene Kriterien, die respektiert werden müssen. Der Regelenergieanbieter ist verpflichtet die Energie die er am Regelenergiemarkt angeboten hat, im Rahmen der Direktvermarktung am Spotmarkt nicht abzusetzen. Das kann problematisch sein, wenn der Lieferant einen eigenen Bilanzkreis verwalten soll und täglich Einspeise-, Verbrauchsprognosen seiner Bilanzgruppe erstellen soll. Ein weiteres Hindernis am PRL stellt die Mindestleistung von 1 MW dar. Daher müssen mehrere Erzeuger/Verbraucher gebündelt werden, damit es möglich ist für kleine Erzeuger/Verbraucher positive und negative Regelenergie am PRL anzubieten.

Ein wichtiger Punkt, um am Regelenergiemarkt teilzunehmen, ist die technische Präqualifikation beim Übertragungsnetzbetreiber. Die technische Präqualifikation besteht aus einer Überprüfung der technischen Anforderungen der Anlagen des Lieferanten. Der Lieferant stellt der APG im Rahmen des Präqualifikationsverfahrens alle technische Informationen über die Technischen Einheiten sowie über deren Ansteuerung auf Basis des Einsatzkonzepts zur Verfügung. Hierbei werden relevante Daten der Anlagen des Lieferanten an der APG übermittelt und deren Reaktionszeiten durch Messungen überprüft.

Für alle Reservearten gibt es Grundanforderungen für die Präqualifikation von Regelreserven, die von der APG ausgeschrieben sind. Der Lieferant soll die technischen Einheiten (einzelne technisch nicht trennbare Erzeugungs-/Verbrauchseinheiten) in Reserveeinheiten bzw. Reservegruppen (miteinander koordinierte Reserveeinheiten) einteilen. Die Einteilung in unterschiedlichen Reservegruppen ist für den Fall verschiedener Regelreservearten sinnvoll. Die Zusammenfassung aller Reservegruppen eines Lieferanten wird als Reservepool bezeichnet. Für jede Reserveeinheit muss außerdem der Netzanschlusspunkt angegeben werden.

Für die Lieferanten von Primärregelreserve gelten neben diesen allgemeinen Anforderungen folgende einzuhaltende Grundprinzipien (Austrian Power Grid (APG), 2019).

- I. Lokale Frequenzmessung zumindest für jede Reserveeinheit mit der erforderlichen Genauigkeit – alternativ ist auch eine Frequenzmessung für jede Technische Einheit einer Reserveeinheit zulässig.
- II. Aktivierung entsprechend der Abweichung der Frequenz vom Sollwert von 50 Hz (Statik), insbesondere im Hinblick auf die erforderliche Dynamik.
- III. Gewährleistung der erforderlichen Verfügbarkeit
- IV. Leittechnische Anbindung zur Übertragung der für das Monitoring erforderlichen online-Daten

- V. Beachtung der sonstigen informationstechnischen Vorgaben
- VI. Einrichten eines Archives für die Detaildaten
- VII. Beachtung des minimalen Primärregelbandes

Die Gebotsfrist für die Bereitstellung von Primärregelenergie in der folgenden Woche findet von Freitag um 12:00 Uhr bis Dienstag um 15:00 Uhr statt. Für den Fall, dass aufgrund besonderer Umstände eine unterschiedliche Gebotsfrist festgelegt wird, werden die Lieferanten mindestens eine Woche vor Beginn der geänderten Gebotsfrist über die Änderung informiert.

Am Ende des Gebotszeitraums werden die Gebote nach Preisen geordnet - beginnend mit den günstigsten Geboten -, bis das Gesamtvolumen der erforderlichen Steuerungsleistung für die Einhaltung der Netzfrequenz erreicht ist. Diese Gebote werden angenommen, wobei die Annahme des letzten (teuersten) Gebots eingeschränkt werden kann, um sicherzustellen, dass die maximale Angebotsmenge am Primärregelenergiemarkt (66 MW) nicht überschritten wird. Lieferanten, deren Angebote angenommen werden, erhalten den von ihnen angegebenen Leistungspreis (Marginal Pricing-Ansatz). Es gibt keinen Arbeitspreis, d. h. Der Lieferant wird nicht für die von ihm gelieferte Energie vergütet.

Unten sind die derzeitigen in Österreich am PRL präqualifizierten Teilnehmer aufgelistet, wobei die im Flex+-Projekt partizipierenden Firmen hervorgehoben sind.

- 1. Energie AG Oberösterreich Kraftwerke GmbH**
2. EVN AG
3. KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft
- 4. TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG**
5. Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation
6. VERBUND Trading AG

2.1.4 Sekundärregelmarkt

Die Sekundärregelreserve (SRR) dient zur Wiederherstellung der Leistungsbreite der Primärregelreserve. Sie wird automatisch aktiviert, damit die Primärregelreserve zur Stabilisierung der Frequenz im zusammengeschalteten Stromnetz wieder zur Verfügung steht. Die Sekundärregelreserve wird erst aktiviert, wenn die Frequenz des Stromnetzes vom Zielwert (50 Hz) länger als 30 Sekunden abweicht.

Wie im Fall von Primärregelreserve muss ein Lieferant, der die Verpflichtung zur Lieferung von Sekundärregelenergie aufgrund technischer Probleme nicht erfüllen kann, die APG informieren. Der Lieferant wird dann zur Zahlung einer Vertragsstrafe und Schadensersatz verpflichtet.

Lieferanten, die Sekundärregelreserve bereitstellen, können beliebig auch weitere Reservelieferungen durchführen. Es muss jedoch sichergestellt sein, dass die angebotene Sekundärregelenergie jederzeit nachweislich verfügbar ist.

Am österreichischen SRL stehen permanent +/- 200 MW zur Verfügung, welche täglich in vier stündigen Ausschreibungen beschafft werden. Das Mindestgebot von Lieferanten beträgt +/- 1 MW. Gebote, die über das Mindestgebot hinausgehen, können in vollen MW-Schritten abgegeben werden. Die Gebote werden derzeit in täglichen Auktionen beschafft. Die Gebotslegung ist ab einer Woche vor Beginn der Vorhalteperiode um 10:00 Uhr bis zum Vortag der Bereitstellung um 8:00 Uhr möglich.

Am SRR-Markt gibt es sowohl einen Arbeitspreis als auch einen Leistungspreis, beide in €/MWh. Der Zuschlagspreis besteht aus einer Kombination von dem Arbeitspreis, dem **FLEX⁺**

Leistungspreis und einem Gewichtungsfaktor, der spätestens einen Tag vor Öffnung der jeweiligen Ausschreibungen getrennt für positive und negative Sekundärregelreserve bestimmt und veröffentlicht wird.

Der Zuschlagspreis setzt sich wie folgt zusammen:

- Positive SRL: Leistungspreis + (Arbeitspreis x Gewichtungsfaktor)
- Negative SRL: Leistungspreis - (Arbeitspreis x Gewichtungsfaktor)

Nach Ende des Angebotszeitraums werden die Angebote nach den folgenden Kriterien gereiht und die Zuschläge vergeben (Austrian Power Grid (APG), 2019):

1. Niedrigster Zuschlagspreis;
2. Bei Gleichheit der Zuschlagspreise: Niedrigster Leistungspreis;
3. Bei Gleichheit der Zuschlags- und Leistungspreise: Frühester Eingangszeitstempel.

Für die Teilnahme am SRR-Markt gibt es festgehaltene Kriterien, die eingehalten werden müssen. Die allgemeinen Anforderungen für die Bereitstellung von Regelleistung wurden in Abschnitt 2.1.3 „Primärregelmarkt“ bereits erwähnt. Neben diesen allgemeinen Anforderungen gelten für die SRR folgende einzuhaltende Grundprinzipien (Austrian Power Grid (APG), 2019).

- I. Automatische Aktivierung der Sekundärregelreserve entsprechend dem von APG leittechnisch automatisch übermittelten Sollwert des Sekundärreglers mit der erforderlichen Dynamik.
- II. Leittechnische Anbindung zur Übertragung der Sollwerte durch APG sowie der für das Monitoring erforderlichen online-Daten
- III. Beachtung der sonstigen informationstechnischen Vorgaben
- IV. Gewährleistung der erforderlichen Verfügbarkeit
- V. Einrichten eines Archives für die Detaildaten
- VI. Beachtung des minimalen Sekundärregelbandes

Unten sind die derzeitigen in Österreich am SRL präqualifizierten Teilnehmer aufgelistet, wobei die im Flex+-Projekt partizipierenden Firmen hervorgehoben sind.

1 Energie AG Oberösterreich Kraftwerke GmbH

2 EVN AG

3 KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft

4 TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG

5 Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation

6 VERBUND Trading AG

7 A1 Telekom Austria AG

8 e2m-Energiehandel GmbH

9 Lechwerke AG

10 Next Kraftwerke GmbH

- 11 ÖBB-Infrastruktur AG
- 12 VERBUND Solutions GmbH
- 13 Vorarlberger Kraftwerke AG
- 14 Wien Energie GmbH

2.1.5 Tertiärregelmarkt

Die Tertiärregelung wird aktiviert, wenn die Abweichung im Stromnetz länger als 15 Minuten dauert. Sie dient zur Wiederherstellung der Leistungsbreite der Sekundärregelreserve. In Österreich wird Tertiärregelung manuell gesteuert.

Wie im Fall von Primärregelreserve oder Sekundärregelreserve muss ein Lieferant, der die Verpflichtung zur Lieferung von Tertiärregelenergie aufgrund technischer Probleme nicht erfüllen kann, die APG informieren. Der Lieferant wird dann zur Zahlung einer Vertragsstrafe und Schadensersatz verpflichtet.

Am österreichischen TRL stehen insgesamt +280 MW und -170 MW zur Verfügung, welche in vierstündigen Blöcken beschafft werden. Die positive Regelleistung wird in der wöchentlichen Leistungsausschreibung mit 200 MW und in der täglichen mit weiteren 80 MW beschafft, während die negative Regelenergie in der wöchentlichen Leistungsausschreibung mit -125 MW und in der täglichen mit weiteren -45 MW beschafft wird. Das Mindestgebot von Lieferanten beträgt +/- 1 MW. Gebote, die über das Mindestgebot hinausgehen, können in vollen MW-Schritten abgegeben werden bis einen maximalen Wert von 50 MW

Die wöchentlichen Leistungsausschreibungen finden am Donnerstag von 9:00 Uhr bis 13:00 Uhr statt, während die täglichen Leistungsausschreibungen an jedem Werktag (außer Samstag) von 08:00 Uhr bis 10:30 Uhr stattfinden. Am TRR-Markt gibt es sowohl einen Arbeitspreis als auch einen Leistungspreis, beide in €/MWh. Für die Gebotslegung werden jeweils ein Volumen, ein Leistungspreis sowie ein Arbeitspreis angegeben. Der Zuschlag erfolgt dann nach Maßgabe der Leistungspreise. Der tatsächliche Abruf erfolgt auf Basis des Arbeitspreises gemäß einer Merit-Order-List, in der alle Angebote mit erfolgreichem Zuschlag nach dem gebotenen Arbeitspreis gereiht sind. Abgerufene Lieferanten erhalten den von ihnen gebotenen Preis in €/MWh (Pay-as-Bid-Ansatz).

Für die Teilnahme am TRR-Markt gibt es festgehaltene Kriterien, die respektiert werden müssen. Die allgemeinen Anforderungen für die Bereitstellung von Regelenergie wurden in Abschnitt 2.1.3 Primärregelmarkt bereits erwähnt. Neben diesen allgemeinen Anforderungen gelten für den TRL folgende einzuhaltende Grundprinzipien (Austrian Power Grid (APG), 2019).

- I. Aktivierung der Tertiärregelreserve entsprechend dem von APG übermittelten, manuell vorgegebenen Sollwert mit der erforderlichen Dynamik.
- II. Automatischer –ggf. auch telefonischer – Empfang der Sollwerte von APG
- III. Leittechnische Anbindung zur Übertragung der für das Monitoring erforderlichen online-Daten
- IV. Beachtung der sonstigen informationstechnischen Vorgaben
- V. Gewährleistung der erforderlichen Verfügbarkeit
- VI. Einrichten eines Archives für die Detaildaten
- VII. Beachtung des minimalen Tertiärregelbandes

Unten sind die derzeitigen in Österreich am TRL präqualifizierten Teilnehmer aufgelistet, wobei die im Flex+-Projekt partizipierenden Firmen hervorgehoben sind.

1. EVN AG
2. KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft
- 3. TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG**
4. Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation
5. VERBUND Trading AG
6. A1 Telekom Austria AG
7. e2m-Energiehandel GmbH
8. Lechwerke AG
9. Next Kraftwerke GmbH
10. ÖBB-Infrastruktur AG
11. VERBUND Solutions GmbH
12. Vorarlberger Kraftwerke AG
13. Wien Energie GmbH
14. GEN-I Vienna GmbH
15. Linz Strom GmbH

2.2 Anwendungsfälle im Flex+ Projekt

In diesem Kapitel werden die Anwendungsfälle für die Bereitstellung von Flexibilitäten im Flex+ Projekt definiert. Der Ablauf der Optimierung der Vermarktung der Energie in den unterschiedlichen Märkten, sowie den Datenaustausch zwischen den verschiedenen Teilnehmern werden in diesem Kapitel qualitativ beschrieben.

2.2.1 Use Case 1: Primärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt

In diesem Use Case werden parallel zur Day-Ahead-Markt-Optimierung, flexible Produkten, am Primärregelmarkt (PRR) bereitgestellt. Abhängig von der benötigten Energie um die Primärregelenergie bereitzustellen wird am Intraday-Markt Energie nachgekauft. Wenn keine flexiblen Produkte abgerufen oder aktiviert werden, wird der Day-Ahead Fahrplan befolgt.

Der Lieferant berechnet und übermittelt die Preisvorhersagen für die Day-Ahead-Spotpreise am Vortag der Lieferung an die Flex+ Plattform. Außerdem schickt der Regelenenergieanbieter sein Preisangebot für Primärregelenergie an die Plattform. Die Flex+ Plattform leitet dann den Komponentenpools die Preisvorhersagen vom Day-Ahead-Markt weiter. Jeder Komponentenpool stellt eine Verbrauchsprognose und die Prognose der zur Verfügung stehenden Flexibilität. Auf Basis der vorhergesagten Preise, der Verbrauchsprognosen und der Prognosen der zur Verfügung stehenden Flexibilität wird für jeden Komponentenpool ein optimaler Fahrplan und eine optimale Regelenenergieteilnahme berechnet.

Obwohl Primärregelprodukte in Österreich derzeit sieben Tage ohne Unterbrechung zur Verfügung stehen sollen (Von Montag um 00:00 Uhr bis Sonntag um 24:00 Uhr), wird im Flex+ Projekt angenommen, dass auch tägliche Produkte vermarktet werden dürfen. Grund dafür ist die bevorstehende Änderung des Marktdesigns Mitte 2019, bei den werktäglichen Ausschreibungen mit 24h-Produkten eingeführt werden.

Die Regelenenergiemengen der Pools werden von der Flex+ Plattform aggregiert und den Regelenenergievermarkter weitergeleitet, welcher sie an die APG vermarktet. Wenn ein Primärregelenergie Angebot aktiviert ist, wird die aktivierte Regelenenergiemenge lokal zwischen den einzelnen Komponentenpools aufgeteilt. Abhängig von den aktivierten Regelenenergie Angebote wird der Lieferant am Intraday-Markt wenn notwendig Energie nachhandeln, um die Primärregelenergie bereitzustellen und den Verbrauch abzudecken. Die Vermarktung von Energie am Intraday-Markt findet eine Stunde nach Ende der ersten Aktivierung statt.

2.2.2 Use Case 2: Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt

In diesem Use Case werden parallel zur Day-Ahead-Markt-Optimierung, flexible Produkten, am Sekundärregelmarkt (SRR) bereitgestellt. Abhängig von der benötigten Energie um die Sekundärregelenergie bereitzustellen wird am Intraday-Markt Energie nachgekauft. Wenn keine flexiblen Produkte abgerufen oder aktiviert werden, wird der Day-Ahead Fahrplan befolgt.

Der Lieferant berechnet und übermittelt die Preisvorhersagen für die Day-Ahead-Spotpreise am Vortag der Lieferung an die Flex+ Plattform. Gleichzeitig übermittelt der Regelenenergieanbieter seine Preisangebote für Sekundärregelenergie und die dazu vorhergesagten Abrufwahrscheinlichkeiten an die Flex+ Plattform. In diesem Fall werden vom Regelanbieter zwei Angebote hergestellt. Eines mit hoher Abrufwahrscheinlichkeit und niedrigem Preis und eines mit niedriger Abrufwahrscheinlichkeit und hohem Preis.

Die Flex+ Plattform leitet dann den Komponentenpools die Preisvorhersagen vom Day-Ahead-Markt, die Regelenergiemarkt Angebote und die dazu vorhergesagten Abrufwahrscheinlichkeiten weiter. Jeder Komponentenpool erstellt eine Verbrauchsprognose und die Prognose der zur Verfügung stehenden Flexibilität. Auf Basis der vorhergesagten Preise, der Abrufwahrscheinlichkeiten, der Verbrauchsprognosen und der Prognosen der zur Verfügung stehenden Flexibilität wird für jeden Komponentenpool ein optimaler Fahrplan und eine optimale Regelenergieteilnahme berechnet.

Die Regelenergiemengen der Pools werden von der Flex+ Plattform aggregiert und an den Regelenergievermarkter übermittelt. Wenn ein Sekundärregelenergie Angebot aktiviert wird, wird die aktivierte Regelenergiemenge an die Flex+ Plattform kommuniziert. Diese wird von der Flex+ Plattform unter den einzelnen Komponentenpools aufgeteilt. Abhängig von den aktivierten Regelenergie Angeboten wird der Lieferant am Intraday-Markt wenn notwendig Energie nachhandeln, um die Sekundärregelenergie bereitzustellen und den Verbrauch abzudecken.

Im Zusammenhang mit dem Intraday-Markt werden in den Use Cases 2 und 3, zwei verschiedene Szenarien betrachtet. Im ersten Szenario (Standard) wird abhängig von den auf dem SRR-Markt aktivierten Geboten eine Stunde später am Intraday-Markt Energie vermarktet. Im zweiten Szenario, welches konservativer ist, wird abhängig von den auf dem SRR-Markt aktivierten Geboten erst am Ende des angebotenen Produktes am Intraday-Markt Energie vermarktet. Die am SRR-Markt angebotene Strommenge ist im zweiten Szenario daher begrenzter, da die Vermarktung von Energie am Intraday-Markt nur alle vier Stunden erlaubt ist. Der zeitliche Unterschied zwischen dem Standard und dem konservativen Fall ist in Abbildung 2 mit einem Beispiel gezeigt.

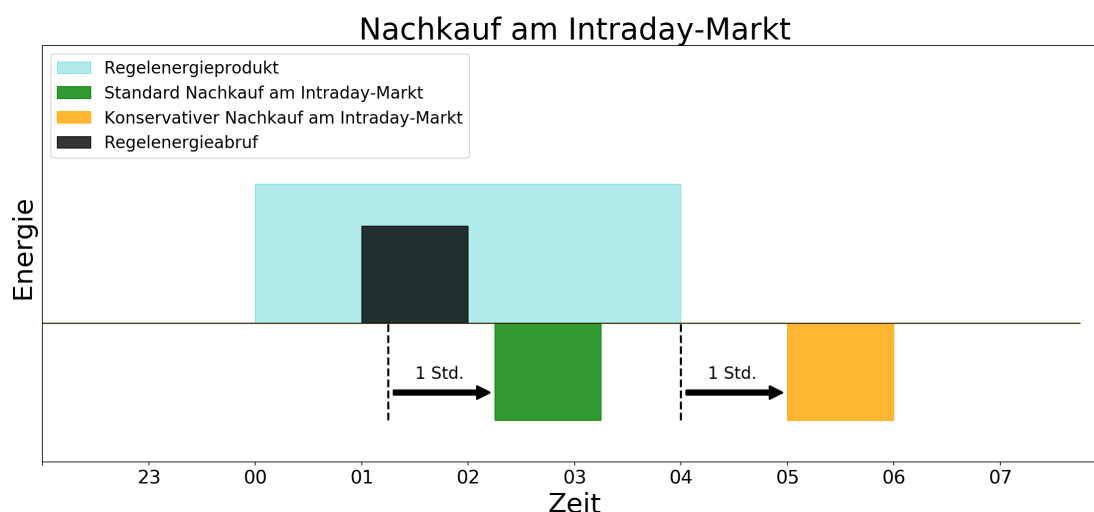


Abbildung 2 Vermarktung am Intraday-Markt nach Regelenergieabrufe. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

Die Vermarktung von Energie am Intraday-Markt erfolgt im konservativen Fall eine Stunde nach Ablauf des angebotenen Regelenergieproduktes. Im Standard Szenario erfolgt die Vermarktung von Energie am Intraday-Markt eine Stunde nach dem Regelenergieabruf. Dies ermöglicht den Komponentenpools im Standard Fall am Regelenergiemarkt eine größere Energiemenge anzubieten.

2.2.3 Use Case 3: Tertiärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt

Der Ablauf dieses Use Cases ist gleich wie in 2.2.2: Use Case 2: Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt. Anstelle vom SRR wird in diesem Use Case dem TRR betrachtet. Auch in diesem Use Case werden parallel zur Day-Ahead-Markt-Optimierung, flexible Produkten am Tertiärregelmarkt bereitgestellt. Abhängig von der benötigten Energie, um

die Tertiärregelenergie bereitzustellen wird am Intraday-Markt Energie nachgehandelt. Für den Fall, dass keine flexiblen Produkte abgerufen oder aktiviert werden, wird der Day-Ahead Fahrplan befolgt. Auch in diesem Use Case werden zwei verschiedene Szenarien betrachtet. Im ersten Szenario (Standard) wird abhängig von den auf dem TRL aktivierten Geboten eine Stunde später am Intraday-Markt Energie vermarktet. Im zweiten Szenario, der konservativer ist, wird abhängig von den auf dem TRL aktivierten Geboten erst am Ende des angebotenen Produktes am Intraday-Markt Energie vermarktet.

Aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen der Tertiär- und die Sekundärregelmärkte, haben diese tendenziell auch unterschiedliche Preise. Die Aktivierung der Sekundärregelreserve erfolgt automatisch nach 30 Sekunden, während die Aktivierung der Tertiärregelreserve manuell nach 15 Minuten erfolgt. Daher sind auch die technischen Anforderungen zur Präqualifizierung einer Anlage für Sekundärregelenergie strenger, als die für Tertiärregelenergie.

2.2.4 Use Case 4: Intraday-Markt vs. Ausgleichsenergiekosten

In diesem Use Case wird keinen Regelenergiemarkt betrachtet. Es wird angenommen, dass die Erzeugungs- bzw. Verbrauchsprognose ungenau ist und, dass die Energie, die am Day-Ahead-Markt gehandelt wird nicht den tatsächlichen Verbrauch der Kund_innen entspricht. Da der Preisunterschied zwischen Ausgleichsenergiepreise und Intraday-Marktpreisen erheblich unterschiedliche Gesamtenergiekosten verursachen kann, wird in diesem Use Case untersucht, wie die Ausgleichsenergie reduziert werden kann.

In 2015, z.B., lag der Unterschied zwischen den zwei Preisen (Intraday-Ausgleich) durchschnittlich auf 27,5 %, während in 2016 er auf 23 % lag. In Abbildung 3 werden beispielweise die durchschnittlichen Day-Ahead-(EPEX), Intraday-(EPEX) und die Ausgleichsenergiepreise(APG) von 2015 und 2016 verglichen.

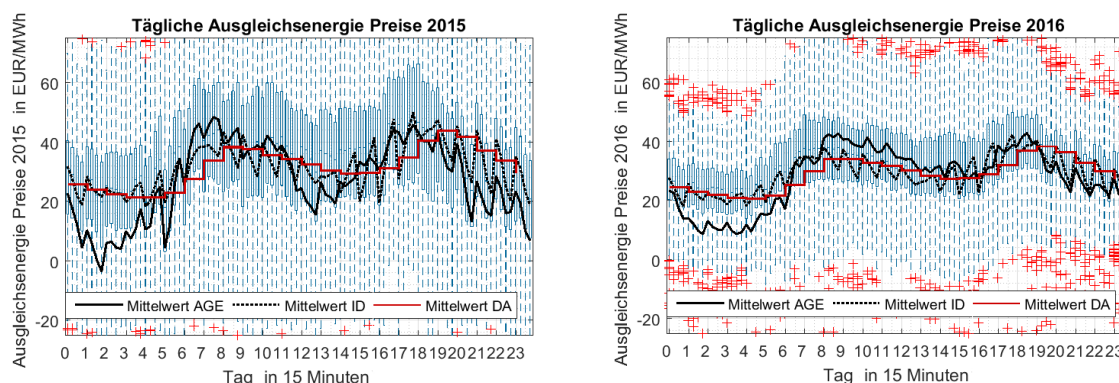


Abbildung 3 Vergleich zwischen Intraday- und die Ausgleichsenergiepreisen. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG basierend auf den Daten von (Energysales, 2019))

Da sowohl der tatsächliche Stromverbrauch von Endkund_innen als auch die Erzeugung nicht genau prognostiziert werden können, benötigen Bilanzgruppen in der Regel Ausgleichsenergie. Die Ausgleichsenergiekosten sind also mit der Abweichung der Prognose der Bilanzgruppe eng korreliert.

Die Fahrpläne (die verbindlich sind) werden von den Bilanzgruppen zum Netzbetreiber übermittelt. Akzeptierte Fahrpläne werden dann zur Berechnung der Ausgleichsenergie verwendet. Kurzfristige Fahrplanänderungen vor der Lieferung von Energie nach der Anmeldung am Vortag sind mit 45 Minuten Vorlaufzeit möglich. Die Ausgleichsenergiekosten werden für den Vormonat erst am 10. Arbeitstag des Monats durchgeführt. Die Ausgleichsenergiekosten sind also in Echtzeit nicht bekannt, im Gegensatz zu den Intraday-Marktpreisen.

3 Geschäftsmodelle für Energielieferanten

In diesem Kapitel werden von den Use Cases, die in Kapitel 2 Use Cases beschrieben sind, Geschäftsmodelle aus der Sicht der Energielieferanten beschrieben. Ein Geschäftsmodell nach (Osterwalder & Pigneur, 2010) kann wie folgt definiert werden:

Ein Geschäftsmodell beschreibt die Gründe dafür,
wie ein Unternehmen Wert schafft, liefert und erfasst

3.1 Methode

In Übereinstimmung mit (Osterwalder & Pigneur, 2010) ist die Methode „Business Model Canvas“ ein sehr bekanntes strategisches Management-Instrument, mit dem Geschäftsmodelle für verschiedene Unternehmen analysiert und beschrieben werden können. Die Methode „Business Model Canvas“ beschreibt die Aktivitäten eines Unternehmens durch neun Bausteine:

- 1) **Kundensegmente:** Dieser Baustein definiert die verschiedenen Personengruppen oder Organisationen, die durch das Geschäftsmodell erreicht und bedient werden sollen.
- 2) **Wertangebote:** Es versucht, Kundenprobleme zu lösen und Kundenbedürfnisse mit Wertangeboten zu befriedigen.
- 3) **Kanäle:** Wertvorschläge werden den Kunden über Kommunikations- und Vertriebskanäle übermittelt.
- 4) **Kundenbeziehungen:** Kundenbeziehungen werden mit jedem Kundensegment hergestellt und gepflegt.
- 5) **Einnahmequellen:** Einnahmequellen resultieren aus Wertangeboten, die den Kunden erfolgreich angeboten wurden.
- 6) **Schlüsselressourcen:** Schlüsselressourcen sind die Vermögenswerte, die erforderlich sind, um die zuvor beschriebenen Elemente anzubieten und bereitzustellen.
- 7) **Schlüsselaktivitäten:** Erforderliche Aktivitäten, um die zuvor beschriebenen Elemente anzubieten und bereitzustellen.
- 8) **Schlüsselpartner:** Einige Aktivitäten werden ausgelagert und einige Ressourcen werden außerhalb des Unternehmens erworben. Dafür sind die Schlüsselpartner erforderlich.
- 9) **Kostenstruktur:** Die Kostenstruktur beschreibt alle notwendigen anfallenden Kosten des Geschäftsmodells.

Die Blöcke können zu einem visuellen Diagramm kombiniert werden (Abbildung 4), das den Wertvorschlag, die Infrastruktur, die Kund_innen und die Finanzen eines Geschäftsmodells beschreibt.

Schlüsselpartner	Schlüsselaktivitäten	Wertangebote	Kundenbeziehungen	Kundensegmente
	Schlüsselressourcen		Kanäle	
Kostenstruktur			Einnahmequellen	

Abbildung 4 Struktur eines Canvas-Geschäftsmodells. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG basierend auf (Osterwalder & Pigneur, 2010))

3.2 Geschäftsmodell als Business Model Canvas

Die Use Cases, die im Flex+ Projekt simuliert, analysiert und getestet werden, lassen sich als Business Model Canvas darstellen.

Die Kundensegmente sind für alle betrachteten Use Cases Haushalts- und Gewerbekunden wie Verbraucher, die Prosumers, die Erzeuger, die Speicher und allgemeine Kund_innen mit Flexibilität.

Der „Use Case 1: Primärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt“ ist mehr für größere Kund_innen und Speicher geeignet, denn bei der Bereitstellung von Primärregelleistung muss diese in beiden Richtungen (Einspeisung und Verbrauch) vorhanden sein. Außerdem muss die Primärregelleistung spätestens 30 Sekunden nach Abruf des Produktes vorhanden sein und daher ist es teurer und komplizierter die geforderte technische Eignung (Präqualifikation) eines Gerätes am Primärregelmarkt zu erfüllen.

Der Lieferant bietet den Kund_innen in alle vier Use Cases gleichzeitig finanzielle und nicht finanzielle Wertangebote, z.B. eine Reduktion der Energieversorgungskosten (monetär) und eine umweltfreundliche Energieversorgung (nicht monetär), denn niedrige Spotmarkt Preise entsprechen in der Regel einer hohen Einspeisung erneuerbarer Energien an der Strombörse. Die reine markttechnische Einbindung der Flexibilitäten kann jedoch von den unterschiedlichen Eigeninteressen der Kund_innen eingeschränkt werden. Das Thema der Eigeninteressen wird in anderem Dokument (Dynamische Interaktionsmöglichkeiten zwischen Aggregator und Prosumer, 2019) vertieft.

Die Sensibilisierung der Kund_innen für die ökologischen und finanziellen Herausforderungen von Flex+ ist notwendig, um Massensegmente anzuziehen. Anhand einer Bewertung des Kundennutzen kann der Lieferant ein Angebot herstellen und durch eine vertragliche Vereinbarung für die Energielieferung und Flexibilitätsvermarktung, die Kund_innen zu den

Komponentenpools zuordnen. Die Anbindung der Pools und die Steuerung der Flexibilitäten der Kund_innen erfolgen durch digitale Kommunikation.

Ein Komponentenpool bezeichnet eine Gemeinschaft zur gemeinsamen Wertschöpfung von Flexibilitäten. Die Geräte der Kund_innen werden vom Gerätehersteller digital gesteuert und sind daher automatisiert. Die Kund_innen könne dem Lieferanten ihre eigenen Verbrauchspräferenzen digital (bspw. durch eine App) kommunizieren und so ihre Eigeninteressen übermitteln.

In Abhängigkeit vom Tarifmodel, das die Kund_innen haben wollen, werden dieses eine Fixrate (€/kWh), einen Pauschalpreis (€/Jahr) oder Vermarktungsgebühren (€/kWh) zahlen. Der Lieferant bietet den Kund_innen eine Tarifiereduktion, wenn diese ihre Flexibilitäten zur Verfügung stellen. Wenn sich die Kund_innen nach den erzielten Marktpreisen richten wollen, dann zahlen sie dem Lieferanten zusätzliche Vermarktungsgebühren. Eine wichtige Einnahmequelle für den Lieferanten ist der Verkauf von Strom an die Energie- und Regelreservemärkten.

Der Lieferant soll Zugang (Lizenzierung) zu Großhandels- und Regelenergiemärkten haben, um Gewinne durch diese Geschäftsmodelle zu erwirtschaften. Die Anbindung der Pools und die Steuerung der Flexibilitäten der Kund_innen durch eine komplexe IT-Infrastruktur ist eine notwendige Ressource, um auf Marktpreissignale rechtzeitig und automatisiert zu reagieren.

Der Lieferant stellt die Schnittstelle zwischen Pools, Strommärkte und Kund_innen dar. Er soll die einzelnen Kund_innen den unterschiedlichen Komponentenpools zuordnen und die Kosten / Erlöse, die sich am Markt ergeben den Kund_innen verrechnen und weiterleiten. Der Lieferant ist außerdem dafür verantwortlich die Märkte zu analysieren und die Energie bestmöglich zu vermarkten.

Die Gesamtkosten des Lieferanten haben einen fixen- und einen variablen Anteil. Personal und technische Umsetzung der Geräte, mittels Hard- und Software bilden Teil der Fixkosten. Die komplexe IT-Infrastruktur, die für Steuerung der Flexibilitäten der Kund_innen notwendig ist, stellt ein wichtiger Investitionskostenanteil dar. Die Anbindung der Geräte an die Pools und die Anbindung der Pools an die Energiemärkte sind notwendige Kanäle, die Kosten verursachen. Anschließend bilden die Spotmarktpreise und die Regelenergieangebote die variablen Kosten bzw. Erlöse des Lieferanten.

Die Use Cases, die ein Regelenergiemarkt betrachten (Use Cases: 1, 2, 3, sind in Abbildung 5 als Business Model Canvas dargestellt.

Der „Use Case 4: Intraday-Markt vs. Ausgleichsenergiekosten“ ist in Abbildung 6 als Business Model Canvas dargestellt. In diesem Use Case wird an keinem Regelenergiemarkt geboten. Daher ist ein Regelenergieanbieter als Partner bzw. die technische Präqualifikation der Geräte beim Übertragungsnetzbetreiber nicht erforderlich. Die Flexibilität der Kund_innen wird ausschließlich für die Spotmarktoptimierung verwendet.

Schlüsselpartner - Poolbetreiber (bspw. Komponentenhersteller) - Regelennergieanbieter - Verteilnetzbetreiber - Bilanzgruppenverantwortlicher - Aggregationsplattform (Flex+ Plattform) - Datendienstleister	Schlüsselaktivitäten - Schnittstelle Pool, Strommärkte und Kunde - Verrechnung der Kosten und Erlöse (bspw. Flexibilitätserlöse) - Marktanalyse und Angebotslegung: - <i>Preisvorhersage</i> - <i>Risikoanalyse</i>	Wertangebote - Reduktion der Energiekosten - Einbindung der Flexibilitäten - Umweltfreundliche Energieversorgung - Abbildung der Eigeninteressen	Kundenbeziehungen - Digitaler Energielieferant - Einmalige Anbindung der flexiblen Komponenten - Kunde kann Präferenzen ausdrücken (Eigeninteressen) - Persönliche Betreuung - Gemeinschaften zur gemeinsamen Wertschöpfung	Kundensegmente - Haushalts- und Gewerbekunden aus min. einer der folgenden Kategorien: - <i>Prosumer</i> - <i>Verbraucher</i> - <i>Erzeuger</i> - <i>Speicher</i> - <i>Kunden mit Flexibilität</i>
	Schlüsselressourcen - Lizenzierung für den Handel auf Großhandels- und Regelenenergiemärkten - Flexibilitätsanbindung - Personal - IT-Infrastruktur		Kanäle - Sensibilisierung der Kunden durch Marketing - Vertragliche Vereinbarung für die Energielieferung und Flexibilitätsvermarktung - Digitale Anbindung der Pools zur Steuerung der Flexibilitäten	
Kostenstruktur - Fixkosten: - <i>Personal</i> - <i>IT-Kosten (Economy of scale)</i> - <i>Anbindung an die Energiemärkte</i> - <i>Anbindung der Pools</i> - Kauf an Energiemärkte (variable Kosten): - <i>Regelenenergiemärkte</i> - <i>Spotmärkte</i>			Einnahmequellen - Verkauf an Kunden: - <i>Energieverkauf (durch das jeweilige Tarifmodel bspw. Fixrate, Flatrate oder Dynamisch)</i> - <i>Gebühren durch die Flexibilitätsvermarktung</i> - Verkauf an Energiemärkte: - <i>Regelenenergiemärkte</i> - <i>Spotmärkte</i>	

Abbildung 5 Use Cases 1,2 und 3 als Business Model Canvas für Lieferanten. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

Schlüsselpartner - Poolbetreiber (bspw. Komponentenhersteller) - Verteilnetzbetreiber - Bilanzgruppenverantwortlicher - Aggregationsplattform (Flex+ Plattform) - Datendienstleister	Schlüsselaktivitäten - Schnittstelle Pool, Strommärkte und Kunde - Verrechnung der Kosten und Erlöse (bspw. Spot-Erlöse) - Marktanalyse und Angebotslegung: - <i>Preisvorhersage</i> - <i>Risikoanalyse</i>	Wertangebote - Reduktion der Energiekosten - Einbindung der Flexibilitäten - Umweltfreundliche Energieversorgung - Abbildung der Eigeninteressen	Kundenbeziehungen - Digitaler Energielieferant - Einmalige Anbindung der flexiblen Komponenten - Kunde kann Präferenzen ausdrücken (Eigeninteressen) - Persönliche Betreuung - Gemeinschaften zur gemeinsamen Wertschöpfung	Kundensegmente - Haushalts- und Gewerbekunden aus min. einer der folgenden Kategorien: - <i>Prosumer</i> - <i>Verbraucher</i> - <i>Erzeuger</i> - <i>Speicher</i> - <i>Kunden mit Flexibilität</i>
	Schlüsselressourcen - Lizenzierung für den Handel auf Großhandelsmärkten - Flexibilitätsanbindung - Personal - IT-Infrastruktur		Kanäle - Sensibilisierung der Kunden durch Marketing - Vertragliche Vereinbarung für die Energielieferung und Flexibilitätsvermarktung - Digitale Anbindung der Pools zur Steuerung der Flexibilitäten	
Kostenstruktur - Fixkosten: - <i>Personal</i> - <i>IT-Kosten (Economy of scale)</i> - <i>Anbindung an die Energiemärkte</i> - <i>Anbindung der Pools</i> - Kauf an Spotmärkte (variable Kosten):			Einnahmequellen - Verkauf an Kunden: - <i>Energieverkauf (durch das jeweilige Tarifmodel bspw. Fixrate, Flatrate oder Dynamisch)</i> - <i>Gebühren durch die Flexibilitätsvermarktung</i> - Verkauf an Spotmärkte:	

Abbildung 6 Use Cases 4 als Business Model Canvas für Lieferanten. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

4 Datenkarussell

Das sogenannte "Datenkarussell" regelt den Datenaustausch zwischen den verschiedenen Marktteilnehmern bei Aktivierung von Regelenergie und behandelt prinzipiell die Prozesse, die bei Aktivierung von sekundärer oder tertiärer Regelenergie zur ordentlichen Abwicklung zu befolgen sind. Dabei geht es grundsätzlich darum, dass die aktivierten Reserven plausibilisiert werden können (d.h. RZF prüft die Summe der Werte pro RRA die er vom Netzbetreiber bekommt gegen jene, die er ursprünglich an die jeweiligen RRA geschickt hat).

Der Ablauf ist in Abbildung 7 durch die blauen Pfeile dargestellt und erfolgt prinzipiell folgendermaßen: Der Regelzonenführer (RZF, in Österreich die APG) schickt die Anforderung einer Aktivierung an den Regelreserveanbieter (RRA), erhält dann von diesem die Daten zur aktivierten Energie in Echtzeit zurück (turkisier Pfeil in Abbildung 7), summiert diese in 15 Minuten Fahrpläne auf und schickt diese schließlich an den RRA zurück. Der RRA schlüsselt diese Werte dann pro Zählpunkt (ZP) auf und schickt die entsprechenden 15 Minuten Summen an die jeweiligen Verteilnetzbetreiber (VNBs) und für Abrechnungszwecke auch an den Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV)/Lieferant. Die VNBs summieren wiederum alle Werte der jeweiligen ZP pro RRA auf und schicken diesen Fahrplan zurück an den RZF. Der RZF prüft dann diese Summe pro RRA gegen die Werte, die er ursprünglich an den RRA geschickt hat.

Zusätzlich zu diesem Kreislauf gibt es, ausgearbeitet vom Expertenpool XB Balancing bei Österreichs Energie, einen Vorschlag für Abläufe zwischen RRA, BGV und Lieferant in der *"Abwicklungsvereinbarung zur Vorhaltung und Aktivierung von positiver und negativer Regelreserve"* sowie dem dafür notwendigen *"Online-Datenaustausch"* und dem *"ex-post-Fahrplanmanagement"* (Oesterreichsenergie, 2019).

Teil dieser Abwicklungsvereinbarung sind Regelungen die ein kompensierendes Gegenregeln des BGV/Lieferanten im Falle einer Regelenergie-Erbringung durch den RRA mit Komponenten des Endkunden, die Teil der Bilanzgruppe (BG) des BGV sind, verhindern sollen. Dabei werden die Regelenergie-Abrufe (falls vom BGV/Lieferanten benötigt) in den technischen Einheiten, die Teil der BG des BGV/Lieferanten sind, aggregiert dem BGV/Lieferanten zur Verfügung gestellt (violette Pfeile in Abbildung 7).

Zudem soll für den BGV/Lieferant während der Regelenergie-Abrufzeit keine Ausgleichsenergie entstehen und Effekte durch Regelenergie-Abrufe neutralisiert werden. Demnach erfolgt eine Erstellung der so genannten "Korrektur-Fahrpläne" für den BGV durch den RRA, auf Basis der tatsächlich durch den RRA je Zählpunkt aktivierten Leistung. Dabei wird im Falle einer tatsächlich aktivierten Erbringung der Regelreserve die ermittelte Strommenge als viertelstündlicher Korrektur-Fahrplan an bzw. aus der Bilanzgruppe des BGV geliefert bzw. bezogen (grüner Pfeil in Abbildung 7). Durch diese Korrektur-Fahrpläne kommt es zu einem Spezialfall bei der Abrechnung nach Standardlastprofil (SLP) im Vergleich zu einer Abrechnung mittels Smart Meter, wie im folgenden Kapitel erläutert.

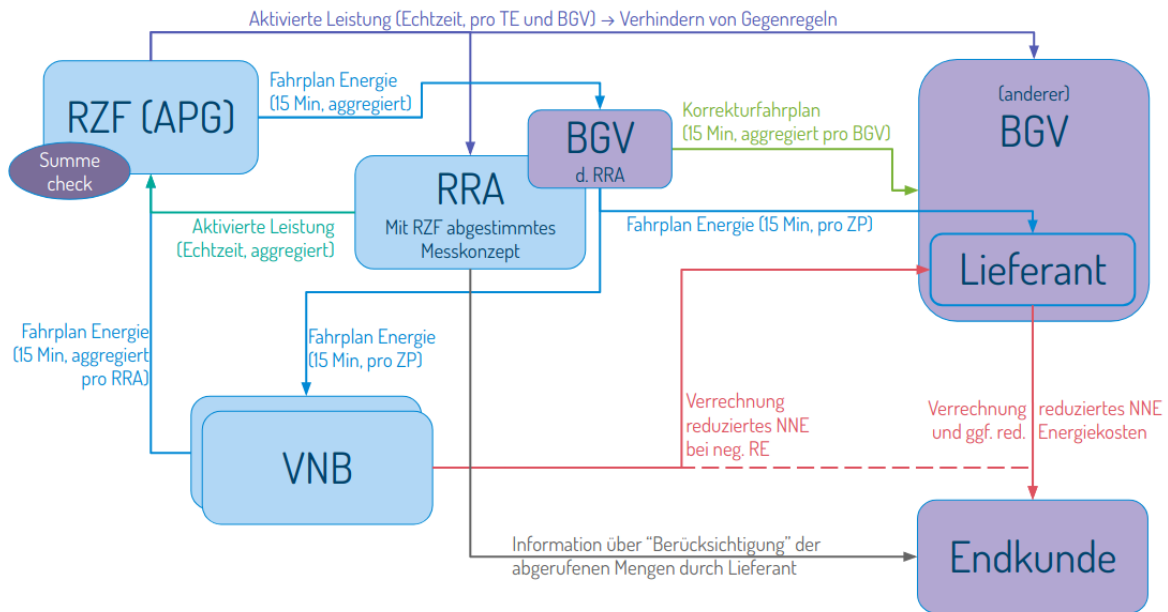


Abbildung 7 Erweitertes Datenkarussell um Energiebilanzierung. (Quelle: Darstellung a-WATTar)

4.1 Clearing bei Regelennergie-Abrufen

Kommt es zu einem Regelennergie-Abruf weichen die Zählerstände des Kunden um den Betrag der Regelennergiemenge ab. Bei negativer Regelennergie wird in der spezifischen Viertelstunde mehr Verbrauch auf dem Zähler angezeigt, als es ohne Regelennergie-Abruf der Fall gewesen wäre (also bei Verbrauch zum Arbeitspunkt). Bei positiver Regelennergie zeigt der Zählerstand in der jeweiligen Viertelstunde weniger Energie als ohne Regelennergie-Abruf. Dies ist natürlich nur der Fall, wenn der Endkunde auch einen Smart Meter hat. Je nachdem wird dann die Energie monatlich auf Basis der viertelstündlichen Verbrauchswerte genau abgerechnet oder ohne Smart Meter der Verbrauch bei Zählerstandablesung im Zuge der Jahresabrechnung genau verrechnet und dem BGV als SLP in die BG gebucht.

4.1.1 Abrechnung mit Smart Meter Daten

Wird der Verbrauch über einen Smart Meter abgelesen, und stimmt der Kunden einer viertelstündlichen Auslesung zu ("Opt-in"), dann kommen die viertelstündlichen Verbrauchswerte anstelle des SLP in das Clearing. Bei Regelennergie-Abruf weichen diese viertelstündlichen Werte ab bzw. passen damit nicht mehr zu der Day-Ahead Prognose auf Basis dessen der Lieferant Strom eingekauft hat. Diese Unterschiede bekommt der Lieferant bzw. BGV durch den RRA als Korrekturfahrplan wieder in die BG hinzugebucht bzw. umgekehrt im Falle der positiven Regelennergie. Der entstandene Profit für den Lieferanten wird dem Kunden durch ein entsprechendes Preismodell weitergegeben (siehe Kapitel „5.2 Monetäre Anreize“). Dadurch wird die Abweichung am Zählerstand in der jeweiligen Viertelstunde für den Kunden kompensiert. Abbildung 8 veranschaulicht die Bilanzierung mit Korrekturfahr-

plan am Beispiel eines Kunden mit Wärmepumpe an einem Wintertag. Im Endeffekt gleichen sich hier die Kurve mit RE-Abrufen (rote Linie) durch die Korrekturfahrpläne (grüne Linie) auf die blaue Linie (= Verbrauch ohne RE bzw. zum Arbeitspunkt) aus.

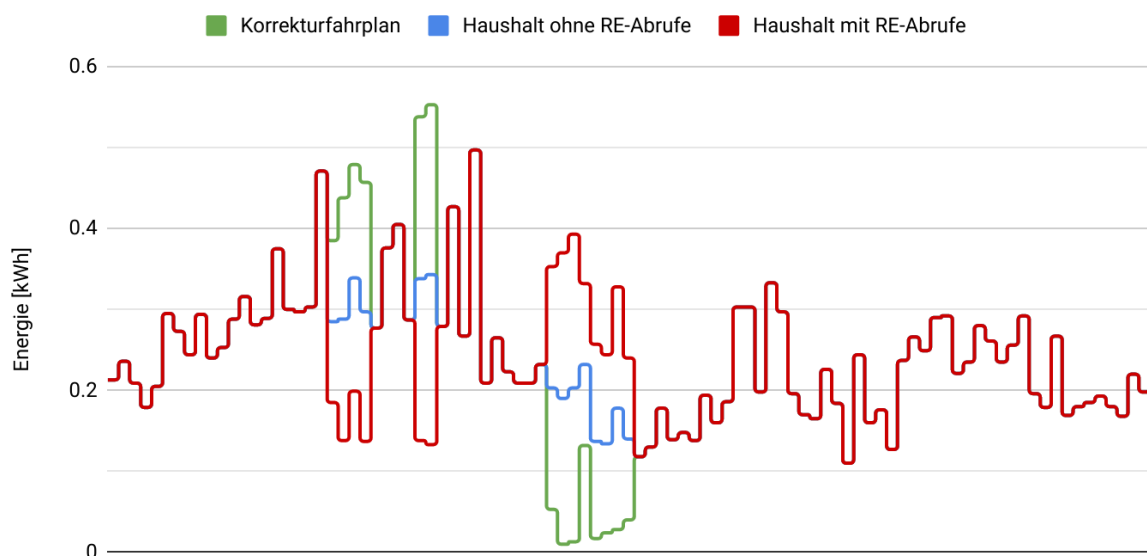


Abbildung 8 Energiebilanz im Tagesverlauf für einen Smart Meter Kunden bei Regelenenergie-Abruf und Korrekturfahrplänen. (Quelle: Darstellung aWATTar)

4.1.2 Abrechnung mit SLP und Zählerstand

Hat der Kunde keinen Smart Meter oder nicht den "Opt-In" gewählt, kommt im Clearing das Standardlastprofil (SLP) zusammen mit der Einstufung zum Einsatz. Bei Regelenenergie-Abruf wird die SLP-Kurve in den jeweiligen Viertelstunden um die abgerufene Regelenenergiemenge durch den RRA im Prinzip ergänzt, um die in der Bilanzgruppe letztendlich zu clearende Menge zu bilden. Bei positiver Regelenenergie wird zum jeweiligen Zeitpunkt etwas vom SLP abgezogen und an den RRA aus der BG des BGV geliefert und bei negativer Regelenenergie entsprechend dazu gezahlt bzw. vom RRA in die BG des BGV bezogen. Abbildung 9 zeigt dies anhand eines Beispiels für einen Kunden mit H0-SLP. Dadurch, dass das SLP fest definiert ist und die Höhe von der Einstufung abhängt kommt hier der Regelenenergie-Abruf erst bei der Zählerstandsablesung bzw. Jahresabrechnung (also im 2.Clearing) zum Tragen. Das SLP wird damit nur in seiner Höhe beeinflusst und nicht in seiner Form (wie es bei einem Smart Meter der Fall wäre). Die Höhe des SLP wird auch nur dann durch Erbringung von RE beeinflusst, wenn es dadurch tatsächlich zu einem Mehrverbrauch oder Minderverbrauch kommt. Die Regelenenergie-Abrufe können sich durchaus auch in Summe über das Jahr, entweder durch Nachholeffekte oder durch symmetrische Lieferung von positiver und negativer Regelenenergie, teilweise aufheben. Die viertelstündlichen Prognosefehler im 1. Clearing, die dabei (im Prinzip allein durch den Korrekturfahrplan) entstehen, führen zu Ausgleichsenergiekosten für den Lieferanten bzw. BGV. Daher ist dem Lieferanten/BGV von einer Abwicklung von sekundärer oder tertiärer Regelenenergie ohne Smart Meter und "Opt-In" Regelung beim Endkunden abzuraten.

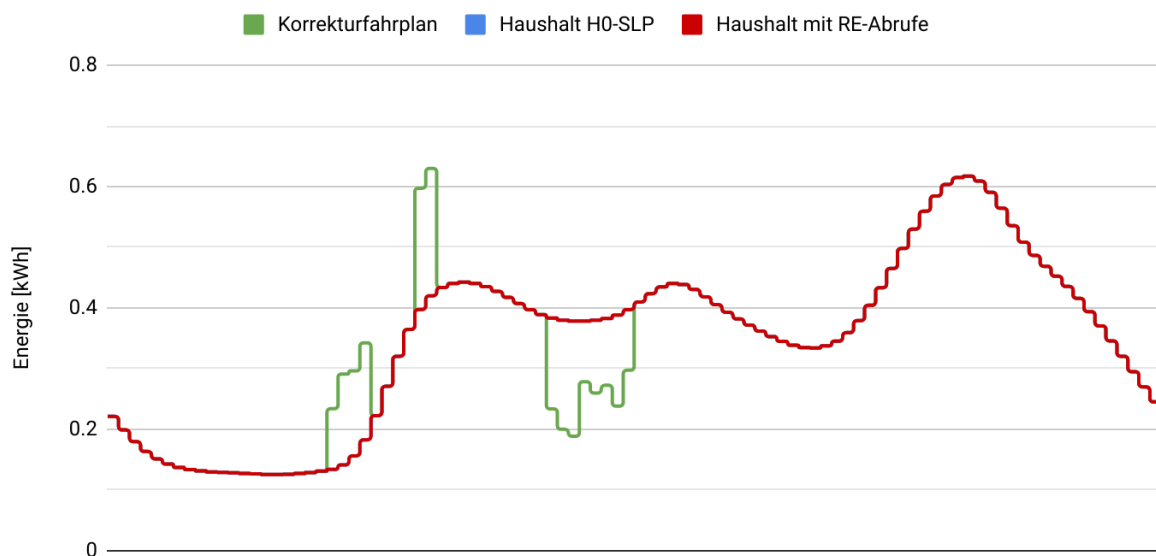


Abbildung 9 Energiebilanz im Tagesverlauf für einen SLP Kunden bei Regelenergie-Abruf und Korrekturfahrplänen. (Quelle: Darstellung aWATTar)

4.2 Abrechnungsrelevante Daten für den Lieferanten

Für den Lieferanten ergeben sich je nachdem welches Preismodell er dem Kunden bieten will unterschiedliche Anforderungen an Daten, die für eine Abrechnung der über den Endkunden erbrachte Regelenergie gebraucht werden. Prinzipiell kann der Regelenergie-Profit dem Kunden auf drei verschiedene Arten weitergegeben werden:

- **Abrechnung auf viertelstündlicher Basis** der pro ZP tatsächlich erbrachten Regelenergie-Menge zum jeweilig geltenden Regelenergiepreis
- **Abrechnung mit aggregierten Daten** der pro ZP monatlich oder jährlich tatsächlich erbrachten Regelenergie-Menge zu den jeweiligen Regelenergiepreisen
- **Abrechnung eines Anteils** am gesamten Regelenergie-Profit von allen ZP in der BG

Zusätzlich zu der Abrechnung der tatsächlich erbrachten Regelenergie-Mengen kann eine Vergütung durch den Leistungspreis, der für die Bereitstellung der Regelreserve bezahlt wird erfolgen.

Bei einer Abrechnung auf viertelstündlicher Basis benötigt der Lieferant pro ZP zusätzlich vier weitere Zeitreihen um eine transparent genaue Abrechnung erstellen zu können. Jeweils für die positive Regelenergie und für die negative Regelenergie, wird eine Zeitreihe der pro ZP erbrachten Regelenergie-Mengen und außerdem eine Zeitreihe der für diese Regelenergie verrechneten Preise benötigt. Falls der Kunde zudem mit einem dynamischen Energiepreis-Modell abgerechnet wird pro ZP außerdem noch eine Zeitreihe der viertelstündlichen Smart Meter Verbrauchsdaten in der Datenbank des Lieferanten gespeichert. Insgesamt müssten für die transparente viertelstündliche Abrechnung also bis zu fünf Zeitreihen pro Zählpunkt in der Datenbank der Lieferanten gespeichert werden.

Eine Verringerung dieser Datenmenge aus Lieferantensicht würde eine Abrechnung mit pro ZP aggregierten Daten bieten. Demnach braucht der Lieferant nicht mehr für jede Viertelstunde die entsprechende Regelenergie-Menge zum Regelenergiepreis, sondern je nach Aggregations-Stufe nur tägliche, monatliche oder jährliche Werte. Dabei muss der aggregierte

gierte Regelenergiepreis ein mengengewichteter Durchschnittspreis sein. Je nach Energiepreis-Modell (fix, dynamisch, flat) ergeben sich unterschiedliche Anforderungen für die aggregierten Daten:

Bei Abrechnung mit einem fixen Energiepreis oder einer Flatrate reicht die aggregierte Regelenergie-Menge und der mengengewichtete Durchschnittspreis für eine genaue Berechnung einer Regelenergie-Vergütung des Kunden aus.

Bei Abrechnung mit einem dynamischen (also zeitabhängigen) Preismodell ist prinzipiell der Zeitpunkt der Regelenergie-Erbringung für die Berechnung einer Regelenergie-Vergütung entscheidend, da je nach zeitabhängigen Energiepreis sich eine andere Regelenergie-Vergütung für den Kunden ergeben kann. Der Lieferant benötigt in diesem Fall also bereits die pro ZP berechnete aggregierte Regelenergie-Vergütung, um eine Zeitreihen-Speicherung wie im Fall der viertelstündlich transparenten Abrechnung zu vermeiden und trotzdem den eine ZP-genaue Abrechnung bieten zu können.

Der einfachste Fall stellt die Abrechnung auf Basis eines Anteils am Regelenergie-Profits dar. Dabei geht es nur darum, dass der Profit am Regelenergiemarkt auf die Kunden ungefähr aufgeteilt wird (beispielsweise mit einer fixen Reduktion des Energiepreises, mehr dazu im Kapitel Preismodelle). Die Daten die der Lieferant dabei benötigt, begrenzen sich auf insgesamt vier Zeitreihen von positiven bzw. negativen Regelenergie-Mengen und -preisen summiert über alle ZP in der Bilanzgruppe.

Tabelle 1 bietet eine Übersicht der vom Lieferanten benötigten Daten für eine Abrechnung der Regelenergie gegenüber dem Kunden.

Tabelle 1 Relevante Daten für eine Abrechnung der Regelenergie vom Lieferanten gegenüber dem Kunden.

Regelenergie-Abrechnung	Energiepreis-Modell	
	Dynamisch	Fix / Flat
(viertel-)stündlich Transparent	(viertel-)stündliche Zeitreihen pro ZP: <ul style="list-style-type: none"> pos. und neg. RE RE-Preis 	(viertel-)stündliche Zeitreihen pro ZP: <ul style="list-style-type: none"> pos. und neg. RE RE-Preis
Aggregiert pro ZP	Pro ZP: <ul style="list-style-type: none"> Aggregierter RE-Bonus 	Pro ZP: <ul style="list-style-type: none"> Aggregierte RE-Menge Gewichteter Durchschnittspreis
Anteilmäßig	(viertel-)stündliche Zeitreihen pro Lieferant/BGV: <ul style="list-style-type: none"> pos. und neg. RE RE-Preis 	Pro Lieferant/BGV: <ul style="list-style-type: none"> Aggregierte RE-Menge Gewichteter Durchschnittspreis

5 Preismodelle und Anreizsysteme

Aufbauend auf den Geschäftsmodellen ist es notwendig festzulegen, welche Preismodelle bzw. Anreizsysteme den unterschiedlichen Kund_innen angeboten werden sollen. Über angemessene Preismodelle und Anreizsysteme versucht der Lieferant seine finanziellen und qualitativen Ziele zu erreichen, wie z.B. die Akquise neuer Kund_innen und die langfristige Bindung der Kund_innen. Daher ist die Berücksichtigung aller Bedürfnisse (z.B. günstige Energielieferung, geringe oder keine Komforteinbußen) der aktuellen und potentiellen Kund_innen erforderlich.

Durch die Flexibilisierung des Verbrauchs- und Erzeugungsverhaltens durch die Bereitstellung des Verschiebungspotenzials von Lasten und Einspeisungen ist die zeitliche Entkopplung von fluktuierender Erzeugung und starrem Verbrauch möglich. Doch diese Anpassung des Verbrauchsverhaltens bedarf geeigneter Anreize.

Anreize können dabei monetär und nicht-monetär sein. Anreizsysteme können vielfältig ausgestaltet sein, wobei ein Entgeltsystem einen wichtigen Teilbereich der Anreizsysteme beschreibt. Anreizsysteme können aber auch nicht-monetäre Aspekte enthalten, wie z.B. Versorgungssicherheit, Transparenz der Abrechnung, Partizipationsmöglichkeiten, die Erhöhung der erneuerbaren Energieversorgung, etc..

Heutzutage werden die meisten Stromkund_innen abhängig vom Energiebezug aus dem Netz tarifiert, zukünftig wird die verursachte Netzauslastung aber auch einen wichtigen Kostenfaktor darstellen. Durch neue Preismodelle kann die Entscheidung der Kund_innen stark beeinflusst werden, zu welchen Zeitpunkten elektrische Energie vom Stromnetz bezogen oder eingespeist wird.

Unterschiedliche Kund_innentypen weisen unterschiedliche Flexibilitätsbereitschaften in Abhängigkeit ihrer Eigeninteressen auf. Eigeninteressen der Kund_innen können zum Beispiel die Maximierung des Eigenverbrauchs von selbst erzeugtem Strom oder des Bezugs von grüner Energie sein. Siehe dazu auch Projektbericht D6: (Dynamische Interaktionsmöglichkeiten zwischen Aggregator und Prosumer, 2019). Es ist also erforderlich die unterschiedlichen Kundentypen zu definieren, um passende Preismodelle zu entwickeln. Im Abschnitt „5.1 Kund_innenklassifizierung“, werden die Kund_innen klassifiziert, während im Abschnitt „5.2 Monetäre Anreize“ unterschiedliche Preismodelle beschrieben werden. Anschließend wird im Abschnitt 5.3. auf mögliche nicht-monetäre Anreize eingegangen, die im Rahmen der Literaturanalyse sowie eines Expert_innen Workshops entwickelt wurden. Eine Zuordnung der Tarife zu den Kund_innentypen findet abschließend im Abschnitt 5.4 „Zuordnung Kund_innenklassifizierung zu Tarifmodellen“ statt.

5.1 Kund_innenklassifizierung

In diesem Abschnitt findet die Entwicklung einer flex+ Klassifizierung statt auf Basis von Literaturanalyse ähnlicher Studien zu Kund_innensegmente.

5.1.1 Studienanalyse

Das Energieverhalten bzw. Konsumverhalten von Endkund_innen im Energiesektor wurden in den letzten Jahren auf Grundlage unterschiedlicher Zugänge und mit teils stark verschiedenen Zielsetzungen erforscht - gemeint sind in diesen Studien einerseits der Zugang der Segmentierung (z.B. hinsichtlich Energieverhalten, Einstellungen, Zahlungs- und Anbieterwechselbereitschaft, etc.) der erforschten Zielgruppen auf Grundlage empirischer

Befragungsdaten sowie der Fokus auf potentielle Maßnahmen zur Verhaltensänderung hin zu einem nachhaltigeren bzw. effizienteren und damit ressourcenschonenderen Verhalten. Abgeleitet aus diesen Studien bieten sich entsprechend unterschiedliche Typisierungsansätze von Stromkund_innen an, wobei die erhobenen Faktoren, die jeweiligen Samples (alle genannten Studien berücksichtigten in ihren Berechnungen repräsentative Stichproben der jeweiligen nationalen Populationen) und die Erhebungsmethoden ebenfalls variieren. Allgemein zeigt sich, dass jeweils Clusterungen von fünf bis sechs unterschiedlichen Typen als sinnvoll erachtet werden, die hinsichtlich der jeweils erhobenen Dimensionen des Energieverhaltens in sich möglichst homogen und zueinander möglichst heterogen sind.

Auf kontextueller Ebene folgen die Typisierungsverfahren grob dem Rahmenmodell des Umweltverhaltens von (Fietkau & Kessel, 1981), welches darstellt wie das (Energie-) Verhalten durch (Verhaltens-) Angebote, Einstellungen (und diese wiederum durch den individuellen Wissensstand), Anreize und die wahrgenommenen (individuellen und gesellschaftlichen) Konsequenzen beeinflusst werden.

Im Kontext der größeren publizierten Studien zur Erforschung des Energieverhaltens können generell Klassifizierungen der Kund_innen anhand folgender Indikatoren unterschieden werden, wobei diese nach internen und externen Faktoren differenziert werden können:

- Interne Faktoren
 - Einstellungen
 - Wissen über die Konsequenzen des eignen Verhaltens
 - Werthaltungen (Normen)
 - Umwelt/Energiebewusstsein
 - Technikaffinität
 - Lebensstile
 - Lebenslagen/-milieus
- Externe Faktoren
 - Politikmaßnahmen,
 - gesellschaftlicher Druck,
 - Vorbildwirkung relevanter Bezugspersonen/-gruppen

Je nach Umfang und Fokus der in diesem Kapitel (siehe unten) vorgestellten Studien kommen unterschiedliche der oben vorgestellten Indikatoren zur Messung der übergeordneten Dimensionen zum Einsatz.

Im Rahmen einer für die Schweizer Bevölkerung repräsentativen Erhebung konnten (Sütterlin, Brunner, & Siegrist, 2011) sechs unterschiedliche Segmente von Energiekonsument_innen identifizieren, wobei der Fokus diesbezüglich auf dem latenten Konstrukt des „energiefreundlichen Verhaltens“ lag. Die letztlich definierten Typen von Energiekonsument_innen zeichnen sich neben der energierelevanten Einstellung, vor allem durch heterogene Haltungen zu den Kosten des Energieverbrauchs, den individuellen Komfort im Rahmen von Spar- und Monitoring Maßnahmen, sowie den wahrgenommen gesellschaftlichen Druck aus.

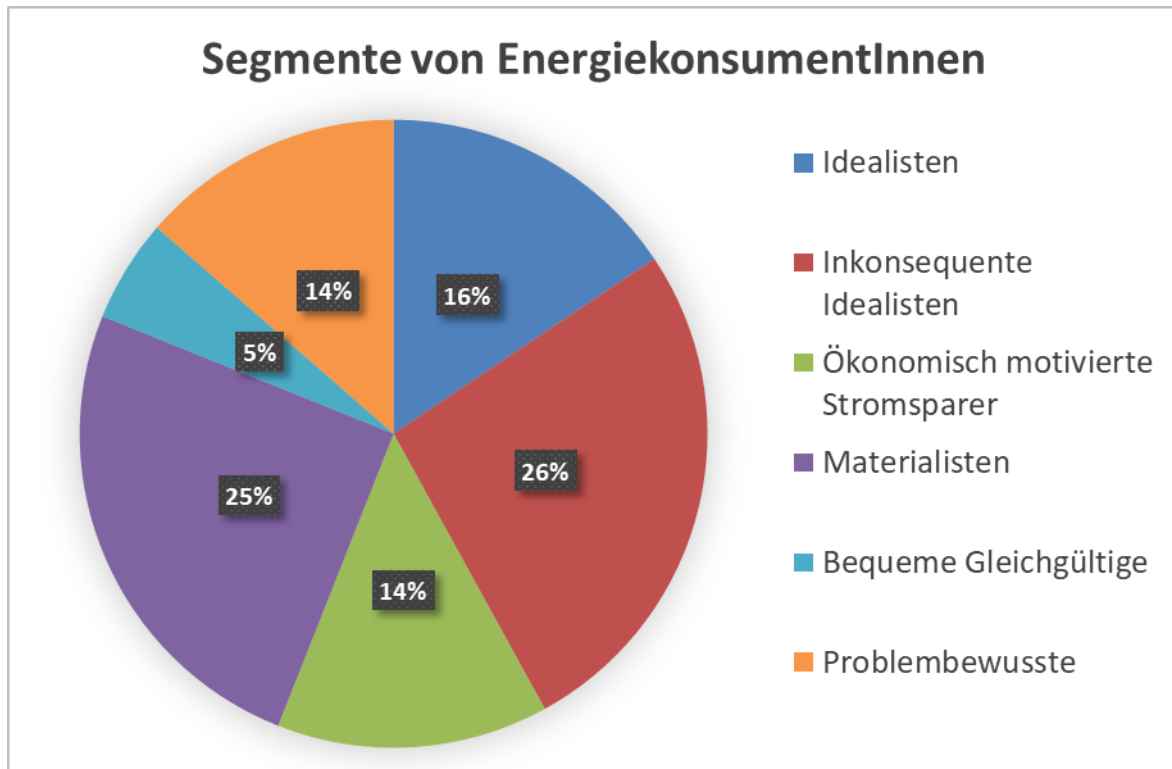


Abbildung 10: Segmentierung von Schweizer Energiekonsument_innen. (Sütterlin, Brunner, & Siegrist, 2011)

1. Idealisten

Die erste Gruppe der Energiekonsument_innen die Sütterlin et al. identifizieren entspricht auf Verhaltensebene vor allem dem Verständnis von Suffizienz: auf Grund intrinsischer Motivation und ökologischer Werthaltungen wird der eigene Ressourcenverbrauch eingeschränkt. Der Hintergrund dieser sozialen Normen ist der Glaube daran, dass das eigene individuelle Verhalten zu einer Verbesserung der allgemeinen Situationen im Kontext des Ressourcenverbrauchs beitragen kann. Zu diesem Zweck werden (auch technische) Maßnahmen ergriffen um die Energieeffizienz des eigenen Lebensstils so weit als möglich zu erhöhen. Im Gegensatz zu den anderen identifizierten Segmenten stellen für dieses höhere Kosten keine primären Beweggründe dar, und auch Komforteinbußen (Raumtemperatur, Verzicht auf energiehungrige Geräte, etc.) werden im Sinne der Ressourceneinsparung in Kauf genommen.

2. Selbstlose Inkonsequente

Auch die zweite identifizierte Gruppe richtet ihr Verhalten auf Einschränkung im Sinne der Suffizienz aus, wobei diese allerdings Effizienzmaßnahmen nur sehr inkonsequent umsetzt. Politikmaßnahmen zur Steuerung des Energiemarkts werden generell akzeptiert. Dem entgegen steht der fehlende Glaube daran, dass das eigene individuelle Verhalten einen Effekt auf Systemebene hat. Diese Gruppe kann vor allem durch nicht-monetäre Anreize motiviert werden. In diesem Zusammenhang können vor allem konkrete und weiterführende Informationen über Angebote und Energieprodukte die bestehende Skepsis gegenüber dem Markt adressieren.

3. Ökonomisch motivierte Stromsparer

Der Fokus der dritten Gruppe liegt vor allem auf den ökonomischen Implikationen des Energiesparens und erhöhter Energieeffizienz. In dieser Gruppe finden sich vor allem Vertreter_innen der wirtschaftlich schlechter gestellten Milieus (z.B. befinden

sich die Vertreter_innen dieser Gruppe vor allem in den unteren Einkommensgruppen [12,4% verdienen monatlich weniger als 3.000 CHF]), die in Hinblick auf ihr Umweltverhalten auch den höchsten gesellschaftlichen Druck wahrnehmen.

4. Materialisten

Die Materialisten fokussieren im Kontext ihres Energieverhaltens in erster Linie auf die finanziellen Aspekte und bewerten entsprechende Maßnahmen auch entlang dieser Dimension. Diese Gruppe investiert in technologische Innovationen um, ohne Komfortverlust, die Energieeffizienz zu erhöhen. Der soziale Status (gesellschaftliche Anerkennung, materielle Statussymbole, etc.) ist ein wichtiger Faktor im Entscheidungskontinuum dieser Gruppe und muss auch im Rahmen von Anreizen berücksichtigt werden.

5. Bequeme Gleichgültige

Für die bequemen, aber gleichgültigen Energiekonsument_innen stellen die Effekte des eigenen Verhalten größtenteils keine relevante Größe dar - es wird keine (kollektive) Verantwortung für die Konsequenzen des eigenen Handelns übernommen. Materielle und finanzielle Aspekte sind für diese Gruppe eher sekundär, wobei auch Geld in die Hand genommen wird um den eigenen Komfort zu ermöglichen. Politikmaßnahmen und Einschränkungen werden von dieser Gruppe nicht akzeptiert.

6. Problembewusste Wohlbefindenorientierte

Die letzte Gruppe der von (Sütterlin, Brunner, & Siegrist, 2011) identifizierten Energiekonsument_innen unterscheidet sich von den bequemen Gleichgültigen lediglich dadurch, dass sie sich der Konsequenzen des eigenen Handelns bewusst sind. Diese Gruppe nimmt die Möglichkeiten einen Beitrag zu leisten (z.B. Energie zu sparen) als sehr beschränkt wahr. Diese Gruppe nimmt den gesellschaftlichen Druck auf das individuelle Verhalten durchaus wahr, gibt diesem allerdings nur nach, wenn damit keine Komforteinbußen und negative Effekte auf ihr Wohlbefinden assoziiert werden.

Im Kontext flexibler Energiesysteme mit Endkund_innen-Integration stellen vor allem die ersten vier identifizierten Typen relevante Gruppen dar, die es weiter zu berücksichtigen gilt. Die letzten beide Segmente müssten durch entsprechende Anreize erst zum aktiven Einstieg in die Energiewende bewegt werden.

Eine Studie, die neben den lebensstilbetreffenden Variablen auch die Rolle der technischen Versiertheit bzw. der Technikaffinität in den Vordergrund stellt, wurde von (Stragier, Derboven, Laporte, Hauttekeete, & De Marez, 2013) mit dem Ziel durchgeführt Energie-sparpotentiale durch innovative Energiesteuerungsmechanismen auszuloten. Die hier vorgeschlagene Typisierung bietet neben der Betrachtung der Rolle von Informations- und Kommunikationstechnologien auch den Vorzug, dass konkrete Zielgruppen Personas entworfen wurden, wodurch die Zuordnung von Anreizsystemen erleichtert wird.

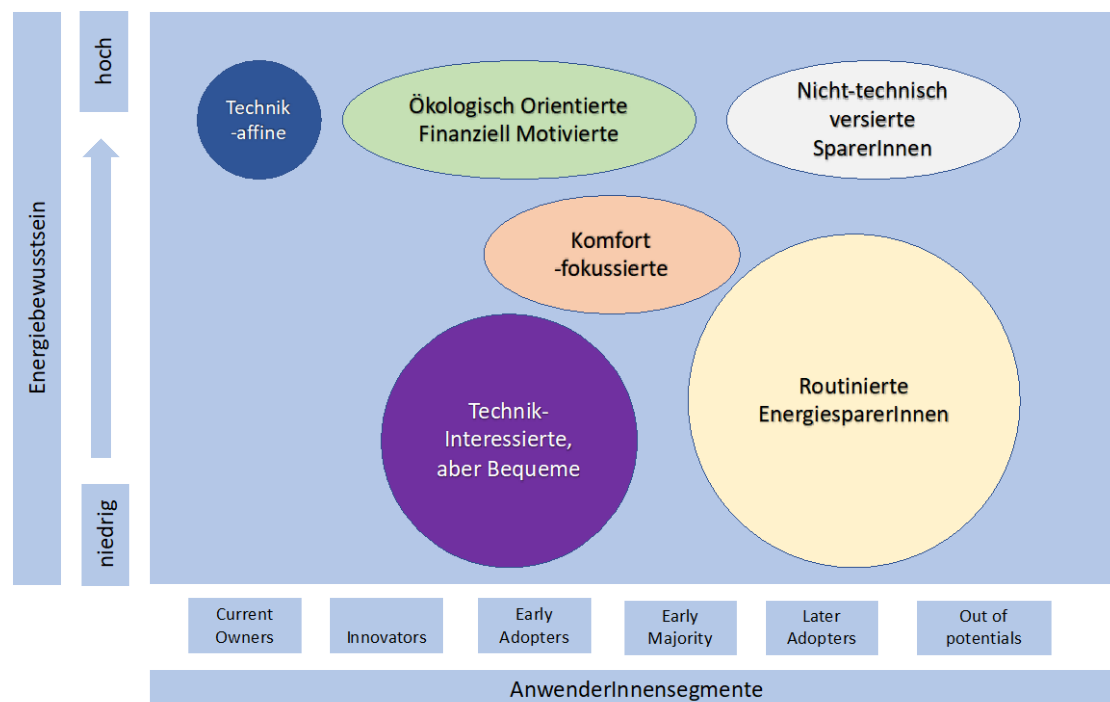


Abbildung 11: Energie-Persona-Framework zur Identifikation von Nutzer_innen innovativer IKT im Energiesteuerungsbereich. (Stragier, Derboven, Laporte, Hauttekeete, & De Marez, 2013)

Die Typisierung von (Stragier, Derboven, Laporte, Hauttekeete, & De Marez, 2013) wird zweidimensional im Spektrum des individuellen Energiebewusstseins und Anwender_innensegmenten abgebildet, wobei hohes Energiebewusstsein einem entsprechend hohen Bewusstsein-Level bezüglich individueller Einsparpotentiale und Konsequenzen des individuellen Verhaltens (in Abbildung 11 auf der y-Achse) und die die Anwender_innensegmente auf der Skala Diffusion von Innovationen (in Abbildung 11 auf der x-Achse) stattfindet. Die folgenden sechs Typen wurden basierend auf einer repräsentativen Erhebung in Flandern in den Niederlanden identifiziert:

1. Technikaffine (Blaue Persona: männliche Besitzer von innovativen Technologien, mittel-hoher Bildungsabschluss, großes Interesse an Smart-Meter Systemen):

Die erste von (Stragier, Derboven, Laporte, Hauttekeete, & De Marez, 2013) identifizierte Persona repräsentiert eine klassische technikaffine Gruppe (hohes Interesse und Bewusstsein für neue Technologien) für die Energieeffizienz (z.B.: durch die Anschaffung neuer energieeffizienter Geräte und Steuerungsmöglichkeiten) sehr wichtig ist, jedoch keine Verhaltensänderungen angestrebt werden. Auf Grund eigener Interessen werden neue Technologien (PV-Anlagen, Haushaltsgeräte, etc.) angeschafft um den Energieverbrauch zu minimieren und die Energieeffizienz ohne Komforteinbußen zu erhöhen.

2. Technikinteressierte, aber Bequeme (Lila Persona: männliche Innovatoren/Early Adopter, 5%, hoher Bildungsabschluss, großes Interesse an Smart-Meter Systemen):

Die Technikaffinen, aber Bequemen repräsentieren die beruflich erfolgreiche Gruppe, die auf Grund ihrer professionellen und familiären Verpflichtung keine Ressourcen haben um sich intensiver mit dem eigenen Energieverbrauch zu beschäftigen. Diese Gruppe ist vor allem durch neue Informations- und Kommunikationstechnologien (z.B.: Steuerungsmöglichkeiten via Smartphone) dazu zu bewegen in neue Nutzungsmuster zu wechseln.

3. Ökologisch Orientierte & finanziell Motivierte (Grüne Persona: weibliche Innovatorinnen/Early Adopter/Early Majority, hoher Bildungsabschluss, durchschnittliches Interesse an Smart Meter Systemen):

Diese Gruppe unternimmt regelmäßige Recherchen nach Möglichkeiten zu Energieeinsparmaßnahmen und zur Erhöhung der Energieeffizienz. Um diese Gewinne auch nachhaltig zu sichern wird der eigene Energieverbrauch manuell dokumentiert. Diese Gruppe weist eine ökologische Ausrichtung mit starkem Fokus auf die finanziellen Einsparmöglichkeiten auf.

4. Komfortfokussierte (Orange Persona: weibliche Early Adopter/Early Majority, durchschnittlich-hoher Bildungsabschluss, geringes Interesse an Smart-Meter Systemen):

Die vierte identifizierte Persona repräsentiert die Gruppe, die kaum Bemühungen zur Erhöhung der Energieeffizienz anstreben und gleichzeitig auch eine niedrige Bereitschaft für finanzielle Einbußen in Kauf nimmt. Der individuelle Komfort steht im Vordergrund, wobei dieser auch durch höhere Kosten finanziert werden kann.

5. Routinierte Energiesparerinnen (Gelbe Persona: weibliche Later Adopter/Out of Potentials, durchschnittlich-hoher Bildungsabschluss, geringes Interesse an Smart-Meter Systemen):

Diese Persona repräsentiert die Personengruppen die lediglich routinierte Energieeinsparmaßnahmen (z.B. Licht aus, wenn ein Raum verlassen wird) setzt, aber ein grundsätzliches Interesse an Energiethemen an den Tag legt.

6. Nicht-technisch versierte SparerInnen (Graue Persona: männliche, pensionierte Later Adopter/Out of Potentials, niedriger Bildungsabschluss, geringes Interesse an Smart-Meter Systemen):

Die letzte Persona bildet die Gruppe der eher älteren Bevölkerungsschichten ab, die eine detaillierte Kenntnis des eigenen Energieverbrauchs aufweisen und intensive Energiesparmaßnahmen verfolgen. Diese Gruppe lehnt allerdings IKT zur Erhöhung der Effizienz ab, da das Potential für diese Gruppe nicht erkennbar ist.

Ähnlich wie in der Typisierung nach (Sütterlin, Brunner, & Siegrist, 2011) stellen die letzten beiden Gruppen des diskutierten Persona-Frameworks jene Segmente dar, die vergleichsweise schwer in Prosumer-Netzwerke integriert werden können. Die eine Gruppe besitzt aktuell nicht die entsprechende Infrastruktur und ist generell mehr den späten Anwender_innen innovativer Technologien zuzurechnen – die andere Gruppe entspricht vor allem jenen Skeptiker_innen, die neuen Technologien eher ablehnend gegenüberstehen.

Im Rahmen der repräsentativen, quantitativen und österreichweiten Energy Styles Erhebung von (Hierzinger, Herry, Seisser, Steinacher, & Wolf-Eberl, 2011) wurden fünf homogene Gruppen hinsichtlich ihres Energieverhaltens identifiziert, die basierend auf den erhobenen Daten eindeutige Zuordnungen zu Anreizsystemen und Maßnahmenbündeln zur Erhöhung der Energieeffizienz zulassen.

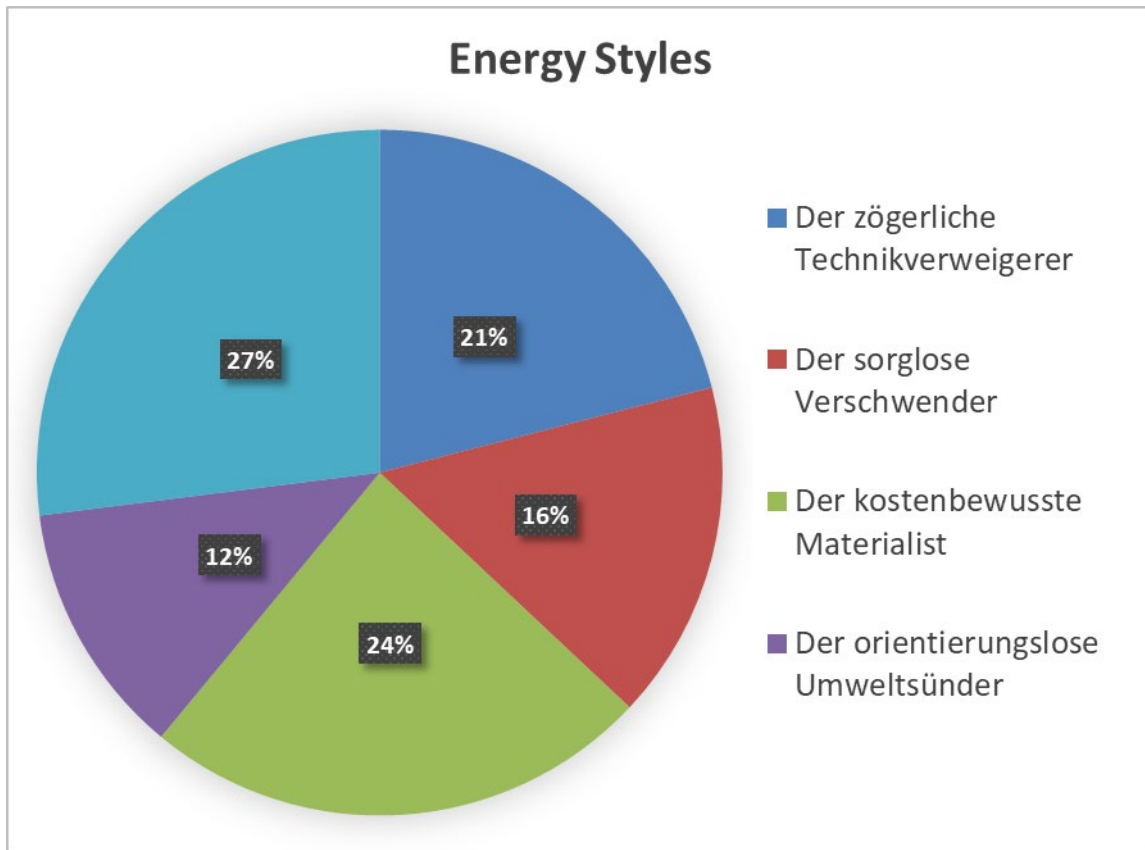


Abbildung 12: Energiebezogene Typisierung. (Hierzinger, Herry, Seisser, Steinacher, & Wolf-Eberl, 2011)

1. Der zögerliche Technikverweigerer

Die erste definierte Gruppe entspricht vor allem jenen Personentypen, die sehr skeptisch (neuen) Technologien gegenüberstehen. Im Kontext des Energieverhaltens und -konsums stehen in erster Linie die Minimierung von Risiko hinsichtlich der finanziellen Schwankungen und der Versorgung eine wichtige Rolle. Die Vertreter_innen dieser Gruppe sind zumeist mit dem Status Quo zufrieden und wollen diesen auch beibehalten.

2. Der sorglose Verschwender

Dieses Segment subsumiert jene Personengruppen, die sich der Konsequenzen des eigenen Verhaltens (im Kontext der Nachhaltigkeit allgemein und im Speziellen in Bezug auf Energie- und Ressourcenverbrauch) bewusst sind, die aber dennoch auf entsprechende Anpassungen im Sinne der Nachhaltigkeit und der Ressourcenschonung auf individuelle Maßnahmen verzichten. Diese Gruppe weist ein hohes Maß an Technikaffinität auf und ist am ehesten über diesen Zugang zu Verhaltensänderungen zu motivieren.

3. Der kostenbewusste Materialist

Im dritten Segment das Hierzinger et al. identifizieren finden sich Personen der mittleren bis unteren Einkommensschichten (geregelter Einkommen, aber nur knappes monatliches Auskommen), die auf Grund ihrer finanziellen Lage in erster Linie an kostensparenden Maßnahmen interessiert sind. In dieser Gruppe finden sich jene Österreicher_innen, die sich im Prozess des Hausbauens befinden oder sich vor Kurzem ein Eigenheim angeschafft haben, und aus ökonomischer Perspektive am Einsparungspotential interessiert sind – die ökologische Perspektive ist dabei eher sekundär.

4. Der orientierungslose Umweltsünder

Ein weiteres identifiziertes Cluster repräsentiert die Gruppe, die auf Grund fehlender Sensibilisierung und Wissen hinsichtlich Nachhaltigkeitsthemen, nicht an Energieeinsparmaßnahmen teilnehmen und rein passiv im Hinblick auf Energieeffizienzmaßnahmen agieren. Das generelle Interesse an dieser Thematik ist vergleichsweise gering, das finanzielle Einsparpotential ist allerdings für diese Gruppe nicht irrelevant, da die Vertreter_innen dieser Gruppe, den eher ökonomisch schlechter gestellten Schichten (niedrigeres Haushaltseinkommen, niedrigerer Bildungsabschluss) zuzuordnen sind.

5. Der Ökologieverantwortliche

Diese Gruppe repräsentiert jenen Verbraucher_innentyp, der sich sowohl durch Suffizienz als auch durch Effizienz auszeichnet, was alle Lebensbereiche betrifft. Dazu gehört ein sehr hohes Level an Bewusstsein bezüglich des eigenen Verhaltens und ein entsprechend hohes Maß an Motivation sich über neue Energieeffizienzmaßnahmen, die Energiewende, etc. zu informieren und diesbezüglich den eigenen Wissensstand zu erweitern. Die gesellschaftliche Relevanz des eigenen Verhaltens und die Sichtbarmachung sind sehr wichtig – dabei stehen die ideellen und nicht die finanziellen Effekte im Vordergrund.

Von den hier diskutierten fünf Segmenten spielen vor allem der Ökologieverantwortliche, der kostenbewusste Materialist und der sorglose Verschwender eine Rolle für die Flexibilisierung von Kund_innennetzwerken. Die anderen beiden Gruppen sind für Sanierungs- und Ausstattungsmaßnahmen (z.B.: Installation von Wärmepumpen, Fassadensanierungen zur Erhöhung der thermischen Qualität von Gebäuden, Automatisierung der Energiesteuerung, etc.) der eigenen Wohnhäuser eher nicht empfänglich da einerseits (der zögerliche Technikverweigerer) die damit verbundene technologische Komponente abschreckend wirkt und andererseits (der orientierungslose Umweltsünder) auf Grund des individuellen Lebensstils kein Interesse an dieser Thematik besteht.

Im Rahmen der Studie „Haushalte im Wettbewerb – Die gespaltene Marktsicht“ vom Verband der Elektrizitätswerke (Ziems & Herbst, 2006) wurden sechs Typen von Stromkund_innen identifiziert, die auch in Nachfolgestudien zum Energieverhalten der oberösterreichischen Stromkund_innen weiterverwendet wurden. Der Fokus dieser Studien liegt neben der individuellen Einstellung der Kund_innen in Hinblick auf ökologische und ökonomische Lebensbereiche vor allem auch auf der Preissensibilität, der Beziehung zum Stromanbieter und regionalen Aspekten des (Energie-) Konsums.

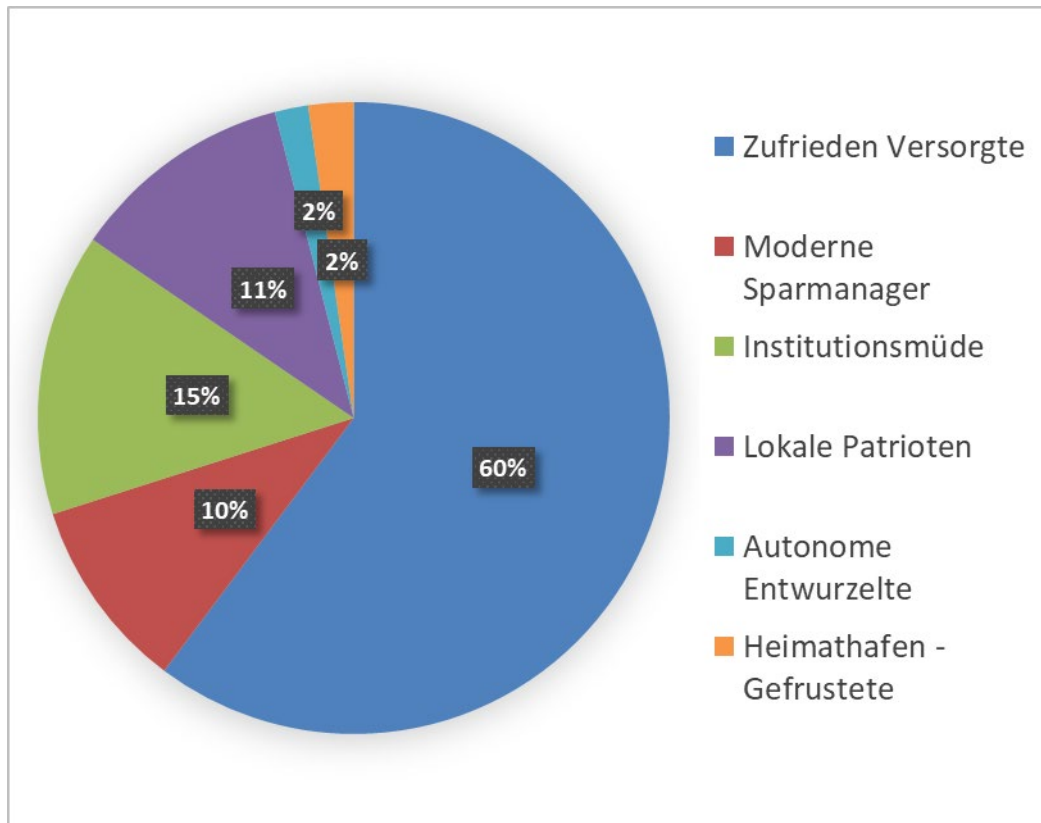


Abbildung 13: Kund_innentypen am Strommarkt in OÖ. (Jaksch, 2018)

(Jaksch, 2018) differenziert basierend auf einer repräsentativen Stichprobe der Kund_innenschaft der Energie AG Oberösterreich Vertriebs GmbH & Co KG sechs homogene Stromkund_innentypen, die hinsichtlich der oben angesprochenen Indikatoren differenziert sind.

1. Zufrieden Versorgte

Die größte identifizierte Kund_innengruppe setzt sich aus jenen Personen zusammen, die sich vergleichsweise wenig mit der Thematik der Energieversorgung beschäftigen und generell mit ihrer aktuellen Situation zufrieden sind. Im Fokus dieses Segments stehen vor allem Komfort und Qualität der angebotenen Services und weniger der Kostenfaktor.

2. Moderne Sparmanager

Die zweite Gruppe definiert sich vor allem durch ihren Fokus auf die materiellen bzw. finanziellen Aspekte des Energiekonsums und ihre hohe Preissensibilität – es werden vor allem Anbieter_innen und Produkte gesucht die kostengünstig sind. Dies kann einerseits am sozialen Milieu und den Einkommensverhältnissen, oder aber an der Sparmentalität der assoziierten Personengruppen liegen.

3. Institutionsmüde

Diese Gruppe ist generell unzufrieden mit ihrer Energieversorgungssituation lehnt aber Beeinflussung durch wirtschaftliche, oder staatliche Akteur_innen und Institutionen ab.

4. Lokale Patrioten

Das Kund_innensegment der Lokalen Patrioten weist eine starke Bindung zum jeweiligen regionalen Stromanbieter auf und empfindet diese als wechselseitige Partnerschaft, die auch mit höheren Kosten verbunden sein kann. Diese Gruppe kann vor allem durch ihre Motivation der regionalen Gesellschaft Vorteile zu verschaffen motiviert werden.

5. Autonome & Entwurzelte

Diese beiden Subgruppen fassen jene Stromkund_innen zusammen die keine regionale Bindung und eine geringe gesellschaftliche Integration aufweisen. Darüber hinaus sind vor allem preisliche Aspekte für das individuelle Energieverhalten verantwortlich, wobei das eigene Interesse an der Thematik eher aus ökonomischer Notwendigkeit gegeben ist.

6. Heimathafen – Gefrustete

Die letzte, im Rahmen der Studie von (Jaksch, 2018), definierte Kund_innengruppe beschreibt jene Personen, die durch technische und Servicemängel beim Energiekonsum enttäuscht wurden.

Die oben diskutierte Segmentierung von (Jaksch, 2018) der Kund_innen der Energie AG basierend auf der Einstellung zu Energieanbietern und Autoritäten, der (sozialen) Integration und der Bereitschaft die Eigeninteressen mit den Interessen der regionalen Community bietet das Potential relevante Gruppen für Prosumer-Modelle zu identifizieren. Nichts desto trotz werden auch hier Typen identifiziert, die nur schwer integriert werden können, da das Eigeninteresse am Energieverhalten zu gering ist oder die Ablehnung von externer Steuerung bzw. Beeinflussung zu hoch ist.

5.1.2 Flex+ Klassifizierung

Basierend auf den Ergebnissen der Desk Research, sowie den dokumentierten Ergebnissen der ersten Expert_innenworkshops im Rahmen von flex+ mit den Energielieferant_innen zeigt sich, dass eine Typisierung von Stromkund_innen eine Reihe an qualitativen Aspekten berücksichtigen muss, die einerseits Aufschluss über die Einstellungen und Werthaltungen der Zielgruppen und andererseits den Wissenstand und das soziale Milieu geben müssen. Generell gehen die oben zitierten Studien von einer fünf bis sechs Clusterlösung aus, wobei sich das Spektrum entweder vom ökologischen bis zum indifferenten Typ (in Bezug auf Nachhaltigkeit), oder vom technik-affinen zum technikverweigernden Typ reicht. In diesem Kontext muss bei der Segmentierung allerdings beachtet werden, dass der Prozess der explorativen Evaluation (Rating der relevanten Charakteristika der identifizierten Typen in einem iterativen Expert_innenprozess) nicht alle Klassifizierungen gleichbedeutend berücksichtigen kann und soll. Der Fokus auf eine mögliche Teilnahme an Flexibilitätsnetzwerken setzt voraus, dass beispielsweise jene Personengruppen, die sich generell an ihrem erlernten Energie(spar)verhalten orientieren und dies auch nicht ablegen wollen, oder können (z.B. sind die Vertreter_innen dieser Gruppe nicht bereit in technische Innovationen zu investieren, auch wenn dies langfristig ein höheren Beitrag zur Nachhaltigkeit leisten würde), in der vorliegenden Betrachtung nur in eingeschränktem Umfang relevant sind. Darüber hinaus stellen die uninformierten und nicht interessierten Stromkund_innen, die auch nicht über Informations- und Sensibilisierungsmaßnahmen adressiert werden können eine Gruppe dar, die nicht aktiv in die Typisierung einfließen.

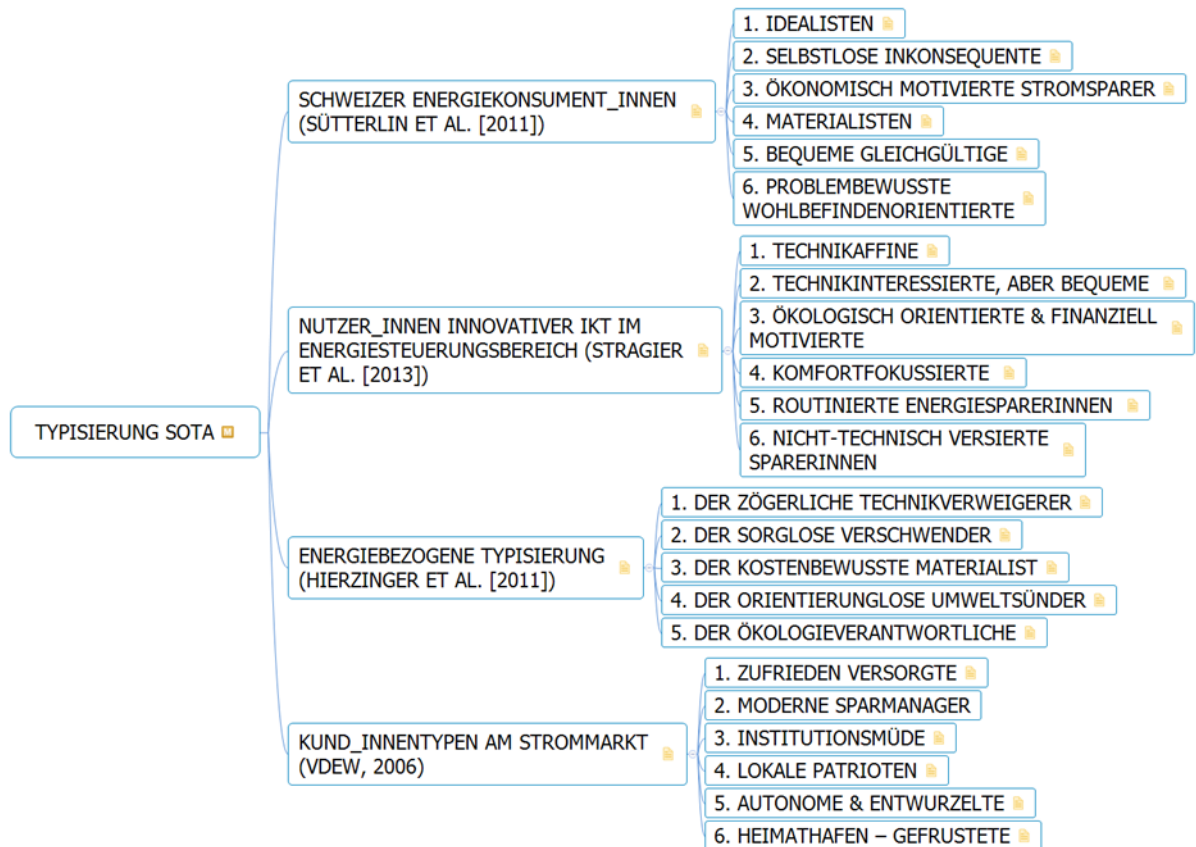


Abbildung 14: Typisierungen von Stromkund_innen auf Basis der State-of-the-Art-Analyse. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien)

Um eine Klassifizierung zu ermöglichen, die sich an den Ergebnissen der Studien von (Sütterlin, Brunner, & Siegrist, 2011), (Stragier, Derboven, Laporte, Hauttekeete, & De Marez, 2013), (Hierzinger, Herry, Seisser, Steinacher, & Wolf-Eberl, 2011) und dem (Ziems & Herbst, 2006) orientiert, wurden sowohl interne (z.B. Wissen, Werthaltungen, Einstellung, etc.) und externe Faktoren (z.B. empfundener gesellschaftlicher Druck, Vorbilder, etc.), im Rahmen des Definitionsprozesses berücksichtigt.

Ausgehend von den wissenschaftlichen Grundlagen wurden fünf Typen definiert, die in Hinblick auf Prosumer-Modelle und die Einstellung bezüglich der Bereitstellung der Flexibilität als relevant angenommen werden können. Jede der definierten Kund_innentypen unterscheidet sich dabei entlang eines Bewertungsrasters von sieben Kategorien, die die Einstellung zu den gesellschaftlichen, wirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen, die eigenen Werthaltungen, neuer technologischer Innovationen, dem regionalen Engagement, dem sozialen Status und Komfortaspekten im Energiekontext berücksichtigen (vgl. Tabelle 2).

Die Segmentierung der flex+ Typen stützte sich einerseits auf die im Rahmen der State-of-the-Art-Studie identifizierten Cluster, sowie auf einen explorativen Expert_innenprozess in Rahmen dessen die relevanten (Sub)Kategorien je Kund_innentyp bewertet wurden. Die in Tabelle 2 gelisteten Kategorien stellen damit jene Faktoren dar, die einerseits für die Beteiligung an Prosumer-Modellen als auch für die Bereitstellung der jeweiligen Flexibilität als relevant angenommen wurden.

Tabelle 2: Bewertungskategorien zur Charakterisierung der flex+ Typen

<ul style="list-style-type: none"> • Vertrauen <ul style="list-style-type: none"> ○ in den Flexibilitätsanbieter ○ Systemwirksamkeit des eigenen Beitrags ○ Politik ○ Unabhängigkeit – Autonomiebestreben (vom System, Anbieter, Netz) • Nachhaltigkeit <ul style="list-style-type: none"> ○ Umweltbewusstsein ○ Energiebewusstsein • Technikaffinität <ul style="list-style-type: none"> ○ Innovationshunger ○ Kontrollbedürfnis der Haustechnik, IKT, etc. ○ Große Freude am Basteln/ Einstellungen ausprobieren/ Selbst machen 	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten <ul style="list-style-type: none"> ○ Wirtschaftlichkeit einer Anschaffung ○ Einsparpotential ○ Präferenz für ideale Kosten-Nutzen Balance bei Anschaffungen (Best Deal- best Value at reasonable price) ○ Präferenz für Produkte mit höchster Qualität, die auch ihren Preis haben darf • Regionales Engagement • Sozialer Status <ul style="list-style-type: none"> ○ Sichtbarkeit der eigenen Handlungen ○ Zugehörigkeit zu einer Gemeinschaft • Komfort
---	--

Im Rahmen der Charakterisierung der Kund_innentypen wurde angenommen, dass für Prosumer das Vertrauen in die involvierten Akteur_innen des Systems einen zentralen Faktor für die Beteiligung darstellt. Es kann angenommen werden, dass ein Zusammenhang zwischen dem Vertrauen in den Stromanbieter, die politische Rahmenbedingungen, dem Bedürfnis nach Unabhängigkeit in Hinblick auf Stromproduktion und -versorgung und der Beteiligung der Kund_innen an Flexibilitäts-Modellen besteht, diese muss allerdings im Rahmen von empirischen Studien hinsichtlich der Effekte untersucht werden.

Die State-of-the-Art-Analyse zeigte sehr deutlich, dass hohes Bewusstsein in Bezug auf das eigene Energieverhalten und die generellen Effekte des eigenen Verhaltens im Sinne der Nachhaltigkeit Merkmale jener Kund_innentypen darstellen, die sich aus Eigenantrieb und intrinsischer Motivation an dezentralen Energiemodellen beteiligen. Zwischen dem Bewusstsein für Nachhaltigkeit und der Bereitschaft sich aktiv zu beteiligen und im Sinne der Allgemeinheit Flexibilität zur Verfügung zu stellen besteht ein potentieller Zusammenhang, der ebenfalls einer eingehenden empirischen Untersuchung unterzogen werden sollte.

Der Aspekt der Technikaffinität wird in der verfügbaren Literatur sehr unterschiedlich diskutiert, wodurch eine differenzierte Herangehensweise hinsichtlich dieser Dimension angeraten scheint. Während einige Studien hierunter vor allem das Interesse und die Beteiligung an den neuesten technologischen Innovationen subsumieren, kann damit auch das Bedürfnis assoziiert werden, gerne ein möglichst hohes Maß an Funktionen (z.B. im Smart Home) selbst steuern und kontrollieren zu können. Beide Aspekte stellen bis zu einem gewissen Grad eine Voraussetzung für die Beschäftigung bspw. mit Smart-Grids dar. Zusätzlich ist unter den technik-affinen Kund_innen teilweise das Interesse an do-it-yourself Lösungen und der Beschäftigung mit der Rolle als Prosumer auf technische Ebene sehr wichtig.

Einen Faktor, welcher die unterschiedlichen Typen klar differenziert, stellt die Kostendimension dar. In diesem Kontext spielen nicht nur die soziale Lage (Kaufkraft, Einkommen, etc.), sondern auch das damit verbundene generelle Konsumverhalten wichtige Rollen. Das

Einsparpotential kann ein entscheidender Aspekt in Hinblick auf das Energieverhalten darstellen, so ist davon auszugehen, dass sich die unterschiedlichen Einkommensschichten diesbezüglich.

Die soziale Verbundenheit auf lokaler und regionaler Ebene spielt nicht nur hinsichtlich des Konsumverhaltens, sondern auch in Bezug auf die Bereitschaft zu systemdienlichem Verhalten eine wichtige Rolle. Es konnte bspw. gezeigt werden, dass bestimmte Kund_innengruppen ihrem Stromanbieter treu bleiben, auch wenn günstigere Alternativen zur Verfügung stehen würden, weil ein regionales Unternehmen bevorzugt wird. Auf der anderen Seite kann unter manchen Kund_innen von einer Bereitschaft zur Bereitstellung ihrer Flexibilität ausgegangen werden, weil sie Wert darauflegen, dass das Energiesystem in der eigenen Community möglichst reibungslos funktioniert und nehmen dafür auch individuelle Komforteinbußen in Kauf.

Der soziale Status bzw. die Selbsteinstufung in bestimmte soziale Schichten ist für unterschiedliche Kund_innengruppen ein sehr verschieden gewichtetes Argument um bestimmte Verhaltensweise anzunehmen, sich zu beteiligen, etc. In diesem Zusammenhang muss zwischen dem Bedürfnis einer bestimmten sozialen Gruppe zugeordnet zu werden und der Suche nach einer möglichst positiven Außenwahrnehmung differenziert werden. Die Bedeutung des sozialen Status' kann somit sowohl für Gruppen, die in erster Linie aus materialistischen Gründen an einem Prosumer-Modell teilhaben und jenen, die aus Gründen der sozialen Zugehörigkeit zu einer ökologisch orientierten Gruppe ein bestimmtes Verhalten an den Tag legen, ähnlich hoch sein.

Ein Faktor, welcher unter anderem für den Erfolg eines Prosumer-Modells entscheidend sein kann, ist der Komfort den die Akteur_innen für sich einfordern. Vor allem für die allgemeine Akzeptanz eines Modells ist die individuelle Wahrnehmung der Auswirkungen auf den Komfort eine wichtige Grundlage. Im Rahmen der Studien zur Differenzierung unterschiedlicher Nutzer_innentypen zeigte sich deutlich, dass bestimmte Kund_innen in der Gewährleistung des eignen Komforts, ohne Einschränkungen, eine Voraussetzung für ihr Konsumverhalten sehen.

Unter Berücksichtigung dieser Dimensionen konnten die in Abbildung 15 präsentierten fünf Kund_innentypen fassen dementsprechend ein breites Spektrum an Bedürfnissen und Faktoren zusammen, die das Energieverhalte determinieren.

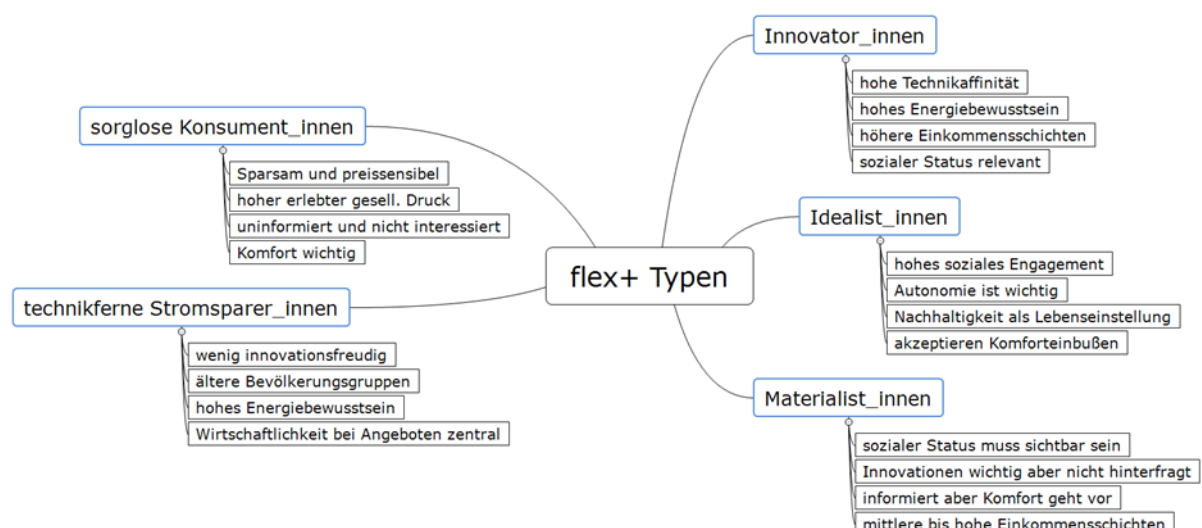


Abbildung 15: flex+ Typisierung von Stromkund_innen (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien)

Innovator_innen

Die erste Gruppe der flex+ Typisierung setzt sich aus jenen Kund_innen zusammen, die sich primär durch ihr hohes Maß an Technikaffinität auszeichnen und jener verhältnismäßig kleinen Gruppe an Personen zuzurechnen sind für die die Beteiligung an technischen Innovationsprozessen ein zentrales Verhaltensargument darstellt. Hinsichtlich der sozialen Lage sind die Vertreter_innen eher den mittleren Altersgruppen und höheren Einkommenschichten zuzurechnen, deren ökonomische Situation eine entsprechend technikorientiertes Konsumverhalten ermöglicht.

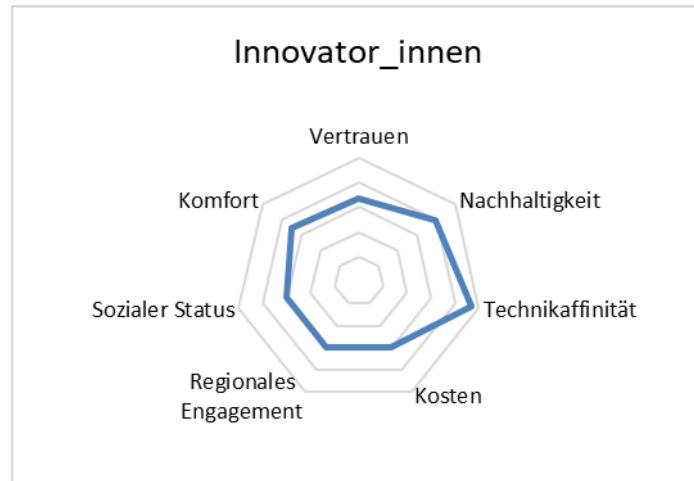


Abbildung 16: Werthaltungen der Innovator_innen. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien)

Diese Gruppe ist sich der Konsequenzen des eigenen Verhaltens bewusst und auch entsprechend informiert, allerdings stellen Komfortaspekte ebenso wichtige Entscheidungsfaktoren dar. Darüber hinaus, ist auch der soziale Status, der nach außen hin sichtbar sein soll, und die damit verbundene gesellschaftliche Wertschätzung, eine nicht zu vernachlässigende Größe in Hinblick auf die Motivation dieser Gruppe.

Idealist_innen

Jene Gruppe an Kund_innen, die in erster Linie am Gemeinwohl interessiert sind und ihren gesamten Lebensstil an der Nachhaltigkeit der konsumierten Produkte ausrichtet lässt sich im Typ Idealist_innen zusammenführen. In diesem Segment ist der soziale Status vor allem auf Grund der hohen Bedeutung der sozialen Integration ein weiterer wichtiger Faktor. In dieser Gruppe finden sich die Kund_innen, die ein großes regionales Engagement aufweisen und sich auch im Sinne der eigenen sozialen Gemeinschaft einbringen und Entscheidungen treffen.

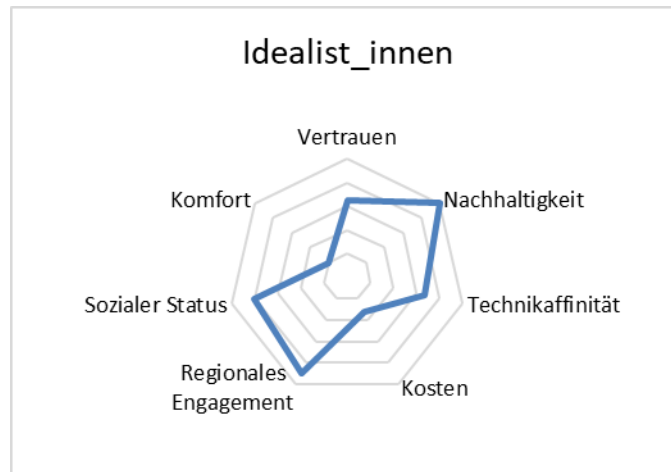


Abbildung 17: Werthaltungen der Idealist_innen. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien)

Die beiden Dimensionen Komfort und Kosten sind für diese Gruppe sekundär, solange der eigene Beitrag die Gesamtsituation verbessert. Demnach werden auch höhere Kosten, oder eine Einschränkung des individuellen Komforts akzeptiert um sich im Sinne der Nachhaltigkeit einzubringen.

Materialist_innen

Komfort stellt für die Gruppe der Materialist_innen an erster Stelle – dieser muss unter allen Umständen gewährleistet sein, da die Eigeninteressen dieses Segments in jedem Fall zentral sind. Daneben spielt vor allem auch der soziale Status bzw. die gesellschaftliche Sichtbarkeit desselben eine wichtige Rolle in Entscheidungsprozessen. Der Kostenfaktor ist in dem Sinne für diese Gruppe relevant als, dass „prestigeträchtige“ Produkte bevorzugt konsumiert werden, da diese ebenfalls den sozialen Status aufwerten.

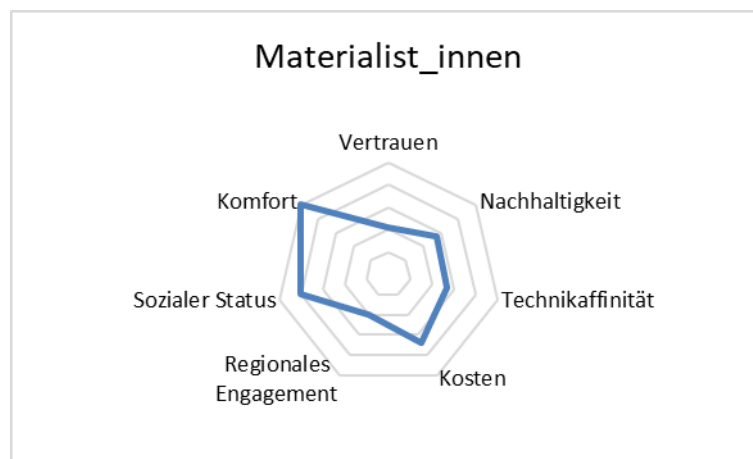


Abbildung 18: Werthaltungen der Materialist_innen. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien)

Diese Einstellung gegenüber dem eigenen Konsumverhalten ist möglich, da die Personen in dieser Gruppe eher den mittleren und höheren Einkommensschichten zuzurechnen sind. Die Vertreter_innen dieses Kund_innentyps sind zwar hinsichtlich der Effekte ihres eigenen

Energieverhaltens informiert, der individuelle Komfort geht aber vor. Technologische Innovationen stellen für diese Gruppe ebenfalls als Konsumgut eine relevante Größe dar, die Bedeutung dieser Technologien im Sinne der Nachhaltigkeit werden aber nicht hinterfragt.

Sorglose Konsument_innen

Es kann angenommen werden, dass eine anteilmäßig vergleichsweise große Gruppe, den sorglosen Konsument_innen zugerechnet werden kann. Diesem Segment werden jene Kund_innen zugerechnet, die nicht ausreichend informiert und sensibilisiert sind in Bezug auf Aspekte der Energiewertschöpfungskette. Nachhaltigkeit (Energie- und Umweltbewusstsein) stellt für diese Gruppe keinen Faktor dar, der das Alltagsverhalten bestimmt – nichts desto trotz nimmt diese Gruppe den gesellschaftlichen Druck hin zu einem nachhaltigeren Verhalten stärker wahr als die anderen Typen.

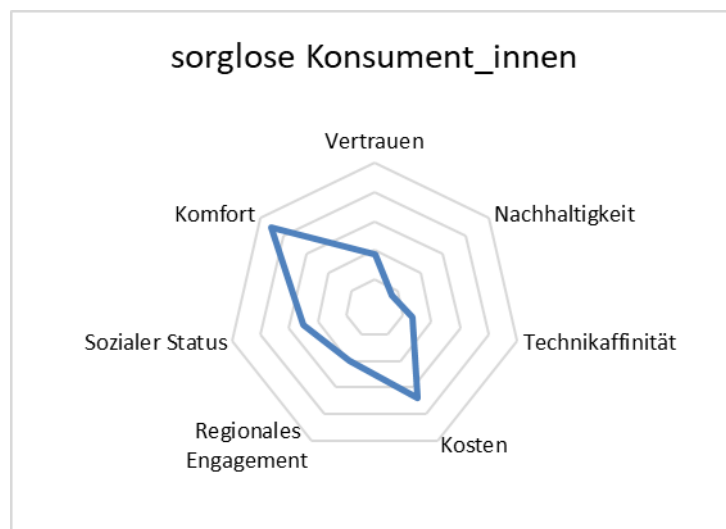


Abbildung 19: Werthaltungen der sorglosen Konsument_innen. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien)

Im Gegensatz zur Nachhaltigkeit sind Sparsamkeit und Preissensibilität Eigenschaften dieses Typs, die unter anderem auf den ökonomischen Druck zurückgeführt werden können, dem sich dieses Segment auf Grund der Einkommenssituation ausgesetzt sieht.

Technikferne Stromsparer_innen

Die älteren Altersgruppen werden explizit im Kund_innensegment der technikfernen Stromsparer_innen abgebildet. In dieser Gruppe ist das Energiebewusstsein vergleichsweise hoch, das Verhalten zum Stromsparen ist dabei an bekannte und routinierte Verhaltensweisen gebunden (z.B.: Licht aus beim Verlassen des Raums, Raumtemperatur nicht höher als nötig, etc.).

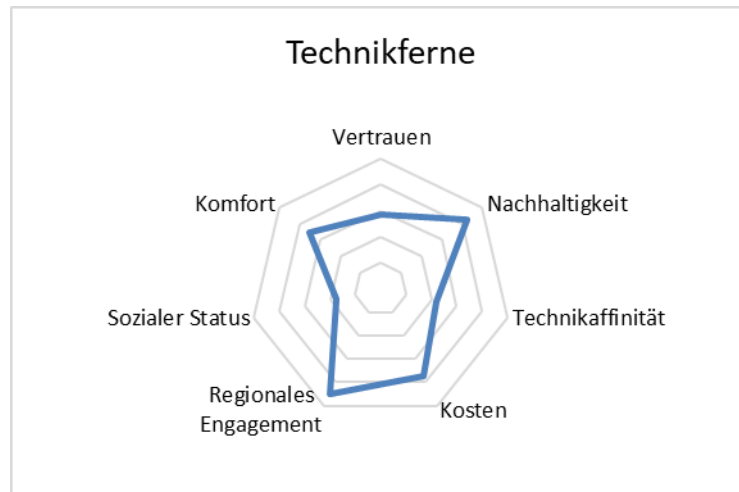


Abbildung 20: Werthaltungen der technikfernen Stromsparer_innen. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien)

Nachhaltigkeit spielt demnach eine wichtige Rolle für diese Gruppe, allerdings werden technologische Innovationen, die diese fördern könnten abgelehnt. Darüber hinaus stellt die Sparfreudigkeit für diese Gruppe eine ebenso wichtige Eigenschaft dar – die Wirtschaftlichkeit der angebotenen Services und Produkte wird dementsprechend hoch bewertet werden.

5.2 Monetäre Anreize

In diesem Abschnitt werden hinsichtlich monetärer Anreize drei unterschiedliche Preismodelle eines Energielieferanten für Endkund_innen qualitativ beschrieben: **Fixrate-**, **Dynamisches** und **Flatrate-Preismodell**. Darüber hinaus werden zwei unterschiedliche Vergütungsmodelle für die Flexibilitätsbereitstellung beschrieben: Die **Tarifreduktion** und die **Transparente Regelenenergie Reduktion**. Wenn keine Flexibilität bereitgestellt wird, wird in diesem Kapitel das Preismodell als **Status quo** bezeichnet.

Neue Preismodelle sollen den Endkund_innen die notwendigen monetären Anreize bieten um einen hohen Grad an Flexibilitätsbereitstellung zu ermöglichen. Daher ist ein geeignetes Preismodell ein Schlüsselfaktor für die Wirtschaftlichkeit der Nutzung von Last- und Erzeugungsflexibilität. Für den Lieferanten ergibt sich einerseits die Möglichkeit an kurzfristigen Strommärkten teilzunehmen und andererseits Erlöse am Regelenenergiemarkt zu generieren. Diese Erlöse können für die Endkund_innen als monetäre Anreize in den unterschiedlichen Preismodellen weitergegeben werden und sollten eine Kostenreduktion für die Endkund_innen ergeben.

5.2.1 Anreize für Flexibilitätsbereitstellung

Um für die Endkund_innen einen monetären Anreiz zur Flexibilitätsbereitstellung für die unterschiedlichen Preismodelle zu schaffen, werden zwei unterschiedliche Anreizsysteme im Folgenden beschrieben und in den folgenden Kapiteln grafisch dargestellt.

1. **Tarifreduktion:** In diesem Fall wird je nach Preismodell der Tarif um einen fixen Anteil reduziert. Das bedeutet, dass im Fixrate- und im Dynamischen Preismodell die Rate um einen fixen €/kWh Wert und im Flatrate-Preismodell um einen fixen Euro-Wert reduziert wird.
2. **Transparente Regelenenergie Reduktion:** Bei dieser Preismodellreduktion ist vorgesehen, dass der Komponentenpool einem Regelleistungsanbieter die Flexibilität nur zu einem bestimmten Preis verkauft. Die Gebote der Regelleistungsanbieter für den Pool werden nur mit den tatsächlich gebotenen Preisen vergütet. Der Regelleistungsanbieter gibt sein Gebot für den Ankauf der Vorhaltung der abzurufenden Leistung (Leistungspreis) sowie sein zusätzliches Gebot für die Vergütung der tatsächlichen Erbringung der Leistung (Arbeitspreis) an den Lieferanten und an die Endkund_innen weiter. Das bedeutet im Fixrate- und im Dynamischen Preismodell wird der Energiepreis in €/kWh mit dem erzielten Regelenenergiepreis in €/kWh reduziert. Einen zusätzlichen Bonus in Euro für die Leistungsvorhaltung erfolgt ebenfalls. Im Flatrate-Preismodell wird der mögliche erhöhte Energiebezug und die zugehörigen möglichen Überziehungskosten in Euro oder in €/kWh mit dem Regelenenergiepreis in €/kWh oder mit einem Gesamtbonus in Euro (Arbeits- und Leistungspreis) abgegolten.

5.2.2 Fixrate-Preismodell

Bei der Anwendung des Fixrate-Preismodells bezahlen die Kund_innen die vorher vereinbarten energieabhängigen Fixtarife für den Energiebezug (neben allgemeinen fixen Energierechnungsbestandteilen), und erhalten die vorher vereinbarte Vergütung für die ins Netz eingespeiste Energie. Die Energiekosten bestehen in diesem Fall aus einer Grundgebühr und dem Energiepreis. Andere Kostenteile wie die Netzentgelte und andere Energieabgaben werden in diesem Kapitel nicht betrachtet. In diesem Fall ist also der Energiepreis in €/kWh konstant. Das heißt, dass die jährlichen Energiekosten in €/Jahr proportional zu

dem bezogenen Strom ansteigen. Die Steigung der Energiekostenkurve ist vom fixen Energiepreis bestimmt. Anschließend sind die jährlichen Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug ohne die Bereitstellung von Flexibilität (Status quo) qualitativ in Abbildung 21 dargestellt.

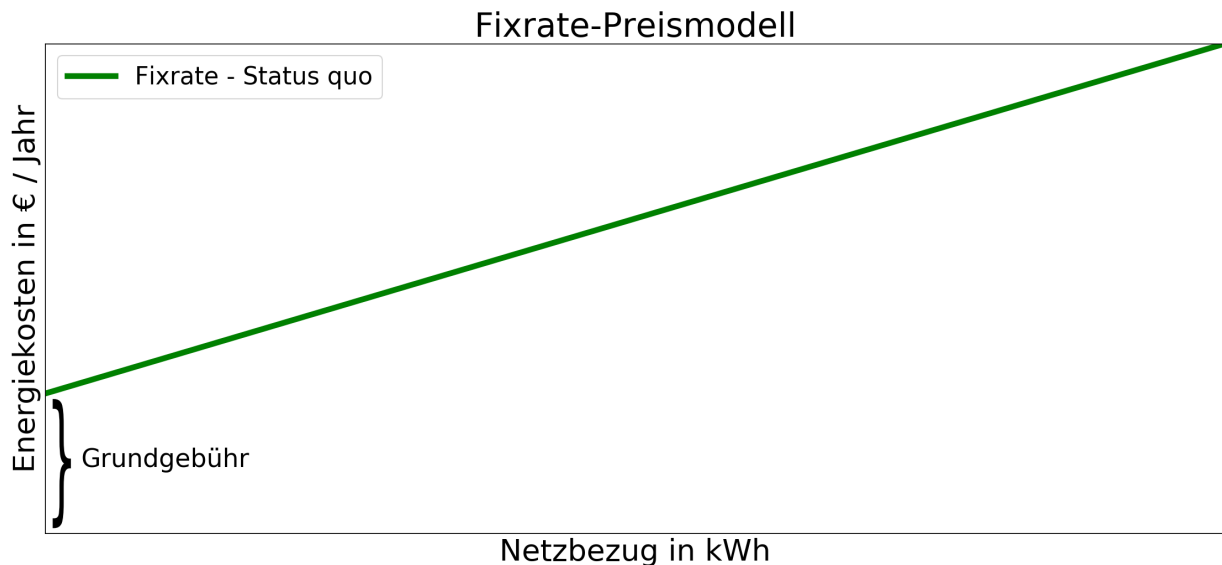


Abbildung 21 Fixrate-Preismodell: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

Das Ziel eines konstanten Preises ist, den Kund_innen Sicherheit zu bieten. Die Kosten der Kund_innen sind von den Preisschwankungen der Energiemärkte nicht abhängig. Für die Kund_innen bedeutet das eine langfristige Planbarkeit.

Der Arbeitspreis für die Energie ist in der Regel mindestens bis zum Ende der Vertragsperiode garantiert. Erst am Anfang des neuen Vertragsjahres kann der Arbeitspreis verändert werden. Ein potenzielles Risiko, das die Kund_innen eingehen, besteht also darin, dass nach Ablauf der Preisgarantie eine Preissteigerung erfolgt.

Wenn Kund_innen dem Lieferanten die Flexibilität zur Verfügung stellen, dann wird der Lieferant den Kund_innen einen reduzierten Tarif anbieten. In diesem Fall besteht der reduzierte Tarif aus einem reduzierten fixen Energiepreis in €/kWh. Da die Steigung der Energiekostenkurve vom fixen Energiepreis bestimmt, wird diese schwächer im Vergleich zum Status quo. Die jährlichen Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug, mit der Bereitstellung von Flexibilität zur Tarifrückbildung im Vergleich mit dem Fixrate Status quo Tarif sind qualitativ in Abbildung 22 dargestellt.

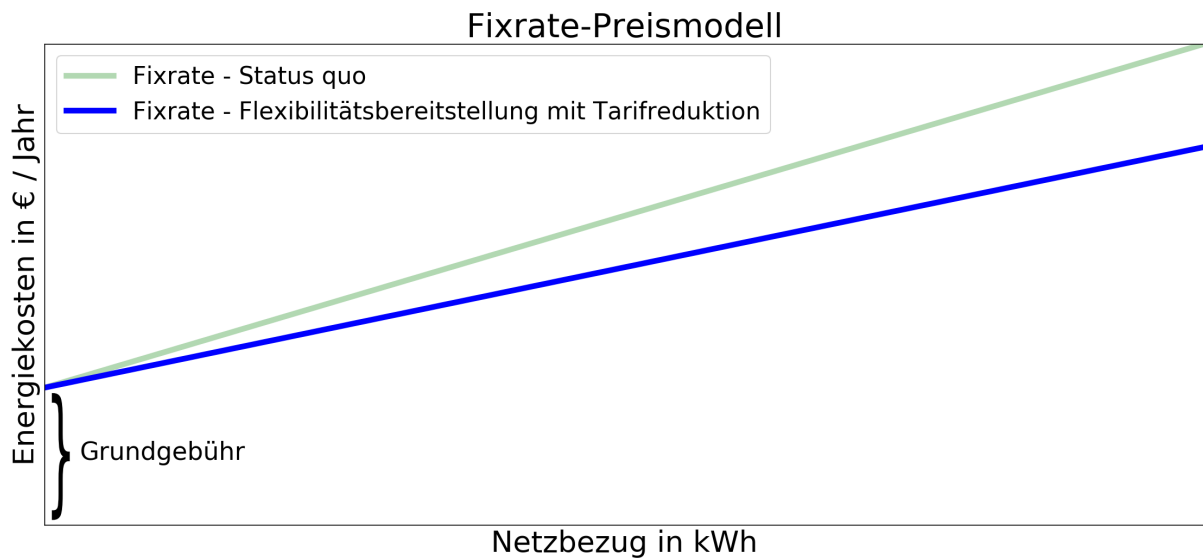


Abbildung 22 Fixrate-Preismodell und Flexibilitätsbereitstellung mit Tarifreduktion: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

Bei der Anwendung der Transparenten Regenergie Reduktion im Fixrate-Preismodell nehmen die Kund_innen einen gewissen Unsicherheitsfaktor in Kauf. Das bedeutet, dass die Kund_innen sowohl geringere als auch höhere Kosten haben können als im Fixrate-Preis-modell mit Tarifreduktion, je nachdem welche Erlöse an den Regenergiemärkten erzielt werden. Bei dieser Preismodellreduktion ist vorgesehen, dass der Komponentenpool einem Regenergieanbieter die Flexibilität nur zu einem bestimmten Preis verkauft und dass die Gebote des Regenergieanbieters für den Pool nur mit den tatsächlich gebotenen Preisen vergütet werden. Aus diesem Grund wird der spezifische Energiepreis in €/kWh mit dem erzielten Regenergiepreis in €/kWh reduziert und deswegen wird der Kunde niedrigere jährliche Energiekosten haben im Vergleich zum Fixrate - Status quo.

Eine qualitative Darstellung der Gesamtkosten in Abhängigkeit vom Netzbezug bei der Anwendung der Transparenten Regenergie Reduktion im Vergleich mit dem Fixrate Status quo ist in Abbildung 23 gezeigt.

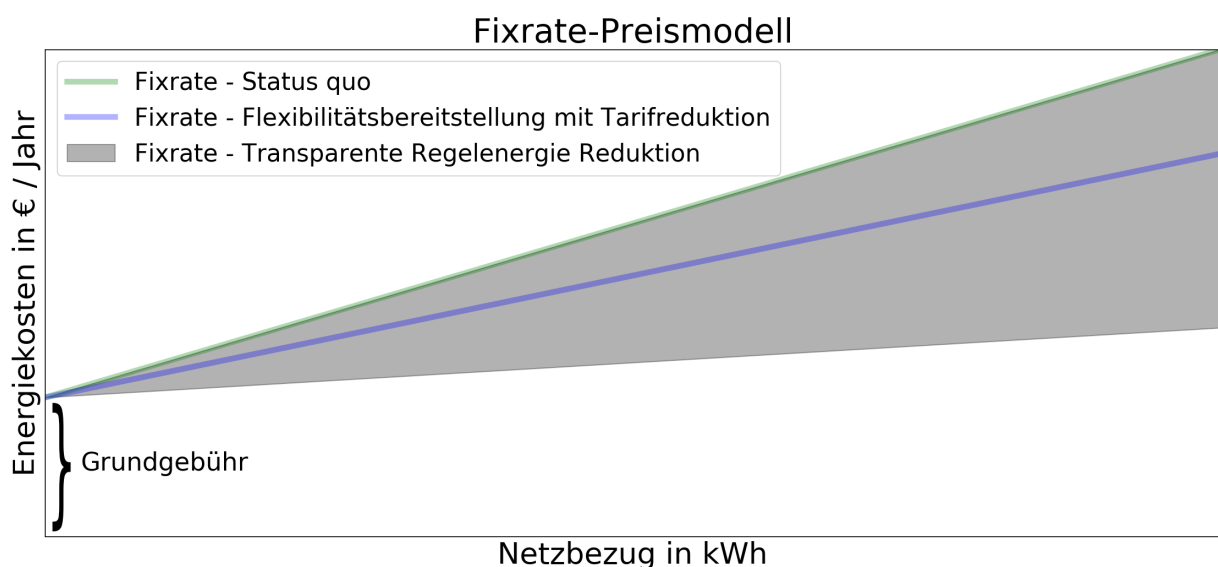


Abbildung 23 Fixrate-Preismodell und Transparente Regenergie Reduktion: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

5.2.3 Dynamisches Preismodell

Bei der Anwendung des Dynamischen Preismodells richtet sich der verrechnete Energiepreis nach den erzielten Marktpreisen. Somit passt sich der Kund_innen-Tarif in Intervallen den jeweiligen Strommarktpreisen an. Insgesamt besteht der energieabhängige Arbeitspreis in diesem Fall aus einer dynamischen Komponente, die sich an den Marktpreisen orientiert, und einer konstanten Komponente, die der Gewinnmarge des Lieferanten entspricht. Der Bereich, in dem sich die Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug ergeben könnten, ist qualitativ in Abbildung 24 dargestellt. Das bedeutet, es ergibt sich eine gewisse Bandbreite in den Energiekosten für die Kund_innen, je nach Verbrauchsverhalten und Marktpreisentwicklungen. Aus diesem Grund, wenn im Strommarkt negativen Preisen vorkommen, könnten sich sogar negative jährlichen Energiekosten für den Kund_innen ergeben. In diesem Fall, sind also das Verbrauchsverhalten und die jährlichen Energiekosten der Kund_innen abhängig von den Preisschwankungen der Spotmärkte.

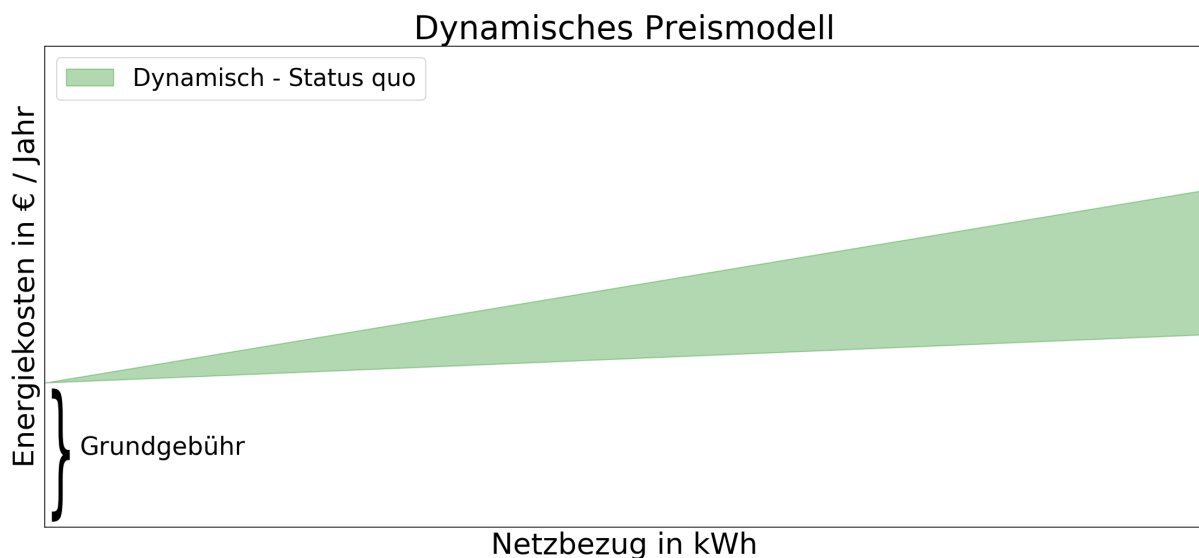


Abbildung 24 Dynamisches Preismodell: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug.
(Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

Dieses Modell ist für die Kund_innen geeignet, die sich mit Energierechnungen beschäftigen möchten. Die Transparenz stiftet einen weiteren Kund_innennutzen dieses Preismodells, denn die tatsächlichen Verbrauchsdaten in den jeweiligen Preiszonen und der Verlauf der Energiepreise werden tagesaktuell und historisch angezeigt.

Kund_innen die Flexibilitäten zur kostenminimalen Optimierung nutzen, können durch das dynamische Preismodell einen aktiven Beitrag für den Energieeinsatz von erneuerbarer Stromerzeugung leisten. Niedrige Strompreise entsprechen in der Regel einer hohen Einspeisung erneuerbarer Energien an der Strombörse. In Abbildung 25 ist der Merit-order-Effekt gezeigt, der den strompreisdämpfenden Effekt der Erneuerbaren Energien im Großhandelsmarkt bewirkt. Wie ersichtlich, sinkt der spezifische Energiepreis bei Einspeisung erneuerbarer Energie.

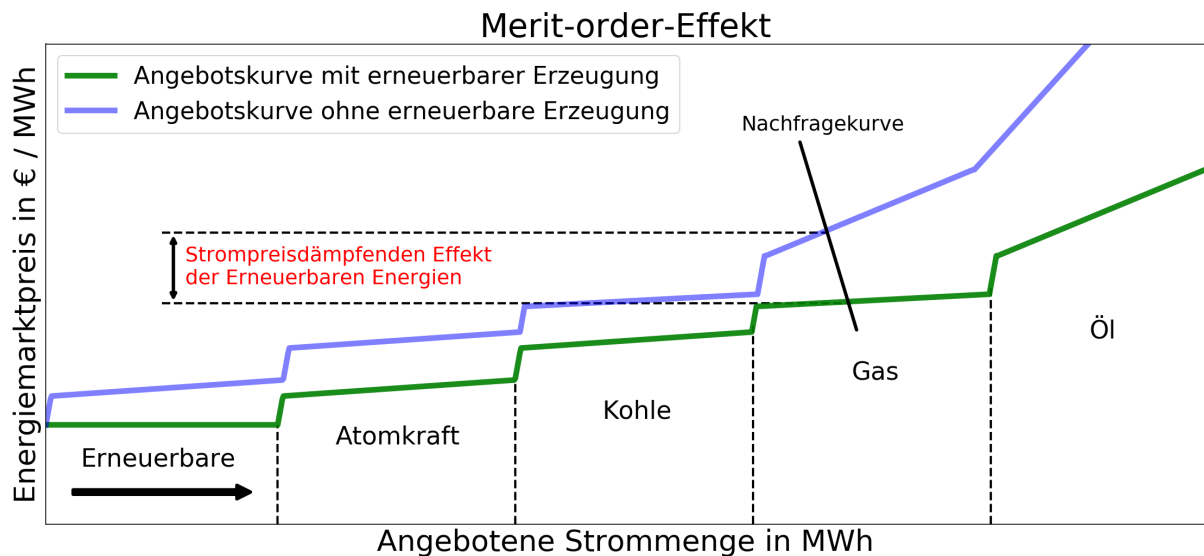


Abbildung 25 Der strompreisdämpfende Effekt der Erneuerbaren Energien: Der Merit-order-Effekt. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

Damit der Lieferant den Kund_innen den dynamischen Tarif anbieten kann, sollen diese fernauslesbare Stromzähler (Smart Meter) installiert haben. Außerdem ist es nötig, dass die Kund_innen einer viertelstündigen Auslesung ihrer Verbrauchsdaten zustimmen, damit die Zähler den Verbrauch messen und die Daten an den Netzbetreiber übermitteln. Die Daten werden dann an den Lieferanten für die Abrechnung weitergeleitet. Zuletzt sollen alle Flexibilitätskomponenten mit einer intelligenten, ans Internet angebundenen Steuerung ausgestattet sein, damit die verschiedenen Preissignale verarbeitet werden können.

Wenn Kund_innen dem Lieferanten zusätzlich ihre Flexibilitäten für Regelreserveprodukten zur Verfügung stellen, dann wird der Lieferant auf mehreren Preissignalen reagieren können. Die Bereitstellung von den Kunden ihrer Flexibilität ermöglicht dem Lieferanten deren Verbrauchsverhalten in Abhängigkeit der Preisschwankungen der Spotmärkte und der Auktionen der Regelenergiemärkte zu optimieren. Dies ergibt niedrigere jährlichen Energiekosten im Vergleich zum Status quo, denn die Tarifiereduktion verringert die konstante Gewinnmarge des Lieferanten, erhöht aber seine Vermarktungsoptionen der Flexibilitäten. Die jährlichen Gesamtkosten in Abhängigkeit vom Netzbezug mit der Bereitstellung von Flexibilität zur Tarifiereduktion sind qualitativ in Abbildung 26 dargestellt.

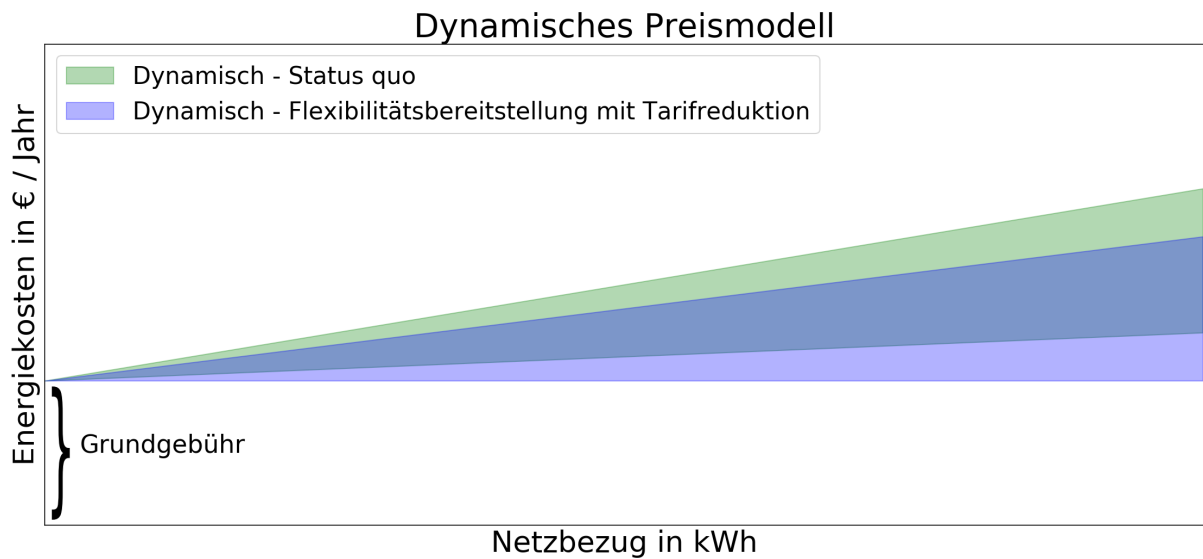


Abbildung 26 Dynamisches Preismodell und Flexibilitätsbereitstellung mit Tarifiereduktion: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

Bei der Anwendung der Transparenten Regelernergie Reduktion beim Dynamischen Preismodell entstehen die gleichen Unsicherheiten für die Kund_innen, wie im Fixrate-Preismodell. Durch die Varianz der Preise an den Energie- und Regeler Energiemärkten erhöht sich die Bandbreite der Energiekosten für die Kund_innen erheblich. Das bedeutet, dass die Kund_innen sowohl geringere als auch höhere Kosten haben können als im Dynamischen Preismodell mit Tarifiereduktion, je nachdem welche Erlöse an den Regeler Energiemärkten erzielt werden. Bei dieser Preismodellreduktion ist vorgesehen, dass der Komponentenpool einem Regelleistungsanbieter die Flexibilität nur zu einem bestimmten Preis verkauft und dass die Gebote des Regelleistungsanbieters für den Pool nur mit den tatsächlich gebotenen Preisen vergütet werden. Es ist also nicht möglich, dass die jährlichen Energiekosten bei der Anwendung der Transparenten Regelernergie Reduktion höher sind im Vergleich zum Dynamischen - Status quo.

Eine qualitative Darstellung der Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug bei der Anwendung der Transparenten Regelernergie Reduktion beim Dynamischen Preismodell ist in Abbildung 27 gezeigt.

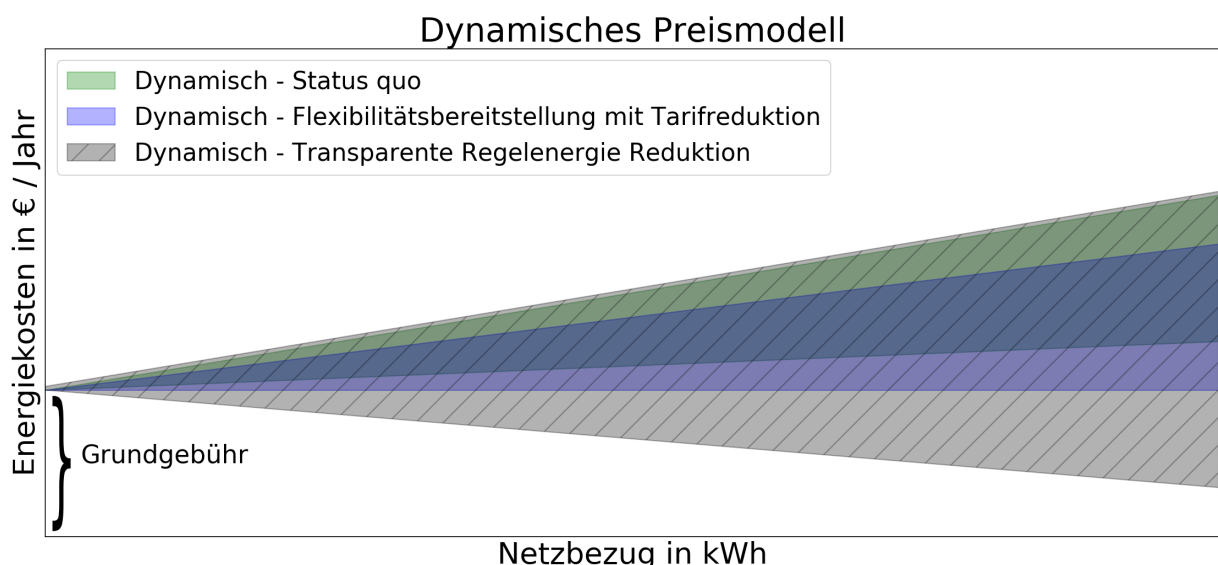


Abbildung 27 Dynamischer Tarif und Transparente Regelernergie Reduktion: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

5.2.4 Flatrate-Preismodell

Bei dem Flatrate-Preismodell zahlen die Kund_innen einen festgesetzten Pauschalpreis. Es ist also eine festgestellte „Freimenge“ vereinbart. Bei Überschreitung der Freimenge wird entweder mit einem Fixpreis in €/kWh (Abbildung 29) oder mit weiteren „Freimengenkontingenten“ in €/Jahr (Abbildung 28) abgerechnet. Flatrate-Gruppen müssen laufend überwacht werden, sodass sich möglichst keine Überschreitung mit der gewählten Freimenge und dem Flat-Preis ergibt. Die jährlichen Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug sind qualitativ für beide Varianten in Abbildung 28 und Abbildung 29 dargestellt. In beiden Abbildungen sind drei unterschiedliche Pauschalpreise mit den entsprechend unterschiedlichen „Freimenge“ gezeigt.

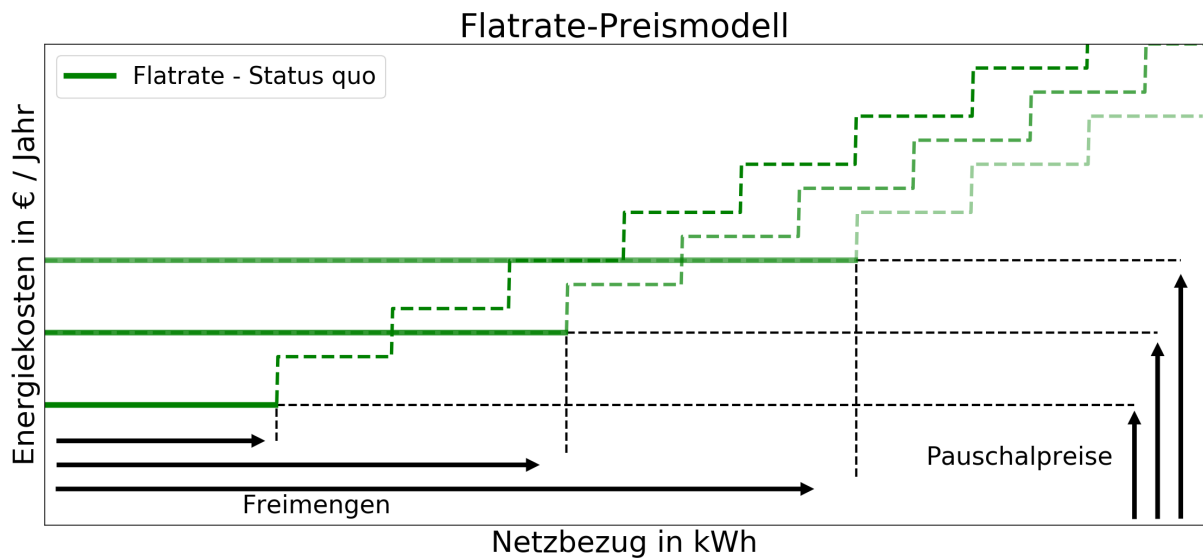


Abbildung 28 Flatrate-Preismodell mit weiteren Freimengenkontingenten nach Überschreitung der Freimenge: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

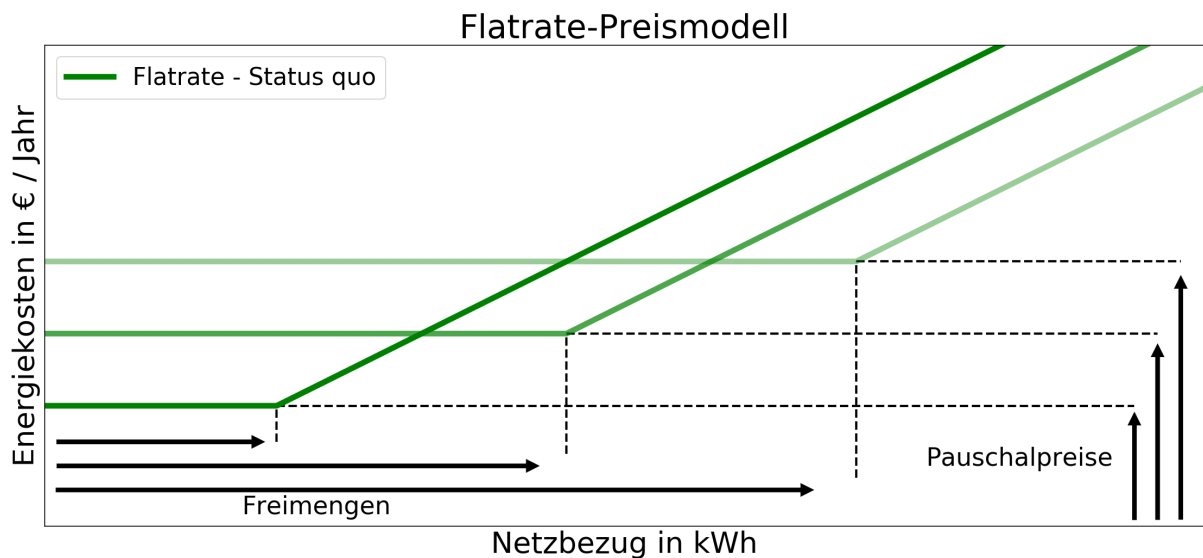


Abbildung 29 Flatrate-Preismodell mit Fixpreis nach Überschreitung der Freimenge: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

Das Ziel eines Flatrate-Preismodells ist, den Kund_innen die Energieversorgung bis zu einer vereinbarten Abnahmemenge zu einem festgesetzten Pauschalpreis zu bieten. Wie bei der Anwendung vom Fixrate-Preismodell sind die Kosten der Kund_innen auch in diesem Fall unabhängig von den Preisschwankungen der Energiemärkte.

Dieses Modell ist für Kund_innen geeignet, die sich vor unerwartet hohen Kosten schützen wollen und für Kund_innen, die ihre tatsächliche Nutzung überschätzen. Somit können Kund_innen Unannehmlichkeiten verhindern, die mit der unmittelbaren Wahrnehmung von Grenzkosten verbunden sind (Krämer & Wiewiorra, 2011).

Das Sparen von Strom wird bei der Anwendung des Flatrate-Preismodells nicht belohnt, denn die Kund_innen bezahlen einen festgesetzten Pauschalpreis, der in der Regel mindestens bis zum Ende der Vertragsperiode garantiert ist. Wenn die Kund_innen dem Lieferanten seine Flexibilität zur Verfügung stellt, dann wird der Lieferant den Kund_innen eine höhere „Energiefreimenge“ und/oder einen niedrigen Pauschalpreis anbieten, denn er kann auf mehreren Marktpreissignalen reagieren und somit seine Energieerhaltungskosten am Markt reduzieren. Die Bereitstellung von den Kunden ihrer Flexibilität ermöglicht dem Lieferanten deren Verbrauchsverhalten in Abhängigkeit der Preisschwankungen der Spotmärkte und der Auktionen der Regelenenergiemärkte zu optimieren. Die Tarifiereduktion verringert also die Gewinnmarge des Lieferanten und vergrößert die angebotene „Energiefreimenge“, erhöht aber seine Energievermarktungsoptionen der Flexibilitäten. Die jährlichen Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug, mit der Bereitstellung von Flexibilität zur Tarifiereduktion im Vergleich mit dem Flatrate - Status quo sind qualitativ in Abbildung 30 dargestellt.

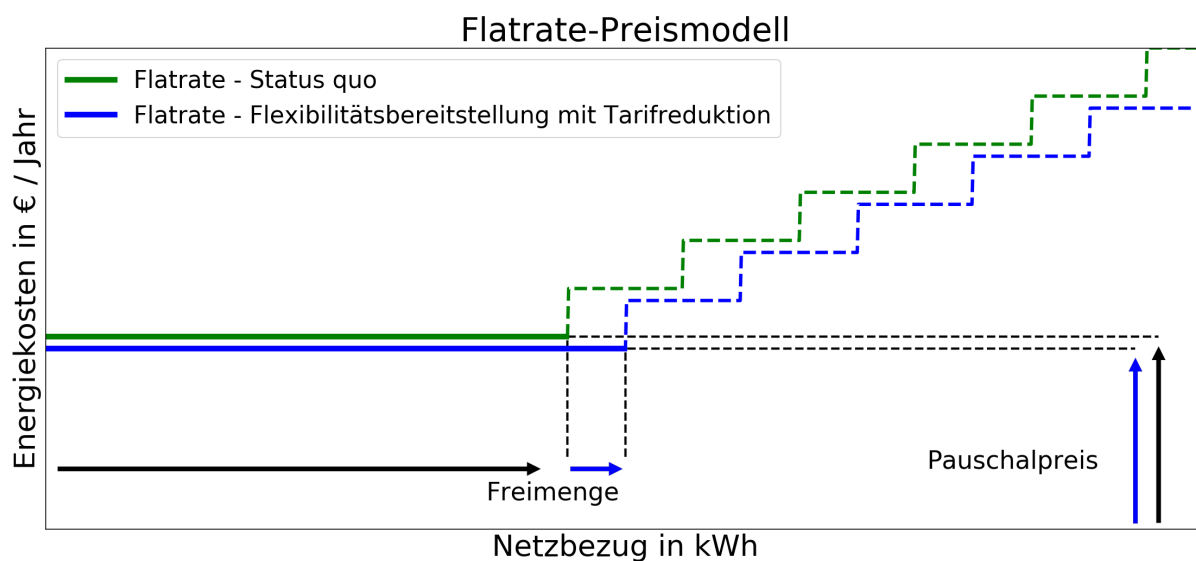


Abbildung 30 Flatrate-Preismodell und Flexibilitätsbereitstellung mit Tarifiereduktion: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

Der Lieferant bietet dem Kunden eine höhere „Energiefreimenge“ an, denn es könnte möglicherweise vorkommen, dass der Kunde bei der Bereitstellung seiner Flexibilität mehr Energie vom Netz bezieht (Rebound-Effekt) und somit weitere „Freimengenkontingenten“ kaufen muss. Die Rebound-Effekte werden im Kapitel „5.2.5 Rebound-Effekte bei der Flexibilitätsbereitstellung“ genauer behandelt.

Bei der Anwendung der Transparenten Regelenenergie Reduktion im Flatrate-Preismodell können die Energiekosten des vereinbarten Flatrate-Preises bis zur vereinbarten „Freimenge“ auch geringer ausfallen. Wird aber die „Freimenge“ überschritten könne je nach Freimengen-Überschreitungs-Vereinbarung die Energiekosten sowohl niedriger als auch höher ausfallen.

Durch die Varianz der Preise an den Energie- und Regelenenergiemärkten ergibt sich also die Bandbreite der Energiekosten für die Kund_innen wie in Abbildung 31 gezeigt ist (schwarze Fläche). Das bedeutet, dass die Kund_innen sowohl geringere als auch höhere Kosten haben könnten im Vergleich zu dem Flatrate - Preismodell mit Tarifrereduktion. In Abhängigkeit von den Erlösen, die an den Regelenenergiemärkten erzielt werden, werden die jährlichen Energiekosten bestimmt. Die jährlichen Energiekosten bei der Anwendung der Transparenten Regelenenergie Reduktion sind immer niedriger im Vergleich zum Flatrate – Status quo (grüne Linie) bei gleichem Netzbezug, denn bei dieser Preismodellreduktion ist es vorgesehen, dass der Komponentenpool einem Regelenenergieanbieter die Flexibilität nur zu einem bestimmten Preis verkauft und dass die Gebote des Regelenenergieanbieters für den Pool nur mit den tatsächlich gebotenen Preisen vergütet werden.

Die jährlichen Gesamtkosten in Abhängigkeit vom Netzbezug bei der Anwendung der Transparenten Regelenenergie Reduktion im Flatrate-Preismodell sind qualitativ in Abbildung 31 dargestellt.

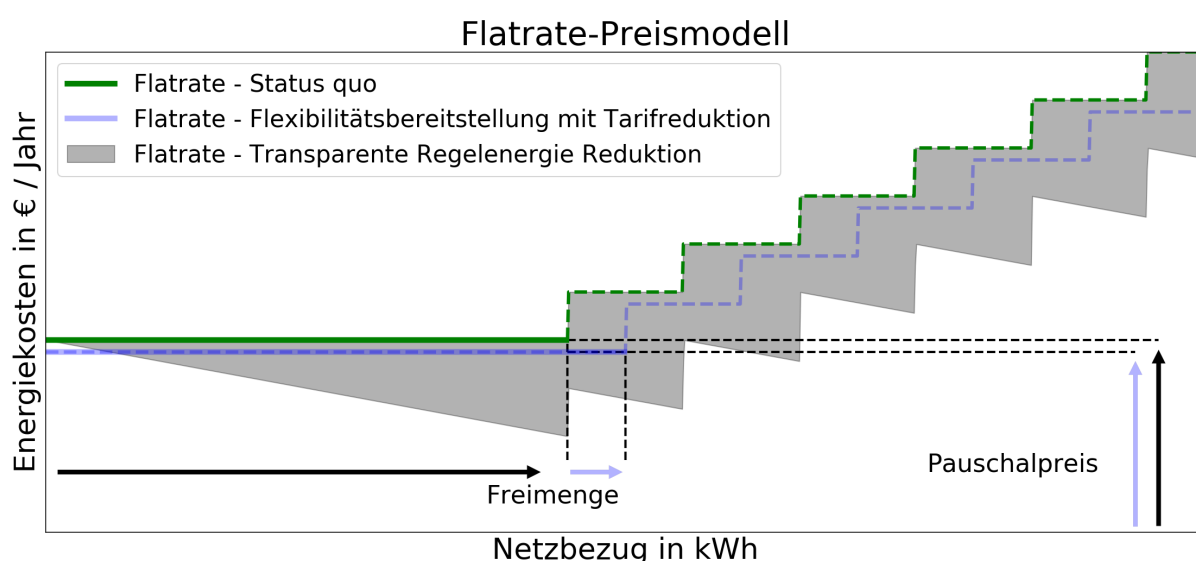


Abbildung 31 Flatrate-Preismodell und Transparente Regelenenergie Reduktion: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

5.2.5 Rebound-Effekte bei der Flexibilitätsbereitstellung

Ein Rebound-Effekt im Zusammenhang mit der Flexibilitätsbereitstellung liegt vor, wenn die Regelenenergieabrufe oder die Nutzung von verminderten Energiekosten zu anderen Einsatzzeiten eine erhöhte Energienachfrage bewirkt. Dadurch könnte sich theoretisch für die Kund_innen ein tatsächlicher Kostenanstieg ergeben. Bei der Flexibilitätsbereitstellung der Kund_innen ist es erforderlich, dass keine negativen Kosteneffekte bei den Rebound-Effekten eintreten.

5.2.5.1 Fixrate – Preismodell: Rebound-Effekte

Im Fall des Fixrate-Preismodells, wenn die Kund_innen dem Lieferanten ihre Flexibilität zur Verfügung stellen, dann wird der Lieferant den Kund_innen einen reduzierten Tarif anbieten. Das Risiko des Kunden besteht darin, dass trotz der reduzierten spezifischen Energiekosten in €/kWh durch einen erhöhten Netzbezug, sich höheren jährlichen Energiekosten ergeben im Vergleich zum Fixrate – Status quo (grüne Linie). Damit das Angebot der Tarifrereduktion zu einer Gesamtkostenreduktion führt, soll der Lieferant sichern, dass die Kostenerhöhung, die die Rebound-Effekte verursachen im Betrag kleiner ist, als die Kostenreduktion, die sich beim Wechsel vom Fixrate - Status quo zur Tarifrereduktion ergibt.

Abbildung 32 zeigt beide Fälle in denen sich bei der Flexibilitätsbereitstellung mit Tarifiereduktion, wegen der Rebound-Effekte eine Kostenreduktion bzw. eine Kostenerhöhung ergibt. Die Differenz zwischen den jährlichen Energiekosten von den Punkten „1“ und „2“ in der Grafik, zeigt die Energiekostenreduktion, die sich bei der Bereitstellung der Flexibilität mit Tarifiereduktion ohne Rebound-Effekte ergeben würden. Punkt „3“ in der Grafik zeigt den Fall, in dem sich trotz des Rebound-Effekts eine Kostenreduktion ergibt im Vergleich zum Fixrate - Status quo, während Punkt „4“ den Fall darstellt, in dem Rebound-Effekte zu einer Erhöhung der jährlichen Energiekosten führen.

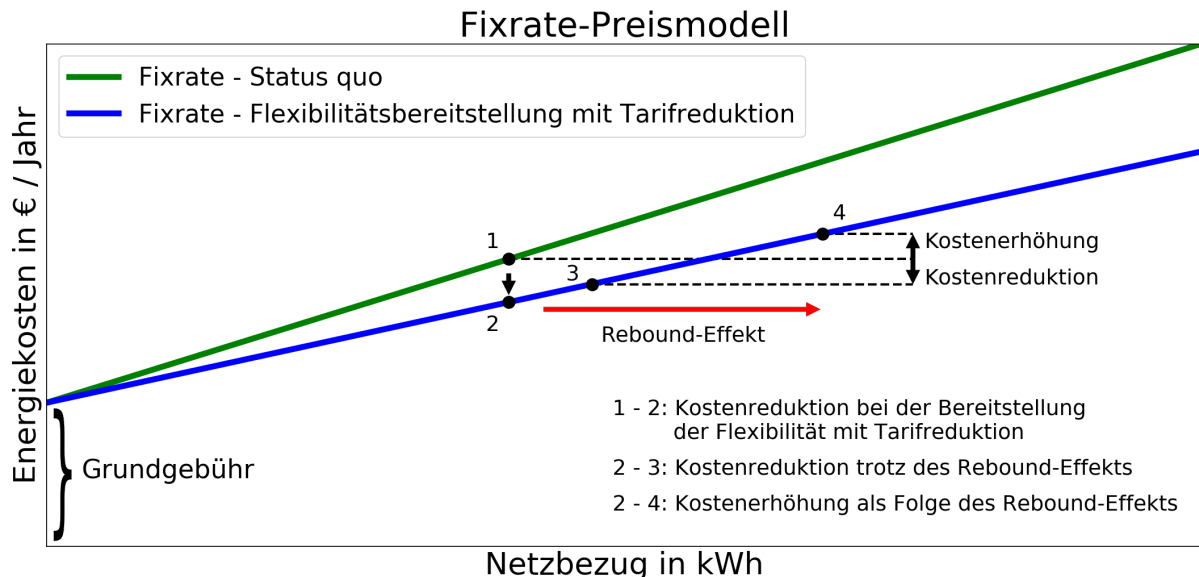


Abbildung 32 Rebound-Effekt bei der Anwendung des Fixrate-Preismodells und der Flexibilitätsbereitstellung mit Tarif-reduktion. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

Auch bei der Anwendung der Transparenten Regelenenergie Reduktion im Fixrate-Preismodell besteht das Risiko der Kund_innen darin, dass sich die jährlichen Energiekosten wegen der Rebound-Effekte erhöhen. Bei dieser Preismodellreduktion ist vorgesehen, dass der Komponentenpool einem Regelenenergieanbieter die Flexibilität nur zu einem bestimmten Preis verkauft und dass die Gebote des Regelenenergieanbieters für den Pool nur mit den tatsächlich gebotenen Preisen vergütet werden. Das bedeutet, dass die Transparente Bereitstellung der Flexibilität eine Kostenreduktion bewirkt. Diese Reduktion ist jedoch von den Geboten des Regelenenergieanbieters abhängig und kann somit variieren.

Die Rebound-Effekte bei der Anwendung des Fixrate-Preismodells und Transparente Regelenenergie Reduktion sind in Abbildung 33 dargestellt. Die Differenz zwischen den jährlichen Energiekosten von den Punkten „1“ und „2“ in der Grafik, zeigt die Energiekostenreduktion, die sich bei der Bereitstellung der Flexibilität ohne Rebound-Effekte ergeben. Punkt „3“ in der Grafik bezeichnet den Fall, in dem sich trotz des Rebound-Effekts eine Kostenreduktion ergibt im Vergleich zum Fixrate - Status quo, während Punkt „4“ den Fall darstellt, in dem die Rebound-Effekte zu einer Erhöhung der jährlichen Energiekosten führen.

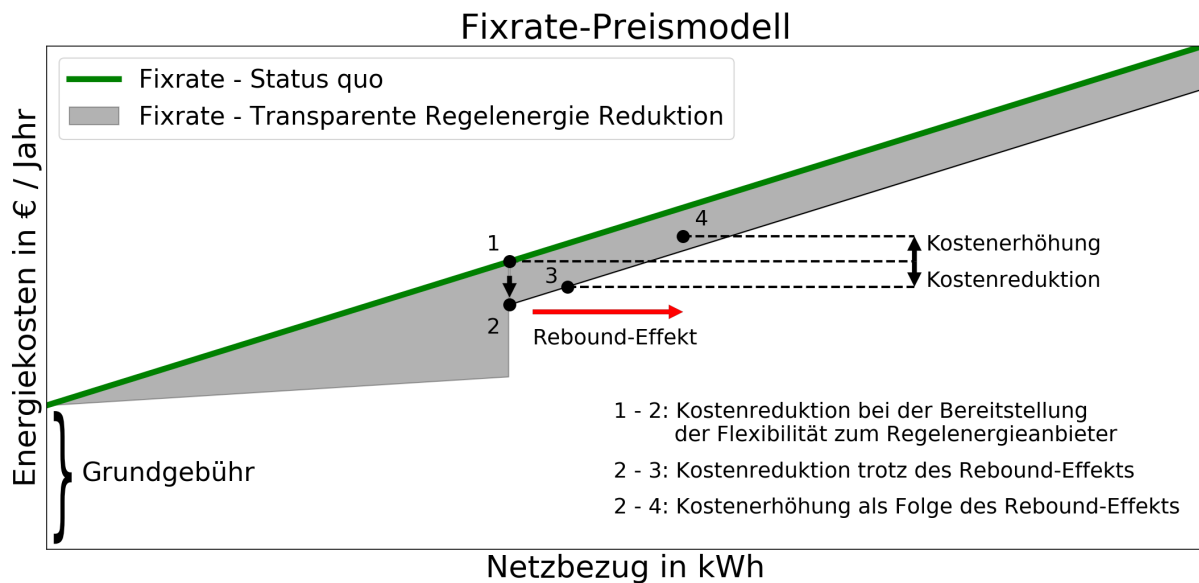


Abbildung 33 Rebound-Effekt bei der Anwendung des Fixrate-Preismodells und Transparente Regelenenergie Reduktion. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

5.2.5.2 Dynamisches Preismodell: Rebound-Effekte

Bei der Anwendung des Dynamischen Preismodells und wenn die Kund_innen dem Lieferanten ihre Flexibilität gegen eine Tarifiereduktion zur Verfügung stellen, werden diese anhand der Marktpreissignale aktiviert. Die Energiekosten sind also von den Marktpreissignalen abhängig und können somit variieren. Der Lieferant kann aber an den Energiemärkten auf mehreren Preissignalen reagieren, wenn die Kund_innen dem Lieferanten ihre Flexibilität zur Verfügung stellen. Die Bereitstellung von den Kunden ihrer Flexibilität ermöglicht dem Lieferanten deren Verbrauchsverhalten in Abhängigkeit der Preisschwankungen der Spotmärkte und der Auktionen der Regelenenergiemärkte zu optimieren und somit die jährlichen Energiekosten zu reduzieren. Doch, der erhöhte Handel von Energie kann eine erhöhte Energienachfrage bewirken.

Das Risiko der Kund_innen besteht also darin, dass sie trotz der Tarifiereduktion höhere jährlichen Energiekosten erzielen. Damit das Angebot der Tarifiereduktion zu einer Gesamtkostenreduktion führt, soll der Lieferant sichern, dass die Kostenerhöhung, die die Rebound-Effekte verursachen im Betrag kleiner ist, als die Kostenreduktion, die sich beim Wechsel vom Dynamischen Preismodell- Status quo zur Tarifiereduktion ergibt.

Abbildung 34 zeigt beide Fälle in denen sich bei der Flexibilitätsbereitstellung mit Tarifiereduktion, wegen der Rebound-Effekte eine Kostenreduktion bzw. eine Kostenerhöhung ergibt. Die Differenz zwischen den jährlichen Energiekosten von den Punkten „1“ und „2“ in der Grafik, zeigt die Energiekostenreduktion, die sich bei der Bereitstellung der Flexibilität mit Tarifiereduktion ohne Rebound-Effekte ergeben würden. Punkt „3“ in der Grafik zeigt den Fall, in dem sich trotz des Rebound-Effekts eine Kostenreduktion ergibt im Vergleich zum Dynamischen Preismodell- Status quo, während Punkt „4“ den Fall darstellt, in dem die Rebound-Effekte zu einer Erhöhung der jährlichen Energiekosten führen.

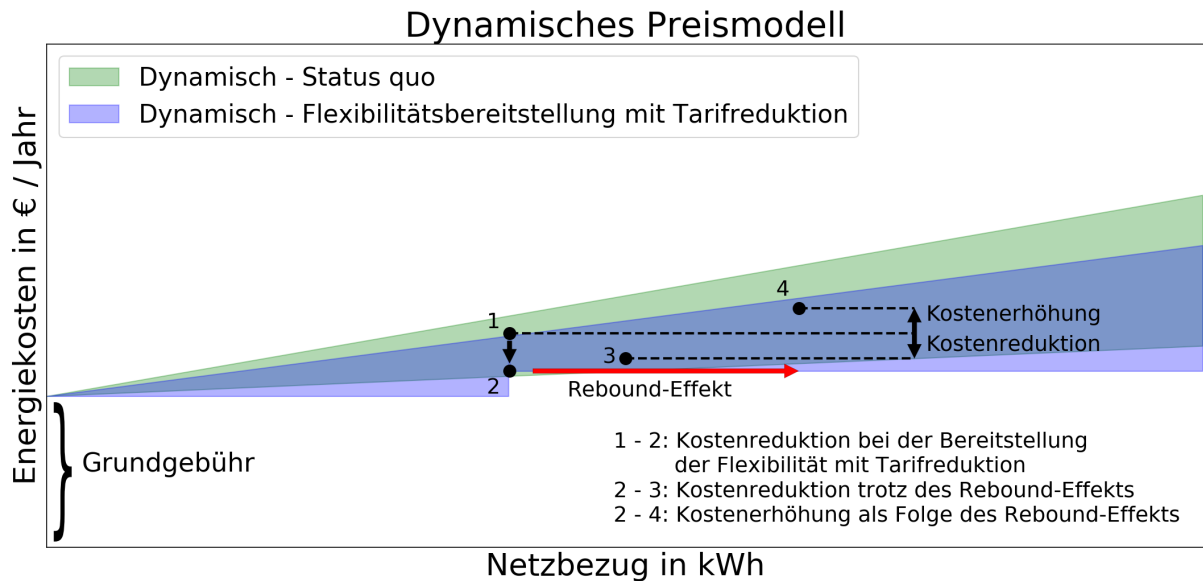


Abbildung 34 Rebound-Effekt bei der Anwendung des Dynamischen Preismodells und Flexibilitätsbereitstellung mit Tarifreduktion. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

Wenn die Flexibilität sowohl am Spot- als auch am Regelenergiemarkt aktiviert wird, können die Energiekosten als Folge des Rebound-Effekts stärker variieren, da diese auch von den Geboten des Regelenergieanbieters abhängig sind. Auch im dynamischen Fall gehen die Kund_innen das Risiko ein, dass sich bei der Anwendung der Transparenten Regelenergie Reduktion wegen der Rebound-Effekte erhöhten jährlichen Energiekosten ergeben.

Die Rebound-Effekte bei der Anwendung des Dynamischen-Preismodells und Transparente Regelenergie Reduktion sind in Abbildung 35 dargestellt. Die Differenz zwischen den jährlichen Energiekosten von den Punkten „1“ und „2“ in der Grafik, zeigt die Energiekostenreduktion, die sich bei der Transparenten Bereitstellung der Flexibilität ohne Rebound-Effekte ergeben. Punkt „3“ in der Grafik bezeichnet den Fall, in dem sich trotz des Rebound-Effekts eine Kostenreduktion ergibt im Vergleich zum Dynamischen - Status quo, während Punkt „4“ den Fall darstellt, in dem die Rebound-Effekte zu einer Erhöhung der jährlichen Energiekosten führen.

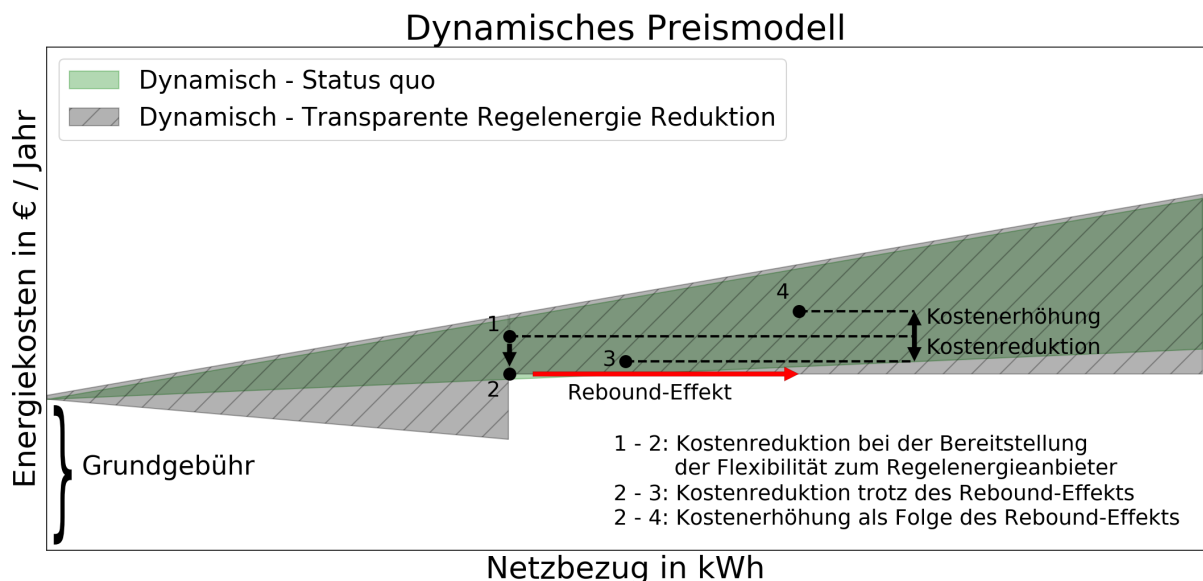


Abbildung 35 Rebound-Effekt bei der Anwendung des Dynamischen Preismodells und Transparente Regelenergie Reduktion. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

5.2.5.3 Flatrate - Preismodell: Rebound-Effekte

Bei der Anwendung des Flatrate-Preismodells und wenn die Kund_innen dem Lieferanten ihre Flexibilitäten zur Verfügung stellen, werden diese anhand der Marktpreissignale aktiviert. Die Bereitstellung von den Kunden ihrer Flexibilität ermöglicht dem Lieferanten deren Verbrauchsverhalten in Abhängigkeit der Preisschwankungen der Spotmärkte und der Auktionen der Regelenenergiemärkte zu optimieren. Die Tarifiereduktion verringert also die Gewinnmarge des Lieferanten und vergrößert die angebotene „Energiefreimenge“. Auch in diesem Fall kann der erhöhte Handel von Energie eine erhöhte Energienachfrage verursachen. Das Risiko der Kund_innen besteht also darin, dass sie trotz der Tarifiereduktion einen weiteren „Freimengenkontingenten“ kaufen müssen. Der Lieferant soll sichern, dass die angebotene Erhöhung der „Energiefreimenge“ größer als die Erhöhung der Energienachfrage (wegen der Rebound-Effekte) ist.

Abbildung 36 zeigt beide Fälle in denen sich bei der Flexibilitätsbereitstellung mit Tarifiereduktion, wegen der Rebound-Effekte eine Kostenreduktion bzw. eine Kostenerhöhung ergibt. Die Differenz zwischen den jährlichen Energiekosten von den Punkten „1“ und „2“ in der Grafik, zeigt die Energiekostenreduktion, die sich bei der Bereitstellung der Flexibilität mit Tarifiereduktion ohne Rebound-Effekte ergeben würden. Punkt „3“ in der Grafik zeigt den Fall, in dem trotz des Rebound-Effekts der Kauf von einem weiteren „Freimengenkontingenten“ nicht nötig ist, während Punkt „4“ den Fall darstellt, in dem die Rebound-Effekte dem Kunden zum Kauf einen weiteren „Freimengenkontingenten“ zwingen. In diesem Fall würde die Flatrate mit Tarifiereduktion zu einer Erhöhung der jährlichen Energiekosten führen im Vergleich zur Flatrate - Status quo.

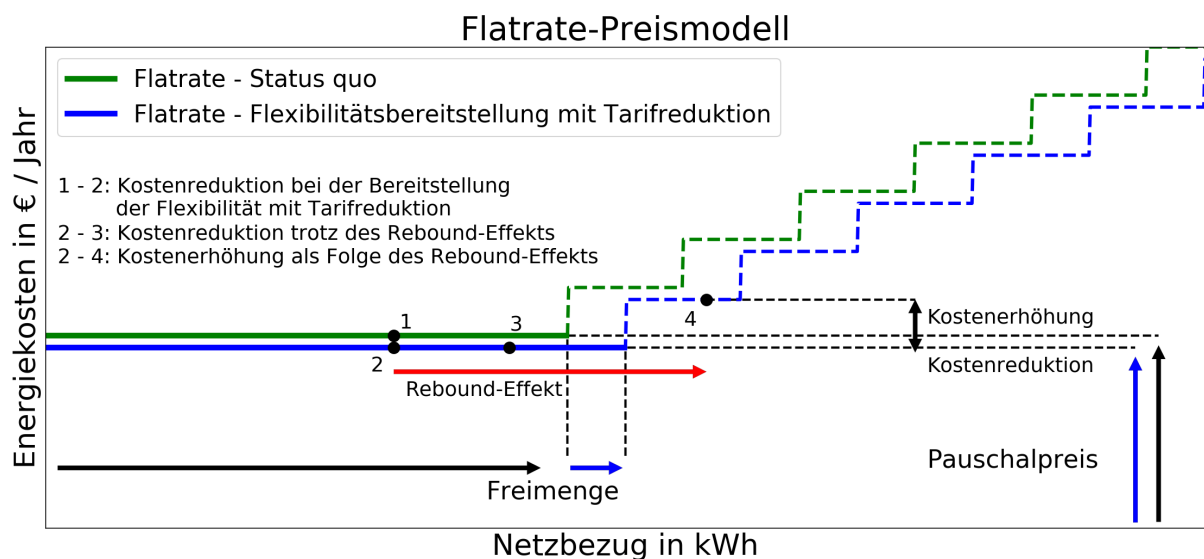


Abbildung 36 Rebound-Effekt bei der Anwendung des Flatrate-Preismodells und Flexibilitätsbereitstellung mit Tarifiereduktion. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

Auch bei der Anwendung der Transparenten Regelenenergie Reduktion im Flatrate-Preismodell besteht das Risiko der Kund_innen darin, dass sich die jährlichen Energiekosten wegen der Rebound-Effekte erhöhen. Bei dieser Preismodellreduktion ist vorgesehen, dass der Komponentenpool einem Regelenenergieanbieter die Flexibilität nur zu einem bestimmten Preis verkauft und, dass die Gebote des Regelenenergieanbieters für den Pool nur mit den tatsächlich gebotenen Preisen vergütet werden. Die Vergütung ist von den Geboten des Regelenenergieanbieters abhängig und kann somit variieren. Der erhöhte Handel von Energie kann aber eine erhöhte Energienachfrage bewirken. Das Risiko der Kund_innen besteht auch in diesem Fall darin, dass sie trotz der Transparenten Regelenenergie Reduktion einen weiteren „Freimengenkontingenten“ kaufen müssen. Aus diesem Grund besteht das Risiko

der Kund_innen darin, dass sich die jährlichen Energiekosten wegen der Rebound-Effekte erhöhen.

Abbildung 37 zeigt beide Fälle in denen sich bei der Transparenten Regelenenergie Reduktion, wegen der Rebound-Effekte eine Kostenreduktion bzw. eine Kostenerhöhung ergibt. Die Differenz zwischen den jährlichen Energiekosten von den Punkten „1“ und „2“ in der Grafik, zeigt die Energiekostenreduktion, die sich bei der Transparenten Regelenenergie Reduktion ohne Rebound-Effekte ergeben würde. Punkt „3“ in der Grafik zeigt den Fall, in dem trotz des Rebound-Effekts, der Kauf von einem weiteren „Freimengenkontingenten“ nicht nötig ist. Während Punkt „4“ den Fall darstellt, in dem die Rebound-Effekte dem Kunden zu dem Kauf einen weiteren „Freimengenkontingenten“ zwingen. In diesem Fall würde die Flatrate mit Transparenten Regelenenergie Reduktion zu einer Erhöhung der jährlichen Energiekosten führen im Vergleich zur Flatrate - Status quo.

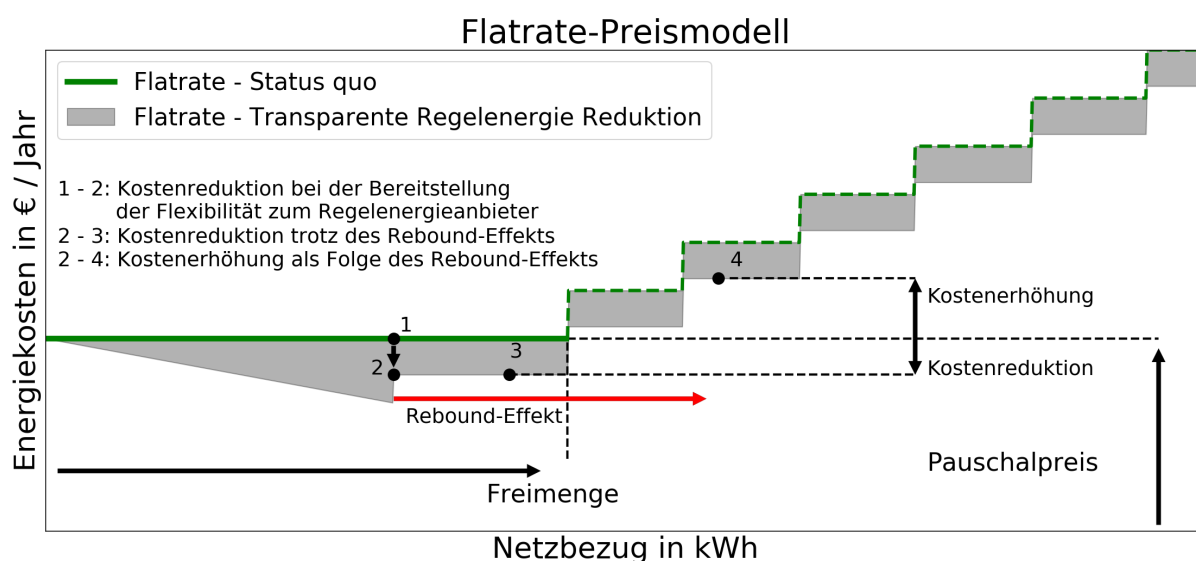


Abbildung 37 Rebound-Effekt bei der Anwendung des Flatrate-Preismodells und Transparente Regelenenergie Reduktion. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

5.2.6 Anwendung der Preismodelle in den Geschäftsmodellen

Je nach Geschäftsmodell ist es nötig, den Kund_innen ein passendes Preismodell anzubieten. Mit den obengenannten Preismodellen lassen sich alle Use Cases abbilden, die in Kapitel 2 „Use Cases“ beschrieben sind.

Alle Preismodelle sollen die folgenden drei Anforderungen erfüllen.

- Die sichere Versorgung muss gewährleistet sein,
- die Teilnahme am Spotmarkt und
- die Teilnahme am Regelenenergiemarkt müssen ermöglicht sein.

Die Größe der handelbaren Energie soll für die Kund_innen nicht begrenzt sein. Auch Kund_innen mit einer kleinen Flexibilität (z.B. 1 kWh) dürfen an der Flex+ Plattform teilnehmen.

In allen Geschäftsmodellen ist es erforderlich, dass die Kund_innen, die dem Lieferanten oder dem Aggregator ihre Flexibilität zur Verfügung stellen, keine Komfortverluste haben und, dass keine negativen Rückwirkungen auf die Anlagen verursacht werden. Die flexiblen Verbrauchskomponenten bekommen (über den Pool und die Flex+ Plattform) die benötigten Preisinformationen automatisch geliefert und berücksichtigen diese bei der Steuerung des Energieverbrauchs. Für den Kunden entsteht daher kein Aufwand.

Das Flatrate-Preismodell ist geeignet den Regelenergiemarkt zu bedienen. Der Kunde muss sich um die Kosten keine Gedanken machen und kann sicher sein, dass keine Nachzahlungen und/oder Preissteigungen auf ihn zukommen, wenn er die vereinbarte „Freimenge“ nicht überschreitet.

Das Dynamische Preismodell ist am besten geeignet um den Spotmarkt abzubilden. Dynamische Tarife bewirken in Zeiten hoher Einspeisung von Erneuerbaren Energien eine Erhöhung der Nachfrage und damit eine Erhöhung der Marktpreise. So wird die Integration der Erneuerbaren Energien gefördert und deren Marktwert erhöht.

Schließlich ist eine Übersicht der Berechnungsformeln für die Transparente RE-Abrechnung von positiver- bzw. negativer Regelenergie in Tabelle 3 gezeigt.

Tabelle 3 Übersicht der Berechnungsformeln für die Abrechnung von transparenter Regelenergie

Tarifmodell	Transparente RE-Abrechnung
Dynamisch	Pos. RE: $([RE - Preis] - [Preis \text{ zu Stunde } X]) \times \text{gelieferte RE} = \text{Bonus}$
	Neg. RE: $([Preis \text{ zu Stunde } X] - [RE - Preis]) \times \text{bezogene RE} = \text{Bonus}$
Fixpreis	Pos. RE: $([RE - Preis] - [Fixpreis]) \times \text{gelieferte RE} = \text{Bonus}$
	Neg. RE: $([Fixpreis] - [RE - Preis]) \times \text{bezogene RE} = \text{Bonus}$
Flatrate	Pos. RE: $([RE - Preis] - [Energiepreis \text{ über Freimenge}]) \times \text{gelieferte RE} = \text{Bonus}$
	Neg. RE: $([Energiepreis \text{ über Freimenge}] - [RE - Preis]) \times \text{bezogene RE} = \text{Bonus}$

5.3 Nicht monetärer Anreize

Nicht-monetäre Anreize stellen einen Sammelbegriff für Motivatoren, Kommunikationsstrategien, Incentives, Vergütungsmodelle oder sonstiger Anreize die eben ohne oder zusätzlich zu einer finanziellen Vergütung angewendet werden. Nicht-monetäre Anreize können durch Ausrichtung an möglichen intrinsischen Motivatoren eine Handlung unterstützen oder verstärken. Im Kontext des Geschäftsmodells der Bereitstellung von Endkund_innenflexibilität könnten daher nicht-monetäre Anreize die Bereitschaft zur Zustimmung an der Mitwirkung fördern.

(Bauwens, 2013) zeigt anhand eines kooperativen Modells der dezentralen Energieproduktion, dass durch die gemeinschaftliche Teilhabe an der dezentralen Energieproduktion einerseits direkte Effekte (nachhaltigeres Konsumverhalten, Umwelteinstellungen und Investitionen in energieeffiziente Produkte und Technologien) und indirekte Effekte entstehen die auf gesellschaftlicher Ebene hoch relevant sind (siehe Abbildung 38).

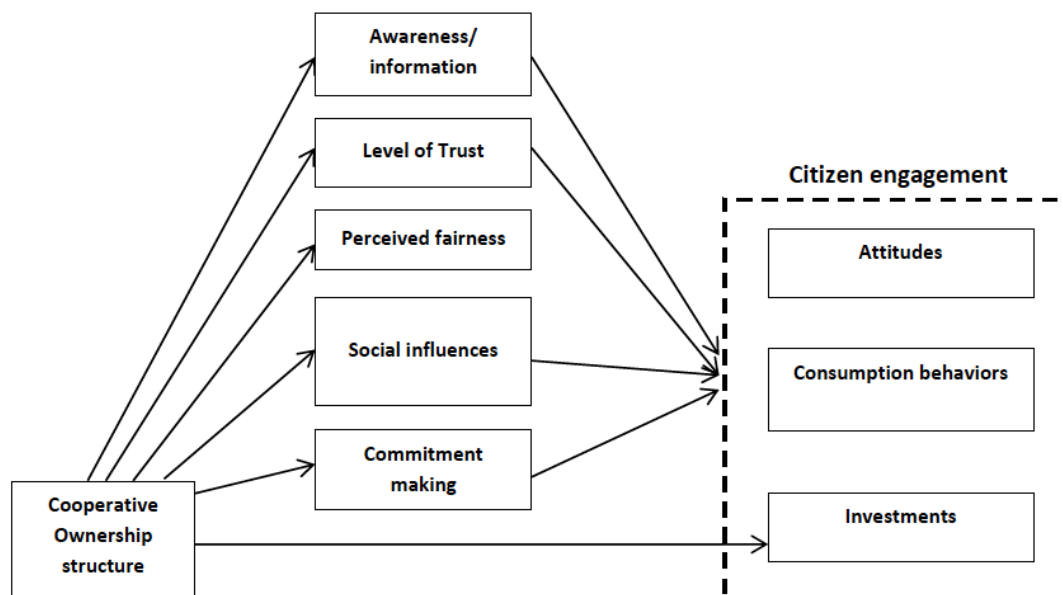


Abbildung 38: Einfluss kooperativen Besitzes auf die Konsumentenaktivierung. (Bauwens, 2013)

Dieser Zugang legt nahe, dass die Teilhabe an kooperativen Strukturen, wie sie für Flexibilitätsnetzwerke üblich sind, nicht nur einen positiven Beitrag zum Energieverhalten beibringen, sondern darüber hinaus Einstellungen, subjektive Normen und das Umweltverhalten generell nachhaltig beeinflussen.

Die Motivation sich an einem Flexibilitätsnetzwerk zu beteiligen und möglichst hohe Flexibilität bereitzustellen muss für bestimmte Zielgruppen, neben den monetären Anreizen – im Rahmen von fixierten oder dynamischen Preismodellen, die die Rückvergütung regulieren – auch Incentives berücksichtigen die nicht auf eine finanzielle Abgeltung ausgerichtet sind. In diesem Zusammenhang gilt es Motivation und Gründe für die Teilhabe am Energiesystem zu hinterfragen und in Bezug auf die verschiedenen Nutzer_innentypen zu diskutieren.

Auf motivationaler Ebene differenzieren (Kotilainen, Valta, & Järventausta, 2017) zwischen intrinsischen und extrinsischen Faktoren, die die Grundlage für die aktive Teilhabe und Mitwirkung an der Entwicklung von dezentralen Energieproduktionssystemen darstellen

und gleichzeitig die Ableitung von entsprechenden Anreizdimensionen ermöglichen (Tabelle 4).

Tabelle 4: Kompensation und Motivation zur Teilhabe an Co-creation Prozessen im Kontext erneuerbarer Energien (Kotilainen, Valta, & Järventausta, 2017)

Gründe für die Teilhabe an der Entwicklung erneuerbarer Energiesysteme	Motivations-typ	Anreiz
Monetäre Kompensation	Extrinsisch	Monetär
Geschenke und Belohnungen	Extrinsisch	Monetär
Aufgaben & Wettbewerbe	Extrinsisch	Soziale Anerkennung
Karrierechancen	Extrinsisch	Selbstwirksamkeit
Exklusive Informationen	Extrinsisch	Notwendige Information
Erlebte Wertschätzung	Extrinsisch	Soziale Anerkennung
Gefühl der Zugehörigkeit	Intrinsisch	Bedürfnis nach Zugehörigkeit
Teilhabe an der ökologischen Entwicklung	Intrinsisch	Altruistische, ökologische Werte
Freude an der Teilhabe und Spaß	Intrinsisch	Spaß, Vergnügen
Erlernen neuer Dinge	Intrinsisch	Kompetenz

Demnach lassen sich die extrinsischen Beweggründe für die Beteiligung an Flexibilitätsmodellen in materialistische (monetäre Kompensation, Geschenke, Preise etc.) und die erlebte Aufwertung des sozialen Status bzw. die gesellschaftliche Wertschätzung subsumieren. Auf der anderen Seite stehen die intrinsischen Gründe, die vor allem auf die soziale Integration in eine Community, den ökologischen Faktor, sowie den involvierten Spaßfaktor abzielen bzw. das erlebte positive Gefühl bei der Teilhabe. Die entsprechend abgeleiteten motivationalen Anreize adressieren jene Indikatoren, die bereits im Rahmen der Kund_innenklassifizierung diskutiert wurden. Lebensstil, subjektive Norm, gesellschaftliche Einflüsse und sozialer Status spielen entsprechend zentrale Rollen bei der Entwicklung von Anreizsystemen zur Förderung der Flexibilitätsbereitschaft.

(Walker, 2008) ergänzt die oben diskutierten Anreize noch um eine zentrale, weitere Dimension, die vor allem sehr spezielle Kund_innensegmente ansprechen: die regionale und Community Komponente spielt demnach vor allem für jene Prosumer eine wichtige Rolle, die einerseits gut in das regionale Netzwerk integriert sind und andererseits Wert darauf legen, dass sie sich an der Aufwertung und generellen Wertschöpfung ihrer jeweiligen Region beteiligen.

Im Kontext erneuerbarer Energien ist die Beschäftigung, das Bewusstsein und die Erfahrung mit und für neue Technologien ein wichtiger Aspekt, der beeinflusst wie schnell bestimmte Lösungen aufgenommen und umgesetzt werden. (Huijts, Molin, & Steg, 2012) bilden diese Technikakzeptanz in Bezug auf erneuerbare Energien in einem schematischen Rahmenmodell ab (siehe Abbildung 39).

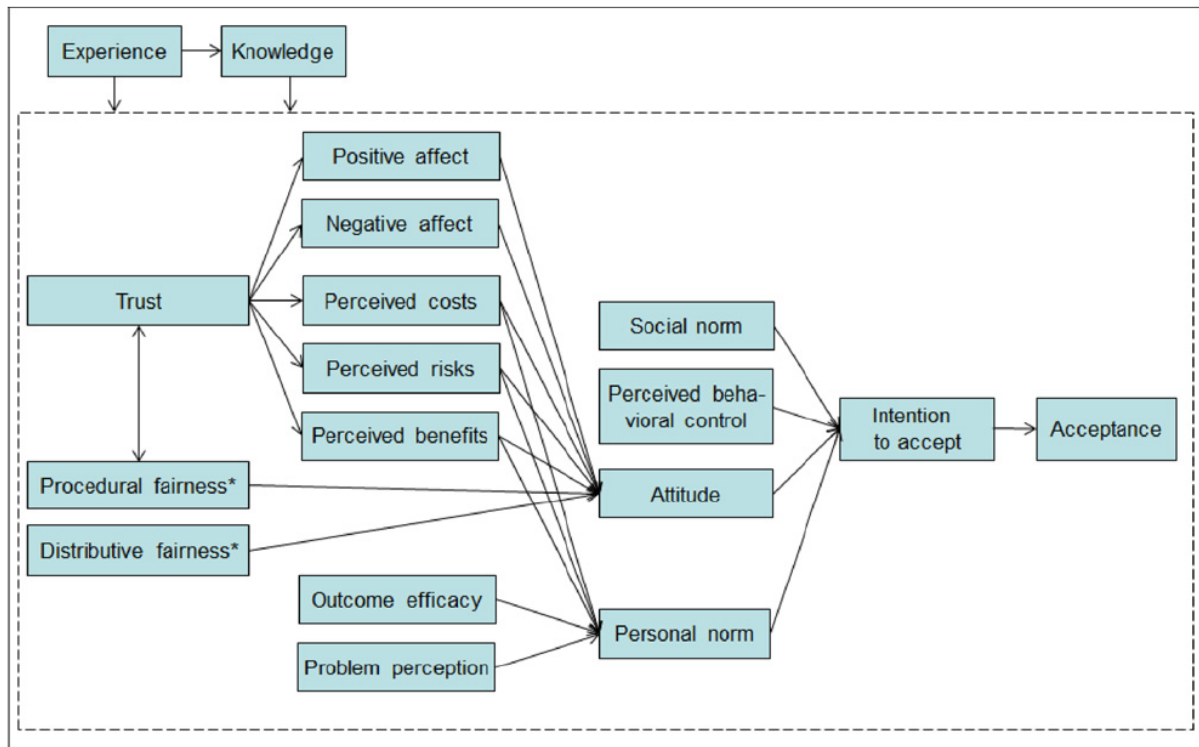


Abbildung 39: Technologieakzeptanz-Rahmenmodell. (Huijts, Molin, & Steg, 2012)

Das Technologieakzeptanz-Rahmenmodell (Huijts, Molin, & Steg, 2012) bildet die Wechselbeziehungen ab, die es auch in Bezug auf die erfolgreiche Entwicklung von Anreizsystemen zu berücksichtigen gilt und geht dabei über die generellen Verhaltensmodelle hinaus indem die Dimensionen des Problembewusstseins, der erwarteten Wirkung und des Vertrauens mitberücksichtigt werden. Dieses Verhaltensmodell verweist ebenfalls auf die Relevanz nicht-monetärer Anreize, die über Wissensvermittlung und die Schaffung von Vertrauen das Verhalten und Akzeptanz beeinflussen können.

Im Vergleich zu monetären Anreizen bieten nicht-monetäre Anreize die Möglichkeit die Adressat_innen unabhängig von oder zusätzlich zu finanziellen Vergütung, die Endkund_innen dazu motivieren können Flexibilität zur Verfügung zu stellen indem an den partizipativen, integrativen und Lebensstil-bezogenen Charakter derartiger Maßnahmen verwiesen wird (Liebe, Schmitt, & Wissner, 2015). Darüber hinaus können nicht-monetäre Anreizsysteme, die darauf ausgerichtet sind die Endverbraucher_innen intensiver einzubeziehen und zu informieren, langfristig dazu motivieren einen nachhaltigen Lebensstil zu pflegen (Lossin, Kozlovskiy, Sodenkamp, & Staake, 2016). Speziell jene Endverbraucher_innen, die auf Grund ihrer individuellen Skepsis gegenüber technologischer Innovation und in weiterer Folge der Automation im Wohnkontext, nur schwer zu einer Verhaltensänderung zu bewegen sind, können durch nicht-monetäre Anreize eher aktiviert werden (Stern, 2011). Letztlich ist allerdings eine umfassende Kenntnis der Endnutzer_innensegmente ausschlaggebend für den Erfolg nicht-monetärer Maßnahmen, da vor allem Informations-, Kommunikations- und (Social-) Marketingkonzepte zur Förderung der erwünschten Verhaltensweisen bzw. der Bereitschaft sich an höherer Flexibilität zu beteiligen erforderlich sind – Vertrauen, ein hohes Maß an Verständnis für die vermittelten Maßnahmen, sowie die Transparenz hinsichtlich des individuellen Nutzens sind entsprechende Erfolgsfaktoren.

Im Rahmen eines Expert_innenworkshops mit dem Projektkonsortium zur Exploration von Anreizsystemen wurden insgesamt elf unterschiedliche nicht-monetäre Anreize zur Erhöhung der Bereitschaft zur Flexibilität identifiziert und hinsichtlich der Erwartungshaltung der Kund_innen, sowie des jeweiligen individuellen Nutzens diskutiert. Im Folgenden werden diese Anreize vor dem Hintergrund des Stands des Wissens ergänzt und nach relevantem Kund_innentyp differenziert. Dabei bestehen teils direkte (z.B.: um die Sinnhaftigkeit einer Maßnahme erfassen zu können, setzt ein entsprechendes Maß an Transparenz voraus) und teils indirekte (z.B.: sind die Bereitschaft sich regional für die eigene Gemeinschaft zu engagieren und das Bedürfnis nach sozialer Bestätigung und Integration miteinander assoziiert) Beziehungen zwischen den diskutierten nicht-monetären Anreizen.

❖ **Sinnhaftigkeit**

Auf einer sehr allgemeinen Ebene müssen Anreize zur Beteiligung an Prosumer-Modellen und zur Erhöhung der Akzeptanz zur Bereitstellung der Flexibilität das generelle Verständnis dieser Maßnahmen adressieren. Vor allem unter der Mehrheit der Kund_Innen, die zufrieden mit dem Status Quo ist und nicht, oder nur langsam auf technologische Innovationen und Trends reagiert („Late Majority“), gilt es ein möglichst hohes Maß an Verständnis zu generieren. Sinnhaftigkeit und Systemwirksamkeit sind jedoch auch bei technologieaffinen Kund_innen wichtig, insbesondere da die Einbindung der Endkund_innen in Flexibilitätsnetzwerk ein neues Geschäftsmodell darstellen, dessen Sinnhaftigkeit und Nutzen noch wenig bekannt ist. In Flexibilitätsnetzwerken stellt daher etwas die klare Kommunikation des ökologischen Nutzens, der Beitrag zur Versorgungssicherheit, Netzstabilität oder zur Energiewende generell ein möglicher Anreiz dar.

❖ **Regionaler Anreiz**

Die aktive Teilhabe an (sozialen) Aktivitäten, sowie der Unterstützung und Beteiligung an der regionalen Community ist ein starker Faktor, der sowohl intrinsische (Bedürfnis nach Zugehörigkeit) als auch extrinsische (soziale Anerkennung und Teilhabe) Bedürfnisse adressiert. Darüber hinaus ist die regionale Verbundenheit und damit die Beteiligung an der regionalen Wertschöpfung bei bestimmten Endnutzer_innen ein zentrales Element der sozialen Teilhabe (Klagge, Schmole, Seidl, & Schön, 2016). Durch die Aktivierung von Bürger_innen im Rahmen der dezentralen Energieerzeugung können somit unerschlossene Potentiale aktiviert werden, die die generelle Bereitschaft zur Kooperation nachhaltig fördern (Schweizer-Ries, Rau, Nolting, Rupp, & Keppler, 2010). Regionale Anreize können vor allem im Kontext von konsequenten Bürger_innenbeteiligungsprozessen entwickelt werden, die gleichsam die Möglichkeit bieten, neben der Stärkung des regionalen Zusammenhalts der Prosumer, die Bindung zu den Kund_innen langfristig zu festigen (Keppler, 2010). Regionale Anreizsysteme bauen somit stark auf partizipativen Prozessen auf.

Tabelle 5: Entscheidungs- und Leistungsbeteiligung im Kontext erneuerbarer Energien (Keppler, 2010)

	Entscheidungsbeteiligung ermöglichen	Leistungsbeteiligung ermöglichen und unterstützen
Eigenverantwortlich Handeln	Zulassen, dass Bürgerinnen und Bürger bzw. bürgerschaftliche Organisationen als Beteiligende agieren, etwa durch die Initiierung eines regionalen EE-Beschlusses.	Ideelle, finanzielle und/oder organisatorische oder personelle Unterstützung bürgerschaftlicher Initiativen und Projekte
Kooperieren	Gleichberechtigte Mitarbeit von Bürgerinnen und Bürgern im Rahmen von Entscheidungsprozessen (durch Mitarbeit in Entscheidungsgremien, an Runden Tischen, in Netzwerken, Energieforen und anderen Gremien, die Entscheidungen in Bezug auf Ziele, Richtung etc. der regionalen EE-Initiative fällen) – ermöglicht die gleichberechtigte Teilhabe Betroffenen an der Entscheidungsfindung.	Mitwirkung öffentlicher Stellen im Rahmen bürgerschaftlich oder gemeinschaftlich initiiert Projekte und Initiativen. Unterstützung durch Zusammenarbeit von BürgerInnen und politisch-administrativen / ökonomischen Akteuren im Rahmen von Projekten oder Steuerungsgremien; Förderung und Unterstützung der Mitwirkung von BürgerInnen an Steuerungs-/Lenkungsgruppen für regionaler EE-Prozesse
Konsultieren	Einholen der und Diskussion über die Meinungen und Sichtweisen von BürgerInnen; Ziel: die öffentliche Meinungs- und Entscheidungsbildung durch Meinungs- und Informationsinput qualifizieren.	Unterstützung bürgerschaftlichen Engagements durch Beratung und Wissens-/Know-how-Transfer, um die Initiierung und Umsetzung von Projekten und Aktionen zu erleichtern.
Informieren	Über den Prozess und das Ergebnis der Entscheidungsfindung informieren; Einholen von Information über BürgerInnen (ohne Rückkopplung) ermöglicht Entscheidungsfindung auf einer breiteren Informationsbasis.	Bereitstellung von Information über Handlungsmöglichkeiten, Fördertöpfe, Projekte, Netzwerke, um Möglichkeiten zum Engagement zu zeigen (publik zu machen).

Die Festigung der regionalen Beziehungen innerhalb der Wertschöpfungskette im Kontext erneuerbarer Energien und erhöhter Flexibilisierung setzt ein entsprechend hohes Maß an Interaktions- und Beteiligungsbereitschaft voraus (siehe Tabelle 5). Regionale Anreizsysteme können zudem die intrinsische Motivation der Verbundenheit mit der Region ansprechen, in dem Geschäftsmodelle die Wirkung in der Region darlegen. Im Flexibilitätsgeschäftsmodell könnte dies etwa die Darstellung der regionalen Energieautonomie, die Unabhängigkeit von Energieimporten zu gewissen Zeitpunkten oder ähnlichem, darstellen.

❖ **Ökologischer Anreiz und soziale Bestätigung**

Anreizsysteme, die auf der Vermittlung der ökologischen Aspekte und der umweltpolitischen und gesellschaftlichen Vorteile beruhen, adressieren üblicherweise allgemein Bevölkerungsteile mit einem Mindestmaß an Umweltwissen, und im speziellen jene Kund_innentypen, die die Bereitschaft aufweisen sich einem suffizienten Lebensstil und effizienten Energiesparmaßnahmen zu verschreiben (Gillwald, 1995). Während davon auszugehen ist, dass jene Kund_innentypen, die bereits einen suffizienten Lebensstil praktizieren nur schwer darüberhinausgehend motiviert werden können (die Aufrechterhaltung und Konstanz dieses Verhaltens muss natürlich gefördert werden), wird im Zusammenhang mit potentiellen Adressat_innen von ökologischen Anreizen auch von der „Patchwork-Ökologisierung“ von Lebensstilen gesprochen. Demnach ist davon auszugehen, dass eine homogene Gruppe idealtypischer ökologisch motivierter Kund_innensegmente nur einen sehr geringen Anteil repräsentiert (Lüdtke, Matthäi, & Ulbrich-Herrmann, 1994). Es kann vielmehr

davon ausgegangen werden, dass durch die Adressierung der ökologischen Dimension ein breiteres Spektrum an Nutzer_innen angesprochen werden kann, was auch auf die positive soziale Wahrnehmung pro-ökologischer Verhaltensweisen zurückgeführt werden kann. Die entsprechenden Maßnahmen müssen sich auf die konkrete Vermittlung der ökologischen und gesellschaftlichen Vorteile (z.B.: individueller Beitrag zur Nachhaltigkeit, zur Energiewende, etc.) der Teilhabe und Flexibilisierung bzw. der potentiellen negativen Effekte bei Nichtbeteiligung fokussieren. Der soziale Status und damit die gesellschaftliche Bestätigung des eigenen Verhaltens kann einen starken emotionalen Anreiz liefern, der durch ‚Role Models‘ und ‚Peer-Groups‘ noch weiter verstärkt wird. Das Bild das diesbezüglich vermittelt werden muss ist jenes ‚zukunftsfähiger Gesellschaften‘, die nur durch entsprechend (im Sinne der Suffizienz) angepasste Lebensstile möglich sind. Darüber hinaus müssen ökologische Anreize aufzeigen, dass die Verantwortung für den allgemeinen Klimaschutz und die Flexibilität des dezentralen Energiesystems nicht (nur) in der institutionellen, sondern vor allem auch in der individuellen Verantwortung der Kund_innen liegt (Gährs, et al., 2016). Im Detail könnten Anreizsysteme ebenso einen ökologischen Bonus für die Bereitstellung der Flexibilität als Kompensation angeboten werden.

❖ Funktionalität und Usability

Die technischen Aspekte der Beteiligung an Prosumer-Modellen und der Nutzung der Flexibilität spielen für bestimmte Kund_innensegmente eine wichtige Rolle. Hier gilt es einerseits sicherzustellen, dass die Funktionalität der involvierten Anwendung in Hinblick auf die zu erfüllende Aufgabe gegeben ist, und andererseits, dass die Nutzer_inneninteraktion mit dem jeweiligen Interface der Anwendung den Gütekriterien der des Usability Engineering entspricht (siehe Abbildung 40).

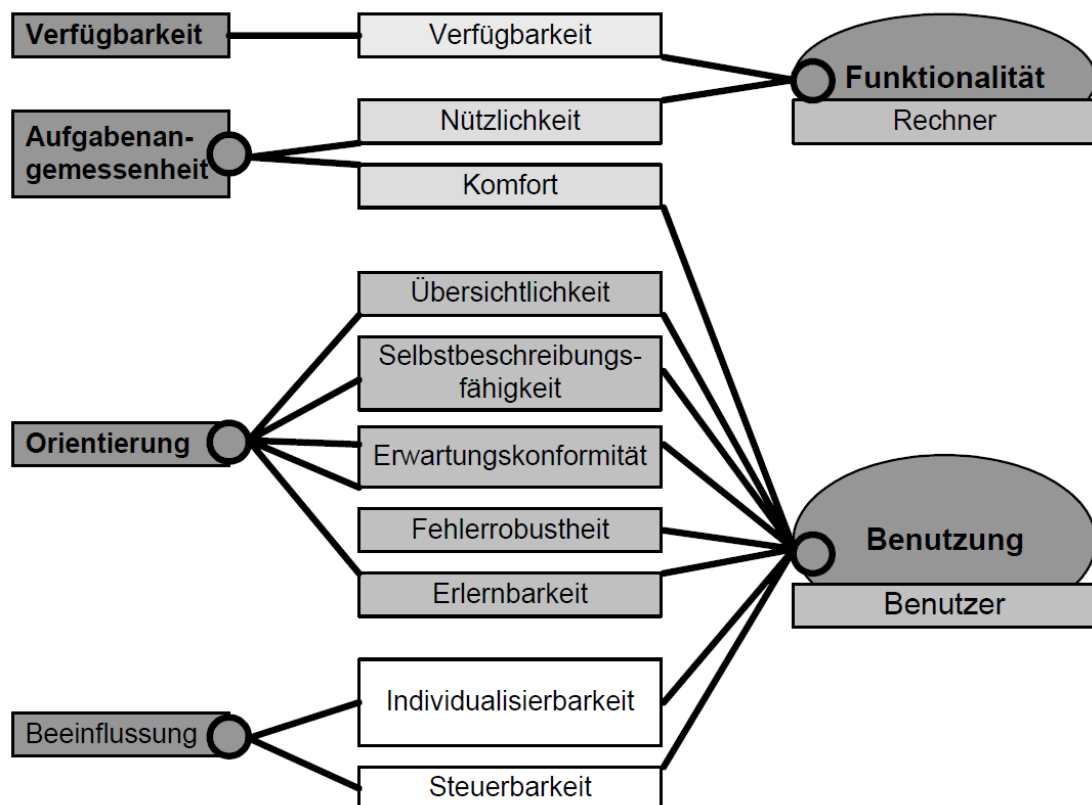


Abbildung 40: Usability-Gütekriterien für Anwendungsoberflächen. (Mutschler & Reichert, 2004)

Studien zeigen, dass das individuelle Technologiebewusstsein und die Technikaffinität einen signifikanten positiven Effekt auf die Beteiligung an Prosumermodellen haben (Hackbarth & Löbbe, 2018). Hinsichtlich der konkreten Nutzung von Technologien im Kontext erneuerbarer Energien und der Teilhabe an Peer-2-Peer Netzwerken spielen konkret Usability und die Erfahrung im Umgang mit der technischen Komponente eine wichtige Rolle. (Grosse, Send, & Loitz, 2018) konnten im Rahmen einer aktuellen empirischen Studie (n=1.210) zu Smart Energy in Deutschland zeigen, dass immerhin knapp 30% (28,6%) der Befragten bereits Anwendungen im Kontext der Smart Energy nutzen, wobei der größte Anteil auf jene entfällt, die Innovationen deshalb nutzen, weil sie ein hohes generelles Interesse an technologischen Neuerungen haben. Diese Gruppen sind gleichzeitig jene die eher selbstständig nach technischen Lösungen suchen und diese auch umsetzen.

Anreize die die technischen Aspekte eines Systems hervorheben und auf den innovativen Charakter der Teilhabe am Flexibilitätsnetzwerk verweisen adressieren dabei jene (potentiellen) Kund_innengruppen die im Vergleich leichter involviert und motiviert werden können. Wichtige Anreize betreffen hier vor allem ausreichende Informationen bzgl. des Reifegrads der Technologien, ihrer Zuverlässigkeit sowie der Usability und Implementierbarkeit im Alltagsbetrieb.











❖ **Komfort**




Komfort spielt neben den finanziellen Anreizen eine zentrale Rolle bei der Ausstattung des Eigenheimes mit fortschrittlichen Energiemanagementlösungen (Zipperer, et al., 2013) und dem entsprechenden Potential zur Teilhabe an Prosumer-Modellen. Vor allem im Kontext der Komfortaspekte steigt die Relevanz von Rebound-Effekten, da eingesparte Energie häufig wieder zur Steigerung des eigenen Komforts eingesetzt wird. Im Spektrum der unterschiedlichen Kund_innentypisierungen sind jene Personengruppen, die technologischen und gesellschaftlichen Veränderungen aus unterschiedlichen Gründen (z.B.: Angst, Bequemlichkeit, etc.) negativ gegenüberstehen mehrfach abgebildet und stellen demnach ein erhebliches (Kund_innen) Potential dar. Ein vordringlicher Aspekt dieser Segmente ist der Komfortfaktor, den es bei der Entwicklung geeigneter Anreizsysteme zu berücksichtigen gilt. (Rigall, Wolters, Goertz, Schulte, & Tarlatt, 2005) unterscheiden zwischen drei Phasen, die im Rahmen von Innovationsprozessen durchlaufen werden, wobei diese von Routiniertheit im Umgang mit einer Situation, über die Lernphase hin bis zu einer Phase der Panik reichen. Der Umgang mit einer neuen Technologie bzw. der Anpassung an neue Abläufe geht nach diesem Modell mit dem abnehmenden Vertrauen in das System und einem steigenden individuellen Task Load einher. Anreizsysteme, die auf den Convenience Faktor fokussieren, indem glaubhaft vermittelt werden kann, dass bspw. durch Automatisierung der Komfort in der Bedienung steigt, können einerseits vor allem jene Kund_innentypen ansprechen, die auf Grund des mangelnden Desinteresses, oder Information, ansonsten nur schwer angesprochen werden können. Es besteht allerdings die Gefahr, dass die angebotenen Lösungen zu mit zu hohen individuellen Herausforderungen assoziiert werden und dadurch eine Phase der Panik eintritt. (Paech, Buchmann, Stüwe, & Ossietzky, 2009) schlagen in diesem Kontext ein stufenweises Vorgehen vor, indem den Zielgruppen ein möglichst komfortabler Lernprozess ermöglicht wird. Dazu gehören auch möglichst einfache Übergangsszenarien, in Verbindung mit entsprechenden Informations- und Serviceangeboten, die aufzeigen, dass durch ein hohes Maß an Automatisierung nach der Installation kaum mehr Eingriffe durch die Kund_innen selbst notwendig sind.

❖ Transparenz und Datenschutz

Vor allem im Kontext von partizipativen und Co-Creation Prozessen fordern die beteiligten Personen generell ein hohes Maß an Transparenz in Hinblick auf die involvierten Kosten, Verpflichtungen und den involvierten Unternehmen, Institutionen etc. (Gstrein & Teufel, 2016). Darüber hinaus stellen Flexibilitätsnetzwerke neue Herausforderungen an die Datenspeicherung, -aufbereitung und den entsprechenden Schutz dieser sensiblen Daten, sowie in weiterer Folge an den unterschiedlichen Akteur_innen in diesen Systemen. Smart Grid Anwendungsfälle setzen die Einbindung von Informations- und Kommunikationstechnologien zur Vernetzung voraus wodurch sich unterschiedliche Anwendungsfälle hinsichtlich Datennutzung und Datenschutz ergeben (siehe Tabelle 6), die im Rahmen von Standardisierungsmaßnahmen zu berücksichtigen sind (Hettich, Rechsteiner, & Dizdarevic-Hasic, 2014).

Tabelle 6: Standardisierungskategorien im Kontext der Datensicherheit im Smart Grid. (Hettich, Rechsteiner, & Dizdarevic-Hasic, 2014)

Standardisierungs-kategorie	Betroffene Rollen	Sicherheitskriterien von Informationsobjekt-gruppen pro Kategorie C I A	Anzahl von Informations-gruppen pro Standardisierungskategorie in Abhängigkeit der Datenkritikalität.
Messsysteme (MS)	Prosumer	 	Informationsgruppe MS 1 Informationsgruppe MS 2
Anbindung Gebäude (AG)	Prosumer	 	Informationsgruppe AG 1 Informationsgruppe AG 2
Prosumer Daten (PD)	Datenmanager Energienlieferant Dienstleister GA Weitere Marktpartner	  	Informationsgruppe PD 1 Informationsgruppe PD 2 Informationsgruppe PD 3
Netzmanagement Daten (ND)	Übertragungsnetz-betreiber Verteilnetzbetreiber Erzeuger SD-Verantwortlicher	      	Informationsgruppe ND 1 Informationsgruppe ND 2 Informationsgruppe ND 3 Informationsgruppe ND 4 Informationsgruppe ND 5 Informationsgruppe ND 6 Informationsgruppe ND 7

	unkritisch
	tendenziell kritisch
	kritisch

Nicht nur für die (potentiellen) Nutzer_innen von Smart-Metern stellt Datensicherheit eine wichtige Rolle, generell wird die Sensibilisierung für Privatsphäre und Datenschutz im Kontext der Nutzung von IKT auf gesetzlicher und gesellschaftlicher Ebene weiter zunehmen. (Johann Cas & und Walter Peissl, 2000). Nur durch ein hohes Maß an Transparenz gegenüber den Kund_innen bezüglich der gesammelten und genutzten Daten kann schon im Vorfeld Misstrauen abgebaut werden und die Akzeptanz entsprechender Maßnahmen (z.B. zur Erhöhung der Anteile von Smart Metern) erhöht werden, welche häufig in Verbindung zur subjektive Bewertung der Datensicherheit stehen (Fox, et al., 2011).

❖ Dynamische Anreize

Um unter den Prosumern ein möglichst hohes Maß an Flexibilität zu fördern bieten sich entsprechend flexible „Anreize für systemdienliches Verhalten“ (Reetz, 2017) an, die häufig mit einer Deregulierung der Tarife und einer Organisation weg von den großen Energieversorger_innen hin zu den Privatkund_innen assoziiert werden. Während in aktuellen Studien derartige dynamische Anreize häufig in erster Linie im Rahmen variierender Feed-In-Tarife diskutiert werden (Tews, 2016), können diesbezüglich auch Gamification Ansätze zu nachhaltigen Erfolgen führen (). Unter dem Begriff Smart Social Grid (vgl. Abbildung 41) präsentieren (Marques & Nixon, 2013) ein Modell mit dem vor allem die intrinsische Motivation der Prosumer angesprochen werden soll, indem der Spaß am Spiel und die soziale Interaktion gefördert werden.

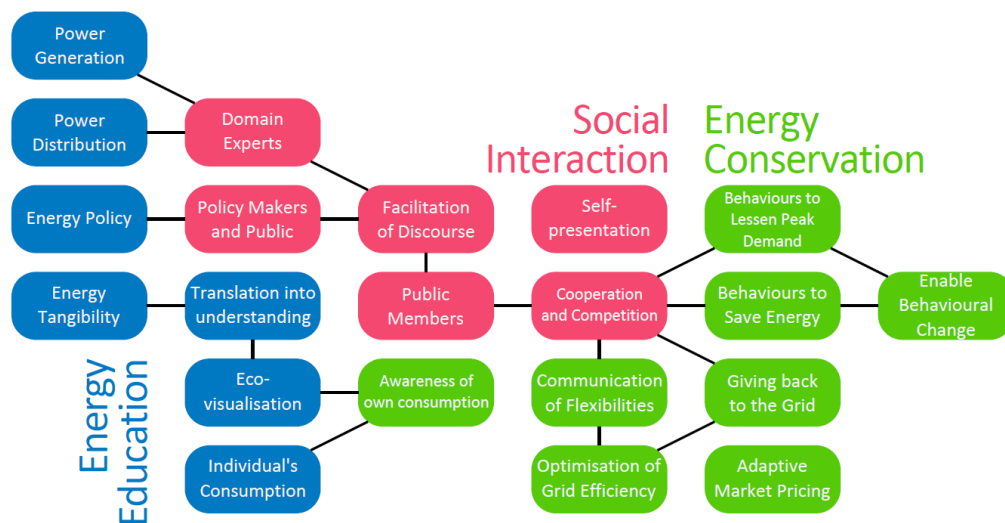


Abbildung 41: Gamification im Smart Grids. (Marques und Nixon, 2013)

Dieser Zugang unterstreicht die Bedeutung psychologischer Aspekte bei der Schaffung von Anreizen für Prosumer. (Deci & Ryan, 1985) gehen davon aus, dass neben dem Gefühl Aufgaben selbstständig erledigen zu können, auch das entsprechende Wissen und die damit verbundene Kompetenz sowie ein Gefühl der sozialen Integration notwendig sind um den langfristigen Erfolg eines derartigen Belohnungssystems zu gewährleisten. Ein weiterer positiver Effekt eines auf Belohnung basierenden dynamischen Wettbewerbssystems ist die Interaktionsmöglichkeit zwischen den Betreiber_innen (z.B. Energieversorger_innen) und den Endkund_innen, indem durch Feedbackschleifen Probleme und Wünsche kommuniziert werden können.

❖ Rechtliche Anreize

Neben den steuerlichen Anreizen (z.B.: zur Gebäudesanierung, zur Installation von Smart Metern, etc.) spielt auf rechtlicher Ebene vor allem die Investitionssicherheit der Endnutzer_innen eine zentrale Rolle um den Einstieg in Prosumer-Modell als langfristig wertvolle Entscheidung zu sichern. In der deutschen Anreizregulierungsverordnung sind beispielsweise Installation und Betrieb von Smart Metern im Rahmen von Gebäudesanierungen in Form von finanziellen Förderungen verankert, wobei (Beucker, et al., 2012) anmerken, dass nur durch die entsprechenden rechtlichen Rahmenbedingungen zur Schaffung von Anreizen ein marktrelevanter Rollout möglich ist.

Darüber hinaus spielen auf rechtlicher Ebene für die Endkund_innen neben den gesetzlichen Rahmenbedingungen, die die tarifliche Abwicklung regeln, vor allem auch die Tatsache eine wichtige Rolle, dass es sich auf technischer Ebene bei Prosumernetzwerken um Kommunikationsnetzwerke handelt, die entsprechendes Maß an Datenschutz gewährleisten müssen (Kollmann, Moser, de Bruyn, Schwarz, & Fehring, 2013).

❖ **Unabhängigkeit**

Die Möglichkeit sich durch die eigene Stromproduktion ein hohes Maß an Unabhängigkeit von Institutionen, Energieversorgern und dem Eingriff von außen zu ermöglichen spielt für bestimmte Zielgruppen im Kontext der erneuerbaren Energien eine nicht zu vernachlässigende Rolle. Diese Autonomie geht aus Kund_innensicht einerseits mit der Möglichkeit einher, die eigenen Interessen besser verfolgen zu können und andererseits sind jene Segmente der Kund_innen die institutionsmüde sind assoziieren mit höherer Unabhängigkeit von den traditionellen Energieversorgern das Potential besser und schneller auf die regionalen und lokalen Bedürfnisse der Gemeinschaft reagieren zu können (Dragoman, 2014). Die Möglichkeit sich und die regionale Gemeinschaft einerseits auf technischer Ebene autark versorgen zu können, und andererseits auf gesellschaftlicher und organisatorischer Ebene autonom Entscheidungen zu treffen ist vor allem für die gut informierten Nutzer_innengruppe, die bewusst an der Energiewende teilhaben ein zentraler Faktor (Pfenning, 2018).

Allgemein zeigt sich, dass die jeweiligen Differenzierungen nach dem Energieverhalten und dem Kund_innentyp vor allem auch die Bereitschaft zur Beschäftigung mit der eigenen Rolle im Kontext von Energieproduktion und -konsum und die Technikaffinität bzw. die Typisierung nach Anwender_innentyp innovativer Applikationen und Services mitberücksichtigen. In Hinblick auf die Motivation zur möglichst flexiblen Teilhabe an Prosumer-Modellen, variieren die identifizierten Segmente vor allem im Hinblick auf Adressierbarkeit durch monetäre und nicht-monetäre Anreize hinsichtlich folgender Eigenschaften:

- Gruppen mit hohem ökologischen Interesse, höherem Einkommen, regionaler Verbundenheit und starker Affinität hin zu neuen Technologien müssen kaum mehr motiviert werden sich an dezentralen Formen der Energieerzeugung und -verteilung zu beteiligen – diese Gruppen können eher durch Information und Bestärkung ihrer eigenen Interessen in ihrem Antrieb bestärkt werden. Wichtig ist jedoch die Erhaltung dieser Interessen – es muss klar kommuniziert werden, dass etwa die regionale Verbundenheit oder die ökologische Präferenz gegeben sind.
- Gruppen aus den unteren sozialen Milieus, mit niedrigerem Einkommen, die darauf angewiesen sind zu Sparen und das Sparpotential von Energiemaßnahmen regelmäßig auszuloten, sind vor allem durch direkte oder indirekte finanzielle Anreize zu motivieren. Diese Gruppen stellen durchaus ein vergleichsweise hohes Potential für Flexibilitäts-Modelle dar, solange die ökonomischen Vorteile klar kommuniziert werden.
- Jene Gruppen, die sich vor allem aus Skeptiker_innen zusammensetzen, die einerseits nicht an die Konsequenzen des eigenen Verhaltens glauben, darüber nicht ausreichend informiert sind, oder Vorschriften von staatlichen oder wirtschaftlichen Akteuer_innen ablehnen, bieten ebenfalls das Potential in erster Linie durch nicht-monetäre Anreize motiviert zu werden. Hier müssen Informations- und Sensibilisierungsmaßnahmen vor allem darauf abzielen Unsicherheiten auszuräumen und die individuellen Vorteile herauszustreichen.

- Die Gruppen, die nur sehr schwer adressiert werden können, sowohl über monetäre als auch über nicht-monetäre Incentives, stellen jene Typen dar, die finanziell bessergestellt sind, die aber kein Interesse am eigenen Energieverhalten haben und nicht gewillt sind sich aktiv zu beteiligen. Dies kann an mangelnder (regionaler) Integration liegen, oder aber auch daran, dass die Konsequenzen des eigenen Handelns soweit wie möglich negiert werden. In diesem Cluster finden sich auch jene Personengruppen die auf Grund ihrer Ablehnung neuer Technologien, und eines fehlenden Verständnisses der Notwendigkeit innovativer Maßnahmen im Energiebereich, kaum zur Teilhabe an Prosumer-Modellen motiviert werden können.

5.4 Zuordnung Kund_innenklassifizierung zu Tarifmodellen

Für die unterschiedlichen FLEX+ Kund_innentypen ist anzunehmen, dass sich jeweils andere Tarifmodelle und Anreize eignen bzw. auf Grund ihrer Charakteristika von der jeweiligen Gruppe präferiert werden. Bei konkreter Einbindung der flex+ Typisierung bietet sich hinsichtlich der Adressierbarkeit und Motivation der verschiedenen Kund_innentypen ein heterogenes Bild. Einerseits stellen gerade jene Gruppen, die experimentierfreudig und offen sind für neue Lösungen relevante Zielgruppen für nicht-monetäre Anreize dar, während die Gruppen für die Sicherheit im Vordergrund steht und die sich weniger mit den Effekten des eigenen Verhaltens beschäftigen Informations- und Sensibilisierungsmaßnahmen ebenfalls zielführend sein können. Allgemein sind jene Gruppen eher über monetäre Anreize adressierbar, die einerseits auf Grund ihrer sozialen Lage auf Sparen und Wirtschaftlichkeit der konsumierten Produkte angewiesen sind. Auf der anderen Seite können aber auch jene Typen, für die Eigentum und der durch materielle Güter erworbene gesellschaftliche Status durch materielle Anreize motiviert werden. Idealistisch und sozial engagierte Kund_innen benötigen eher eine Bestärkung, dass das eigene Verhalten positiv zu Gesamtsituation beiträgt und sie ihren Beitrag auch in der regionalen Gemeinschaft leisten. Hier bieten sich nicht-monetäre Maßnahmen, die die Interaktion und den sozialen Zusammenhalt fördern. Letztlich zeigt sich deutlich, dass einige der Anreize, die oben angerissen wurden, kombiniert werden sollen und müssen, da sie teilweise direkt und indirekt in Beziehung stehen.

In Bezug zu den gewählten Preismodellen, welche den flex+ Typen offeriert werden können, bietet sich ein ähnliches Bild wie hinsichtlich der nicht-monetären Anreize: es kann angenommen werden, dass jene Typen die auf Sicherheit ausgerichtet sind und die vermeintliche Überraschungen vermeiden wollen, eher fixe Modelle bevorzugen auch wenn dies nicht die tatsächlich ideale Lösung darstellt. Auf der anderen Seite des Spektrums bewegen sich wieder jene, für die die System Dienlichkeit im Vordergrund steht, und die auch bereit sind dafür Komfortabstriche und potentielle finanzielle Einbußen in Kauf zu nehmen. Es kann angenommen werden, dass sich zwischen diesen beiden Polen an Kund_innentypen jene wiederfinden, die zwischen Flatrate-Lösungen und dynamischen Tarifmodellen schwanken. Diese Gruppen sind einerseits davon getrieben Neues auszuprobieren, oder den wirtschaftlich idealen Tarif zu finden, der auch ein gewisses Maß an Informiertheit erfordert.

Im Rahmen eines mehrstufigen Bewertungsprozesses in Projekt-internen Workshops sowie durch eine Umfrage mit Expert_innen des Projektkonsortiums wurde die Relevanz der Tarifmodelle und Anreize für die unterschiedlichen Kund_innentypen explorativ erarbeitet. In der Expert_innenbefragung wurden ausgewählte Tarifmodelle und Methoden zur Abrechnung der Regelenergie erstens charakterisiert hinsichtlich der möglichen Wirkung auf Endkund_innen anhand von der Zustimmung der Expert_innen zu verschiedenen Aussagen (siehe Tabelle 7), und zweitens diese Tarifmodelle und Abrechnungsmethoden den verschiedenen flex + Kund_innentypen zugeordnet (siehe Tabelle 8).

Aus den Ergebnissen zeigt sich, dass von Expert_innen die Tarifmodelle Flatrate und Fixrate als leicht nachvollziehbar für die Endkund_innen erachtet werden und insbesondere die Flatrate zu keinerlei Überraschungen bei der Abrechnung führen, jedoch weniger geeignet sind um energiebewusstes Verhalten zu fördern oder Stromkosten zu senken. Das Dynamische Tarifmodell dahingegen fördere das energiebewusste Verhalten und Stromkosten senken, werde jedoch als weniger nachvollziehbar eingeschätzt. Bei der Regelenergieabrechnung stimmen mehrheitliche die Expert_innen zu, dass die Tarifreduktion die Möglichkeit zu Stromkostensenkung böte und die Transparente Abrechnung andererseits ein hohes Maß an Wissen voraussetze.

In Tabelle 8 wird die Einschätzung der Expert_innen hinsichtlich der Eignung bzw. Nicht-Eignung der Tarifmodelle und Regelenergieabrechnung für bestimmte Kund_innengruppen

dargestellt. Dargestellt ist die jeweils am häufigsten gewählte Antwort (in Prozent), wobei grün hinterlegte Zellen für „Geeignet“, rot für „Nicht geeignet“ und weiß hinterlegte Zellen für „potentiell geeignet“ stehen.

Tabelle 7 Ergebnistabelle Eignung von Tarifmodell und Regelenergieabrechnung für Kund_innentypen anhand des am häufigsten gewählten Antwortkategorie (Modalwert) in Prozent

Modalwert Eignung Tarifmodell/Regelenergieabrechnung für die Kund_innentypen <i>grün = geeignet,</i> <i>weiß = potentiell geeignet,</i> <i>rot = nicht geeignet.</i>	Tarifmodell			Regelenergieabrechnung	
	<i>Flatrate</i>	<i>Fixrate</i>	<i>Dynamisch</i>	<i>Tarifreduktion</i>	<i>Transparent</i>
Technikferne	60%	75%	90%	35%	65%
MaterialistIn	50%	50%	50%	60%	65%
sorglose KonsumentIn	45%	65%	45%	60%	45%
IdealistIn	55%	55%	75%	55%	75%
InnovatorIn	50%	40%	85%	65%	90%

Während die Tarifmodelle Flatrate und Fixrate für die Kund_innentypen Technikferne und Materialist_in als geeignet erachtet wird, wird das Dynamische Tarifmodell vor allem für den Typ Idealist_in und Innovatorin als geeignet erachtet. Diese beiden Kund_innengruppen scheinen auch für beide Formen der Regelenergieabrechnung als geeignet zu sein, wobei eine sehr hohe Einigung von 90% unter den ExpertInnen herrscht bezüglich der Eignung einer transparenten Regelenergieabrechnung für den Typ Innovator_in.

Eine zusammenfassende Darstellung mögliche Tarifmodelle und Anreize für die jeweiligen flex+ Kund_innentypen ist im Folgenden im Detail dargestellt.

Innovator_innen

Ausgehend von der finanziellen Situation und dem entsprechenden sozialen Milieu dieses Kund_innensegments, spielen nicht-monetäre Anreize, die den sozialen Status adressieren eine bedeutsamere Rolle als finanzielle Incentives. Diese Gruppe nutzt bereits Technologien für das Energiemanagement und greift auch auf personalisierte Feedbacksysteme (Echtzeit- Energiezähler, automatisches Licht- Ein/Aus bei Anwesenheit, Fernsteuerung, etc.) zurück. Entsprechend muss durch Informations- und Marketingmaßnahmen zur Aufrechterhaltung des Verhaltens beigetragen werden. Auf Grund der eigenen Interessen, ist sie entsprechend für Flexibilisierungsmaßnahmen ansprechbar, wenn diese den sozialen Status sichtbar erhöhen (z.B. im Rahmen von Wettbewerben mit Auszeichnungen, etc.) sowie eine überzeugende technische Funktionalität sowie Synchronisierung mit den vorhandenen Geräten und eigenen Einstellungsmöglichkeiten nicht in Frage gestellt werden.

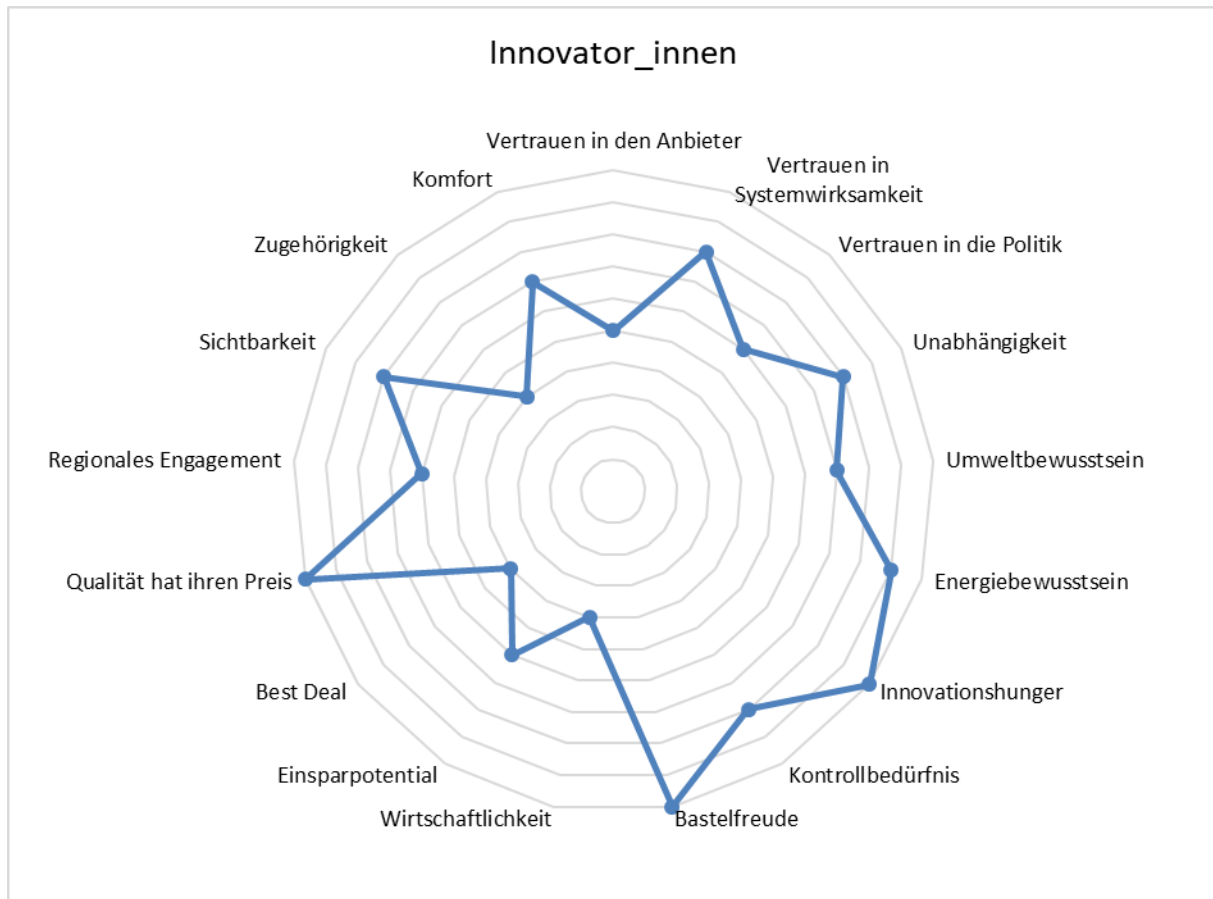


Abbildung 42: Bedürfnisse und Anforderungen der Innovator_innen. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien)

Informationskampagnen hinsichtlich der Umsetzung von Flexibilitäts-Modellen spielen dementsprechend eine wichtige Rolle für diese Gruppe um die Kontrolle für die Steuerung der eigenen Komponente zeitweise abzugeben bzw. teilen können. Im Vordergrund stehen entsprechend die technologischen Aspekte des Energiesparens, wobei die Einbindung in Smart-Home-Anwendungen in diesem Zusammenhang ebenfalls wichtig für diese Gruppe sein könnte.

In Hinblick auf das präferierte Preismodell kann davon ausgegangen werden, dass dieses Kund_innensegment eher nicht die Flatrate wählt, sondern auf Grund der hohen technischen Affinität auch ein dynamisches Preismodell von Relevanz ist.

Idealist_innen

In Hinblick auf die Bereitschaft zur Mitwirkung an Geschäftsmodellen zur Nutzung der Endkund_innen Flexibilität ist eine sehr hohe Akzeptanz zu erwarten, insofern diese an der allgemeinen Nachhaltigkeit des Energiesystems orientiert sind. Das Vertrauen in das tatsächliche Potential der Angebote zur Erhöhung der allgemeinen Nachhaltigkeit spielt eine zentrale Rolle für die Beteiligung.

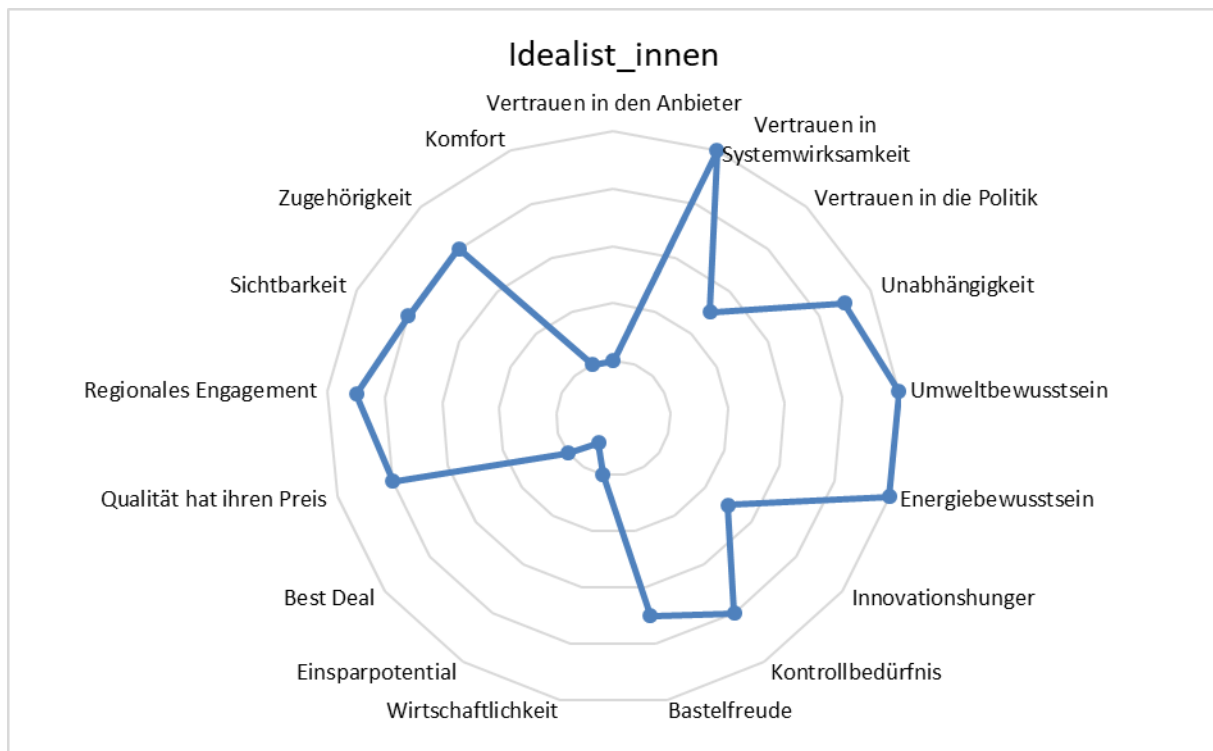


Abbildung 43: Bedürfnisse und Anforderungen der Idealist_innen. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien)

Bezüglich von monetären und nicht-monetären Maßnahmen und Anreizen ist diese Gruppe auf Grund des bereits sehr hohen Motivationslevels kaum relevant – diese Motivation muss lediglich aufrechterhalten werden.

In Hinblick auf Anreizsysteme zur Beteiligung an Prosumer-Modellen mit der Bereitstellung der Flexibilität, sind für diese Gruppe nicht-monetäre Incentives (z.B.: Zertifizierungen, Energieausweise, Labels, etc.) zentral, da dadurch glaubhaft nachgewiesen werden kann, dass das jeweilige Produkt im Sinne der Nachhaltigkeit agiert. Auf technischer Ebene spielen hier unter anderem auch Systeme eine wichtige Rolle, die sehr klare Informationen über den eigenen Energieverbrauch und das potentielle Einsparpotential liefern. Hier bietet sich auch das voraussehbar größere Potential für Interaktion zwischen Kund_innen und den Energieunternehmen. Je nach ökologischem Benefit könnte auch von der Bereitschaft zum eigenen Komfortverzicht, oder Akzeptanz von zusätzlichen Kosten gegeben sein.

Auf Grund der Möglichkeit das Energiebewusstsein zu stärken bzw. Stromkosten zu sparen, eignen sich das dynamische Tarifmodell sowie die Regelenenergieabrechnung Transparent sowie als Tarifreduktion.

Materialist_innen

Der Glaube an ein Produkt und den Hersteller ist für diese Gruppe wichtig, da damit ein entsprechender sozialer Status assoziiert werden. Generell ist diese Gruppe empfänglich für beides: nicht-monetäre Anreize (z.B. Hinweise, dass energieeffizientes Verhalten, hohe Flexibilität, etc. nicht mit Komfortverlust, sondern mit einem entsprechend höheren gesellschaftlichen Status verbunden sind) als auch monetäre Incentives (z.B.: finanzielle Unterstützung bei Sanierung, Anpassung und Ausstattung).

Diese Gruppe stellt hinsichtlich der Integration in Flexibilitäts-Modelle ein potentiell ambivalentes Segment dar: einerseits ist ihr weniger daran gelegen in die Stromversorgung

„einzugreifen“ und bevorzugt eine Steuerung von außen um den eigenen Komfort zu erhöhen. Damit ist sie tendenziell schwieriger in Prosumer-Modelle integrierbar in denen die Flexibilität sehr hoch sein soll, da die Eigeninteressen in erster Linie auf Konstanz und geringe Schwankungen ausgerichtet sind. Auf der anderen Seite könnte diese Gruppe für niederschwellige und einfach nutzbare Steuerungsmöglichkeiten und Veränderungen, die nicht spürbar sind und extern kontrolliert werden, ansprechbar sein. Produkte werden in erster Linie auf ihr Preis-Leistungsverhältnis hin betrachtet, wobei die Einstellung „Qualität hat ihren Preis“ vor allem für bekannte Produkte und Dienstleistungen gilt.

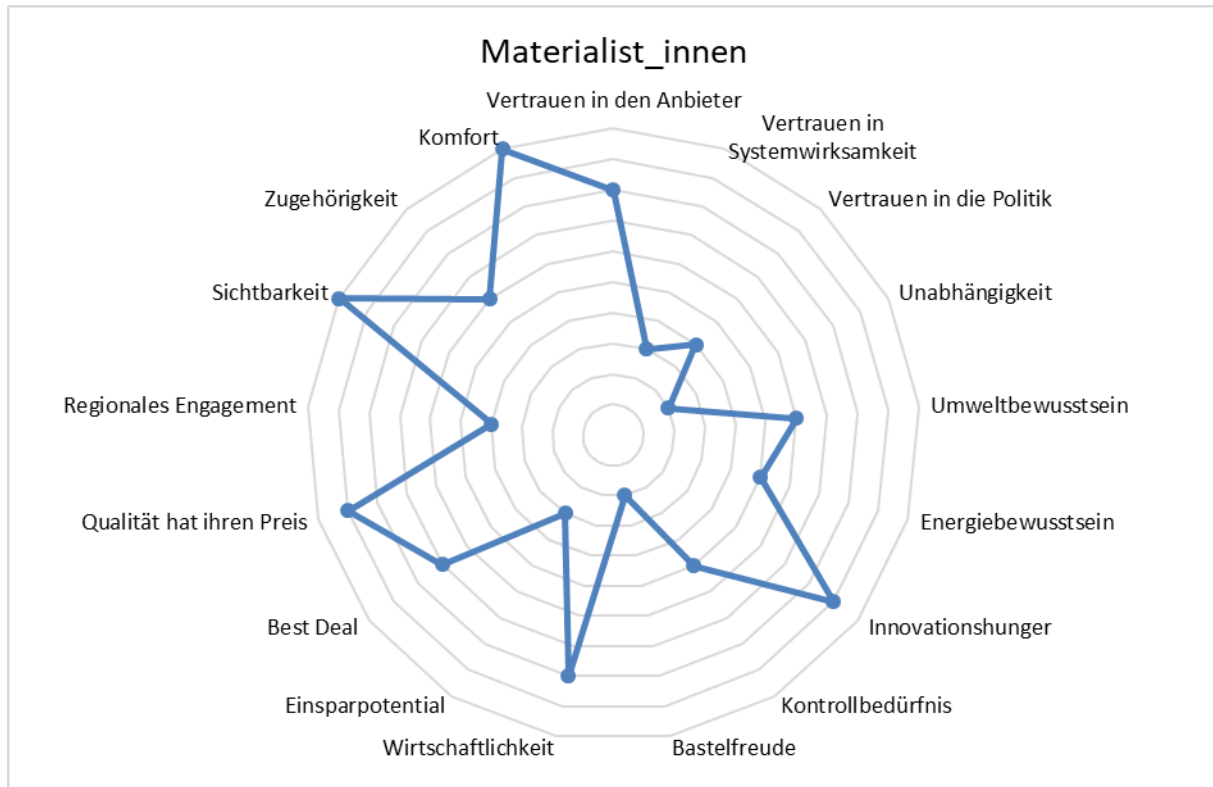


Abbildung 44: Bedürfnisse und Anforderungen der Materialist_innen. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien)

Im Hinblick auf das Preismodell kann von einer höheren Akzeptanz der Fixrate sowie der Flatrate ausgegangen werden, da hierbei eine vorhersehbare und unkomplizierte Abrechnung den Komfort steigert und eine geringe Auseinandersetzung mit der Abrechnung notwendig ist. Andererseits besteht auch ein gewisses Potential für dieses Segment das Flat-rate-Modell zu wählen um durch Pauschalpreise unerwartete Schwankungen vermeiden zu können.

Sorglose Konsument_innen

Diese Gruppe stellt auf Grund ihrer ökonomischen Situation die wichtigste für monetäre Incentives dar. Anreizsysteme sollten einerseits speziell auf die jeweiligen sozialen Netzwerke der Betroffenen ausgerichtete Informationskampagnen/Energieberatungen, sowie finanzielle Subventionen berücksichtigen um das Sparpotential herauszustreichen, da die Beschäftigung mit dem eigenen Energieverhalten in erster Linie über den Preis der Angebote und den involvierten Kostenfaktor stattfindet.

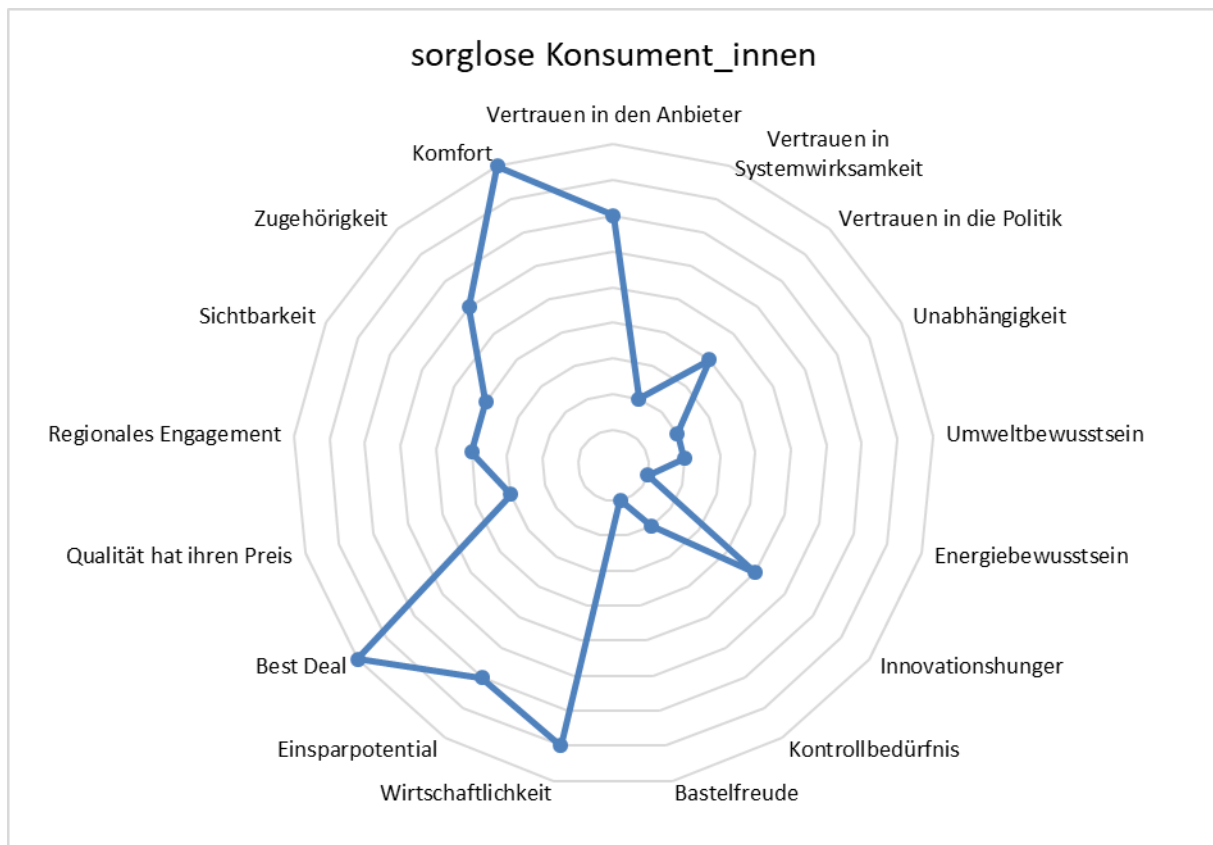


Abbildung 45: Bedürfnisse und Anforderungen der der sorglosen Konsument_innen.
(Quelle: Darstellung FH Technikum Wien)

Neben Informations- und Marketingkampagnen kann diese Gruppe auf technologischer Ebene vor allem durch personalisierte Feedbacksysteme motiviert werden die Energieeffizienz noch weiter zu steigern, wenn die finanziellen Mittel zur Verfügung stehen würden.

Das Fixpreismodell entspricht am ehesten dem (finanziellen) Sicherheitsbedürfnis dieser Gruppe an Kund_innen und erfordert auch keine intensive Auseinandersetzung mit Schwankungen am Energiemarkt, oder dem eigenen Energieverhalten.

Technikferne Stromsparer_innen

Es ist davon auszugehen, dass vor allem diese Gruppe nur schwer für die Zusammenarbeit mit Energielieferanten zu begeistern ist, außer es kann glaubhaft die Verfolgung der jeweiligen Eigeninteressen gewährleistet werden.

Da (technische) Investitionen aus Eigenantrieb eher vermieden werden, könnten monetäre Anreize potentiell das Verhalten beeinflussen, wobei die technologische Komponente innovativer Ansätze im Energiekontext generell abgelehnt wird.

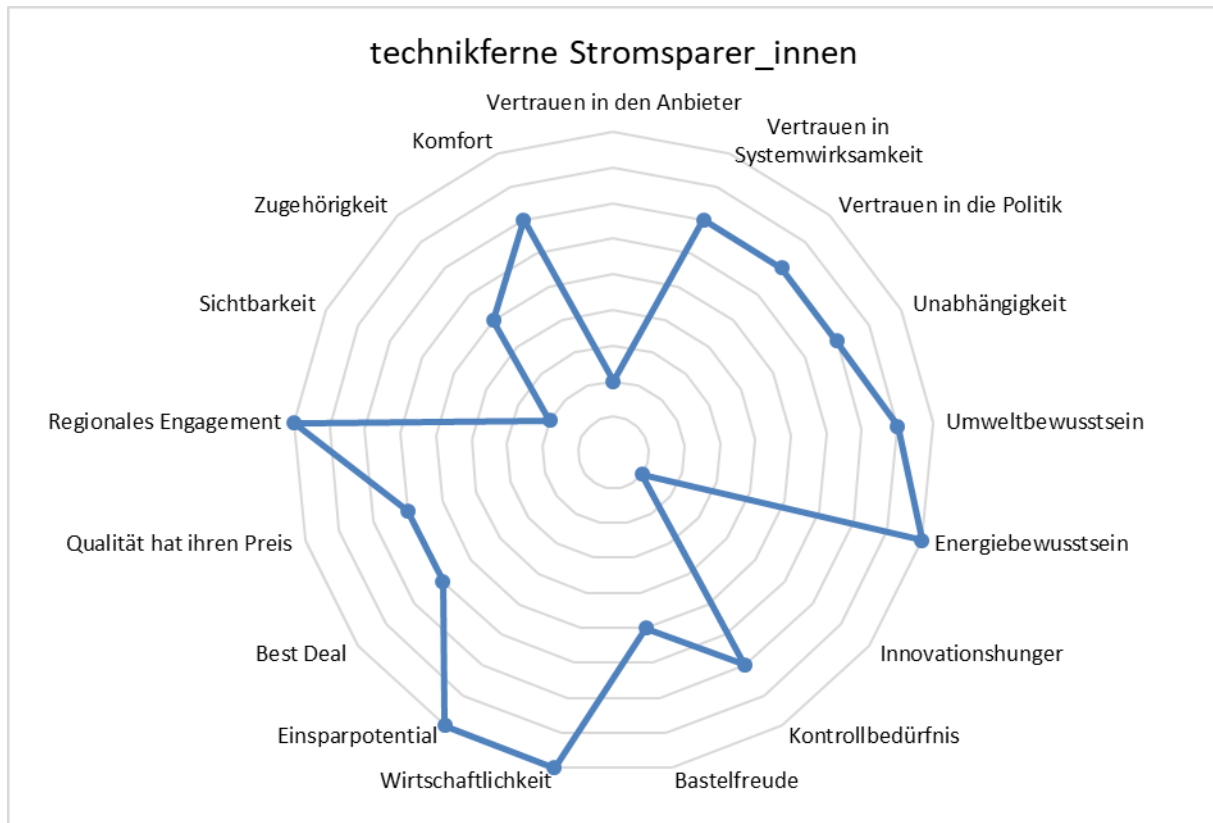


Abbildung 46: Bedürfnisse und Anforderungen der „technikfernen Stromsparer_innen“.
(Quelle: Darstellung FH Technikum Wien)

Diese Gruppe kann einerseits über monetäre Anreize adressiert werden und andererseits über nicht-monetäre Incentives indem ihr Bedürfnis nach Unabhängigkeit adressiert wird. Je geringer das erlebte Ausmaß der Verwaltung von außen umso eher ist diese Gruppe zu einer erhöhten Flexibilität zu motivieren.

Auf Grund der notwendigen Bereitschaft zur Auseinandersetzung mit dem Abrechnungssystem, gehen die Expert_innen von einer geringeren Eignung des Dynamischen Tarifmodells für diese Gruppe aus. Deren generelle Auseinandersetzung mit dem eigenen Energieverhalten und der Bereitschaft sich nachhaltig zu verhalten bietet mögliche Anknüpfungspunkte für das dynamische Preismodell. Allgemein muss davon ausgegangen werden, dass Wirtschaftlichkeitsbestrebungen und die Absicherung gegenüber erhöhten Kosten durch eine Überschätzung des eigenen Stromverbrauchs diese Gruppe zur Flatrate oder Fixrate greifen lassen.

Zusammenfassung

Auf Grundlage der verfügbaren Literatur lassen sich sowohl kombinierte Typisierungsvorschläge von Stromkund_innen als auch Zuordnungen von monetären und nicht-monetären Anreizen ableiten. Die hier vorgeschlagene Segmentierung beruht dabei einerseits auf einer Auswahl relevanter Charakteristika, die es bei der Typisierung zu beachten galt (vgl. Tabelle 2) als auch auf einem zweistufigen, internen Bewertungsprozess in dessen Rahmen die Werthaltungen je Kund_innentyp von Expert_innen des Projektkonsortiums bewertet und zur grafischen Veranschaulichung kumuliert wurden. Die finale Typisierung zu diesem Zeitpunkt stellt somit das Ergebnis einer rein qualitativen Vorgehensweise dar und ist als Zusammenfassung und Reduktion der bestehenden, wissenschaftlichen Datenlage zu verstehen. Diese theoretischen Überlegungen fließen unmittelbar in die Vorbereitungen der

empirischen Erhebungen unter österreichischen Komponentenbesitzer_innen ein und bieten damit eine Grundlage für die weitere Analyse von Kund_innensegmenten.

Die Diskussion von monetären und nicht-monetären Anreizen, sowie die Zuordnung zu Preismodellen und nicht-monetären Anreizen basiert auf der generellen Beschreibung der Kund_innentypen. Diese Zuordnung wird erst in den folgenden Arbeitsschritten durch empirische Daten geprüft und falsifiziert und stützt sich aktuell ausschließlich auf die Erkenntnisse aus der Desk Research sowie dem iterativen Expert_innen Prozess. Auf Grund der Tatsache, dass eine umfassende Analyse nicht-monetärer Anreize zur Motivation von Komponentenbesitzer_innen zur Bereitstellung ihrer Flexibilität kaum sozialwissenschaftlich erforscht ist und damit nur wenige Beispiele an konkreten Maßnahmen zur Verfügung stehen, haben die diskutierten Lösungen in erster Linie illustrativen Charakter. Nichts desto trotz bietet die oben präsentierte Zuordnung eine nachprüfbare Basis für weitere empirische Erhebungen wodurch einerseits konkrete Hypothesen zur Clusterung der Kundr_innentypen, der jeweils relevanten Anreizsysteme und Preismodelle möglich werden.

6 Abrechnungskonzepte

Die Herstellung adäquater Abrechnungsmodelle für die Endkund_innen ist erforderlich, um eine möglichst hohe Akzeptanz zu erreichen. Dafür ist es notwendig, dass die Rollen und Zahlungsströme zwischen den Teilnehmern definiert werden. Im Abschnitt 6.1 „Rollen und Zahlungsströme“ werden die Rollen der einzelnen Teilnehmer bei der Abrechnung von Energie bzw. Flexibilitätsbereitstellung beschrieben. Anschließend werden im Abschnitt 6.2 „Abrechnungskonzepte Flex+“ die Abrechnungskonzepte definiert, die im Flex+ Projekt angewendet werden.

6.1 Rollen und Zahlungsströme

Grundlage für die Abrechnungskonzepte bilden die Rollen und Zahlungsströme, die durch die Marktregeln und die Rollenverteilung im Projekt Flex+ definiert werden.

- Regelzonenführer (RZF)
Der Regelzonenführer APG rechnet mit dem Regelreserveanbieter die Vorhaltung und Erbringung von Regelenergie sowie eventuelle Pönalen ab.
- Bilanzgruppenkoordinator (BKO)
Der Bilanzgruppenkoordinator ist die zuständige Stelle für die Organisation und Abrechnung der Ausgleichsenergie innerhalb der Regelzone.
- Regelreserveanbieter (RRA)
Der Regelreserveanbieter rechnet mit dem RZF die Vorhaltung und Erbringung von Regelenergie sowie eventuelle Pönalen ab.
Der Regelreserveanbieter rechnet mit dem Eigentümer der Anlagen mit denen er Regelreserven erbringt, oder mit demjenigen dem der Eigentümer die Flexibilitätsnutzung dieser Anlagen übertragen hat, die Nutzung dieser Flexibilität ab.
- Lieferant
Der Lieferant rechnet mit den Endkund_innen die Lieferung von elektrischer Energie ab.
Falls der Lieferant nicht auch Bilanzgruppenverantwortlicher ist, rechnet dieser mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen ggf. die durch ihn zu verantwortende Ausgleichsenergie ab.
Falls der Lieferant die Flexibilität von durch ihn belieferte Anlagen nutzt rechnet der Lieferant die Flexibilitätsnutzung mit dem Anlagen-eigentümer (Endkund_innen) ab.
Falls der Lieferant die von ihm kontrahierte Flexibilität an einen Regelreserveanbieter weitergibt rechnet er die Nutzung dieser Flexibilität mit ihm ab.

- Endkund_innen

Die Endkund_innen rechnen mit dem Lieferanten die Energielieferung ab.

Die Endkund_innen rechnen mit dem Verteilnetzbetreiber oder ggf. mit dem Lieferanten im Auftrag des Verteilnetzbetreibers Netzkosten und Abgaben ab.

Die Endkund_innen rechnen mit dem Lieferanten die durch sie zu verantwortende Ausgleichsenergie ab. Die erfolgt entweder durch explizite vertragliche Regelungen (üblich bei Größtkunden) oder implizit durch Berücksichtigung in der Preisgestaltung des Lieferanten (übliche Vollstromversorgungsverträge).

Falls die Endkund_innen Flexibilitäten in ihrem Eigentum einem Dritten zur Flexibilitätsnutzung zur Verfügung stellen, rechnen Sie diese mit ihm ab. Die Flexibilitätsnutzung kann dem Lieferanten oder einem RRA übertragen werden.

- Verteilnetzbetreiber (VNB)

Der Verteilnetzbetreiber rechnet mit den Endkund_innen Netzkosten und Abgaben ab. Diese Abrechnung kann im Auftrag des Verteilnetzbetreibers durch den Lieferanten erfolgen.

Falls die Endkund_innen die Voraussetzungen für das vergünstigte Netzentgelt erfüllen, verrechnet der Verteilnetzbetreiber auf Basis der Informationen aus dem Datenkarussell vergünstigte Netzentgelte für Regelreserveerbringung gemäß SNE-V 2018 - Novelle 2019 §5 9 an diese.

- Betreiber Flex+ Plattform

Der Betreiber der Flex+ Plattform verrechnet für den Betrieb der Plattform, die Einbindung der Komponenten, die Datenverarbeitung und verwandte Dienstleistungen den RRA, Lieferanten und Komponentenpools, die die Flex+ Plattform nutzen, Lizenzkosten.

- Betreiber Komponenten Pools

Die Betreiber der Komponenten Pools verrechnen für den Betrieb der Pools. Die Steuerung der Komponenten, die Datenverarbeitung und verwandte Dienstleistungen den RRA und Lieferanten, die die durch die Komponentenpools bereitgestellte Flexibilität nutzen, Kosten für diese Dienstleistung oder sie bekommen eine nicht-monetäre Gegenleistung, wie beispielsweise ein besonderes Marketing durch den Lieferanten.

6.2 Abrechnungskonzepte Flex+

Prämissen für die Abrechnungskonzepte sind zum einen die verursachungsgerechte Verrechnung der Kosten und die leistungsadäquate Verrechnung der Erlöse sowie ein möglichst einfaches Abrechnungsmodell für die Endkund_innen, um bei diesen eine möglichst hohe Akzeptanz zu erreichen.

Bereits ohne die Flexibilitätsnutzung stehen die Endkund_innen in einem komplexen Geflecht aus Vertragsbeziehungen. Zum einen gibt es die Beziehung zu Lieferant und Verteil-

netzbetreiber zur Versorgung mit elektrischer Energie zum anderen gibt es Vertragsbeziehungen zu den Komponentenherstellern, welcher über seine technischen Einheiten bei den Endkund_innen Flexibilität zur Verfügung stellen kann. Um dieses Beziehungsgeflecht nicht noch zusätzlich um eine Beziehung zu einem RRA zu erweitern, wird den Endkund_innen die Flexibilitätsnutzung durch die Lieferanten in Form von speziellen Tarifen abgegolten.

Dazu soll der Lieferant die durch ihn von den Kund_innen erworbene Flexibilitätsnutzung als Paket an einen RRA gegen Vergütung weitergeben können. Die Endkund_innen stimmen dem explizit in den Vereinbarungen mit ihren Lieferanten zu. Der RRA präqualifiziert und vermarktet die Flexibilität dann beim RZF und generiert damit Erlöse. Die Weitergabe der Flexibilitätsnutzung vom Lieferanten an den RRA muss im weiteren Verlauf des Projekts Flex+ im Zuge Präqualifikation von Technischen Einheiten mit sehr kleinen Leistungen bei Endkund_innen (entspricht den einzelnen Komponenten aus den Komponentenpools) bei APG berücksichtigt werden. Aktuell erfolgt die Präqualifikation je Technischer Einheit. Dies würde bedeuten, dass eine direkte Verbindung zwischen RRA und Endkund_innen erforderlich wäre. Indirekt besteht in diesem Zusammenhang eine Verbindung zwischen RRA und Endkund_innen über die Komponentenpools, die einzelne Typen ihrer Komponenten bei APG präqualifizieren und dann über die Komponentenpools den Pools der RRA in einer Präqualifikation zuordnen können. Im Flexibilitätserbringungskonzept von Flex+ ist diese direkte Verbindung aus Komplexitätsgründen aber nicht vorgesehen.

Auf Basis dieser Prämissen ergeben sich folgende Abrechnungskonzepte:

- Endkund_innen vergüten Lieferanten die Lieferung elektrischer Energie und überlassen den Lieferanten die Flexibilitätsnutzung ihrer Komponenten gegen eine Vergütung.
- Lieferanten beliefern ihre Kund_innen mit Energie und nutzen deren Flexibilität, oder überlassen die Flexibilitätsnutzung bei ihren Endkund_innen zur Regelreserveerbringung RRAs gegen eine Vergütung. Dabei werden erbrachte Energiemengen aus Abrufen berücksichtigt. Kommen Lieferanten nicht ihrer Prognoseverpflichtung nach tragen sie direkt (im Fall einer eigenen Bilanzgruppe) oder indirekt die Ausgleichenergiekosten, die vom BKO verrechnet werden.
- Regelreserveanbieter vermarkten die ihnen von den Lieferanten überlassenen Flexibilitäten auf den Regelreservemärkten und erhalten dafür vom RZF eine Vergütung sowie ggf. Energiemengen.

Das folgende Übersichtsbild des Modells der Abrechnungskonzepte in Flex+ zeigt die Rollen und Zahlungsströme.

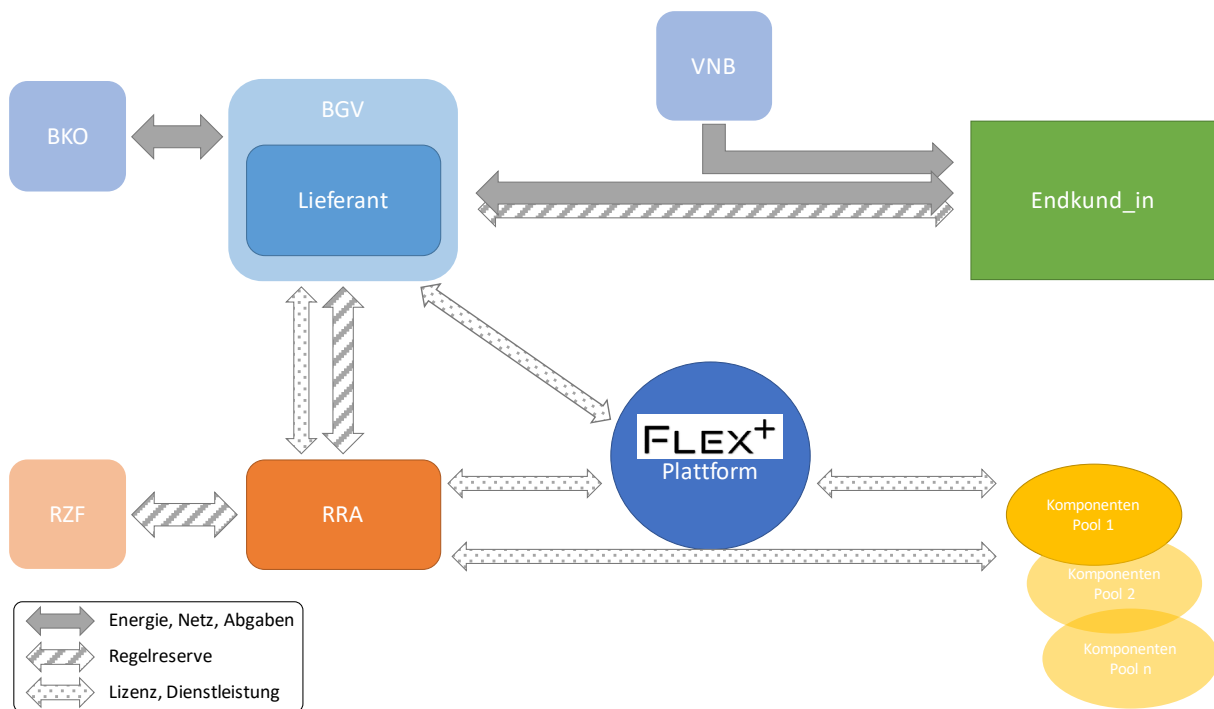


Abbildung 47 Rollen und Zahlungsströme der Abrechnungskonzepte in Flex+ (Quelle: Darstellung TIWAG)

- **Verrechnung Lieferung elektrischer Energie und Flexibilitätsnutzung**

- Energie

Die Lieferung elektrischer Energie erfolgt gemäß vereinbartem Tarif (Abschnitt „5.2 Monetäre Anreize“) vom Lieferanten an die Endkund_innen.

- Flexibilitätsnutzung

Vergütungen für die Nutzung der Flexibilität der technischen Einheiten der Endkund_innen werden mittels der Komponentenpools erfasst und im Tarif zwischen Lieferant und Endkund_innen berücksichtigt. Werden mit der Flexibilität auch Regelreserven über einen RRA erbracht, erfolgt die Berücksichtigung ebenfalls im Tarif zwischen Lieferant und Endkund_innen, um die Komplexität für die Endkund_innen möglichst gering zu halten.

- Ausgleichsenergie

Übliche Tarifmodelle im Endkund_innensegment sehen keine direkte Verrechnung von Ausgleichsenergie an diese vor. Ausgleichsenergie entsteht in einer Bilanzgruppe, wenn es zu Abweichungen des Verbrauchs/der Erzeugung von der Prognose (Fahrplan) kommt (§ 7 Z3 ElWOG 2010). Das Ausgleichsenergieisiko liegt somit grundsätzlich bei der Bilanzgruppe in der die Endkund_innen über den Lieferanten zugeordnet sind. Sind Bilanzgruppe und Lieferant nicht dieselbe juristische Person, kann der Vorlieferant und Bilanzgruppenverantwortliche die Prognoseverantwortung und somit das Ausgleichsenergie-

risiko dem Lieferanten vertraglich für seine Endkunden übertragen. Da Haushaltskunden üblicherweise zu keiner Prognose verpflichtet sind, kann ihnen das Ausgleichsenergieisiko vom Lieferanten nicht nochmals direkt weitergegeben werden. Lieferanten können aber die für Ausgleichsenergie zu erwartenden Aufwände in den Tarif mit den Endkund_innen einpreisen.

- Nachholeffekte

Nachholeffekte im Kontext von Flex+ liegen dann vor, wenn eine aktivierte Flexibilitätsnutzung bei Endkund_innen durch jemand anderen als die Endkund_innen selbst zu einem anderen Zeitpunkt eine Abweichung in Verbrauch oder Erzeugung und somit eine Abweichung von der ursprünglichen Prognose verursacht. Der jeweilige Prognoseverantwortliche hat Sorge zu tragen, dass in diesem Fall die Prognosen aktualisiert werden. Erfolgt dies nicht, kommt es zu einer Abweichung von der ursprünglichen Prognose, die dann Ausgleichsenergie verursachen kann. Damit der Lieferant/Bilanzgruppenverantwortliche seiner Prognoseverantwortung nachkommen kann, ist es erforderlich, dass der Lieferant/Bilanzgruppenverantwortliche für den Fall, dass die Flexibilitätsnutzung durch einen RRA erfolgt, online Informationen zur Flexibilitätsnutzung bei der jeweiligen Endkund_in, deren Flexibilität durch den RRA aktiviert wurde, erhält um mit diesen seine Prognosen bzw. Bilanzgruppenbewirtschaftung anzupassen. Diese Systematik wird aktuell bereits bei der Erbringung von Regelreserven mit Kraftwerken oder Industrieanlagen durch RRA in Bilanzgruppen Dritter auf Basis des Datenkarussells (Kapitel „4 Datenkarussell“) gelebt.

Im Projekt Flex+ wird somit davon ausgegangen, dass die Nachholeffekte in der Verantwortung des Lieferanten liegen. Der Lieferant kann mögliche Kosten in der bilateralen Diskussion der Erlöse der Vermarktung aus Regelenergie berücksichtigen.

- **Verrechnung Erlöse aus Vermarktung von Regelreserven**

- Erlöse Vorhaltung

Die Erlöse aus der Vorhaltung von Regelreserven durch die Flexibilitätsnutzung von Endkund_innen erhält zuerst der RRA vom RZF. Wie diese vom RRA an den Lieferanten, weitergegeben werden, ist bilateral zwischen RRA und Lieferant zu vereinbaren. Vom Lieferanten werden diese Erlöse über die Tarife an die Endkund_innen weitergegeben.

- Erlöse / Kosten Abrufe

Die Erlöse / Kosten (z.B. für negative Abrufe) aus der Erbringung von Regelreserven durch die Flexibilitätsnutzung von Endkund_innen fallen zuerst beim RRA an. Wie diese monetär vom RRA an den Lieferanten, weitergegeben werden ist bilateral zwischen RRA und Lieferant zu vereinbaren. Berücksichtigt muss im Falle der Abrufe werden, dass neben den monetären Kosten / Erlösen durch die Abrufe auch Energiemengen vom RZF in die jeweiligen Bilanzgruppen übertragen werden. Diese Energiemengen haben einen Wert der im den bilateralen Verhältnis zwischen RRA und Lieferant sowie zwischen Lieferant und Endkund_innen berücksichtigt werden muss. Im Falle

der Endkund_innen ist besonders darauf zu achten, dass im Fall von positiven Abrufen mit Lasten Energiemengen nicht auf den Zählern bei Endkunden aufscheinen, die aber in den beteiligten Bilanzgruppen schon auftreten. Bei einem direkten Vertragsverhältnis zwischen RRA und Endkund_innen wäre das gesondert, z.B. in einer trilateralen Vereinbarung zu berücksichtigen. Durch die Weitergabe der Flexibilitätsnutzung über den Lieferanten im Flex+ Modell ist dies nicht erforderlich.

- Vergünstigte Netzkosten

Gemäß SNE-V 2018 - Novelle 2019 §5 9 können sowohl für die erbrachte Arbeit als auch die zusätzliche Leistung durch Regelreserveabrufe vergünstigte Netznutzungsentgelte angewendet werden. Die Verteilnetzbetreiber erhalten die entsprechenden Informationen über das Datenkarussell und berücksichtigen diese in der Abrechnung der Netzkosten.

- Pönalen Regelernergieerbringung

Kommt ein RRA seiner Verpflichtung zur Vorhaltung oder Erbringung nicht oder in ungenügender Qualität nach kann der RZF gemäß „Modalitäten für Regelreserveanbieter in Österreich Version 1.0“ Punkt 8. Pönalen verrechnen. Diese Pönale trägt im Flex+ Modell ggf. der RRA, da er einen Teil seiner Anteile an den Erlösen aus Regelreserven für die Bereitstellung einer Besicherung der Regelreserve erhält.

7 Rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Im Themenbereich Flexibilitätsbereitstellung ist es notwendig die rechtlichen Rahmenbedingungen zu betrachten und relevante Zertifikate zu definieren, damit den Einsatz von flexiblen Komponenten vereinheitlicht wird. Im Abschnitt 7.1 „Relevante Zertifikate“ sind unterschiedliche Lösungsansätze beschrieben, die einem Batteriespeicher ermöglichen würden sowohl positive, als auch negative Regelleistung für das Netz bereitzustellen. Im zweiten Abschnitt dieses Kapitels „Schnittstelle Verteilnetzbetreiber“ werden die Anforderungen an die Schnittstelle Verteilnetzbetreiber beschrieben und mögliche Lösungssätze vorgeschlagen. Abschließend, im Abschnitt 7.3 „Marktpreisentwicklungen von Großhandels- und Regelenenergiemarkt-Produkten“ erfolgt eine Studie über die Marktentwicklung von Großhandels- und Regelenenergiemarkt-Produkten.

7.1 Relevante Zertifikate

Um sowohl positive, als auch negative Regelleistung für das Netz bereitzustellen ist es in manchen Fällen notwendig, dass ein Batteriespeicher direkt aus dem Netz Energie beziehen und jederzeit wieder einspeisen kann. Dies kann zu dem Problem führen, dass zum einen Zeitpunkt „graue“ Energie aus dem Netz in den Speicher geladen wird, und etwas später wird die Energie wieder mit dem Herkunftsnachweis Photovoltaik in das Netz eingespeist, was zu einer Art „Reinwaschung“ von Energie führt. Um dennoch positive und negative Regelleistung mit Batteriespeichern erbringen zu können bzw. negative Strompreise durch die Ladung aus dem Netz nutzen zu können wurden erste Ideen gesammelt, wie diese Problematik gelöst werden kann.

Als Beispiel zur Anlehnung wurde dabei die Stromkennzeichnung für Pumpspeicherkraftwerke diskutiert, welche im ELWOG 2010 unter §79a Abs. (2) geregelt ist. Demnach sind Herkunftsnachweise in einer Registerdatenbank zu erfassen und nachweislich zu dokumentieren. Für die bezogenen Strommengen aus dem Netz werden Herkunftsnachweise auf ein Treuhandkonto gebucht und aufgrund des Wirkungsgrades um 25% reduziert. Sobald wieder Strom produziert wird, werden die Nachweise wieder vom Konto abgebucht. Die Abwicklung dafür erfolgt über die Stromnachweisdatenbank der E-Control und dem Netzbetreiber.

Diese Lösung auf Batterien mit vergleichsweise sehr geringer Speicherkapazität umzuwälzen würde einen großen Abwicklungsaufwand bewirken. Deshalb wurden andere mögliche Lösungen besprochen.

Option 1: Unterbinden der Batterie-Einspeisung ins Netz

Wenn die Batterie aus dem Netz geladen werden soll, muss die Einspeisung der Batterie ins Netz verhindert werden. Dies kann dadurch gewährleistet werden, dass während die Batterie entladen wird keine Einspeisung stattfindet. Damit ist es aber nicht möglich aus dem Batteriepool positive Regelenenergie zu erbringen, wodurch der Hauptvorteil von Flexibilität aus Batteriespeichern verloren geht. PRL ist somit nicht möglich, weil Symmetrie angeboten werden muss. Es müsste auch geklärt werden ob der Fronius Smart Meter (nicht geeichter Zähler) für die Sicherstellung verwendet werden darf.

Option 2: Verwaltung von Herkunftsnachweisen

Ähnlich wie bei Pumpspeicherkraftwerken könnten die Herkunftsnachweise für Strom der in die Batterie geladen wird gespeichert (und somit buchhalterisch registriert) und bei Entladung ins Netz wieder abgegeben werden. Dabei wird der PV-Strom der direkt vom Generator kommt mit dem Strom im Netz „vermischt“. Es ergibt sich ein komplizierter Messungs- und Abrechnungsaufwand, um dies eindeutig darzustellen.

Option 3: Gezielte Bewirtschaftung der Batterie:

Die Energiemenge die aus dem Netz in die Batterie geladen wird muss vor der nächsten Einspeisung von der Batterie ins Netz mindestens durch die Lasten im Haushalt konsumiert werden. Erbringung von Primärregelleistung wäre damit nicht möglich (durch ständiges schwanken von positiver und negativer Leistung am Einspeisepunkt bei Netzfrequenz um 50 Hz).

Option 4: Pool-Teilung für positive und negative Regelenergie

Der Pool muss unterteilt werden in Geräte für positive Regelenergie und Geräte für negative Regelenergie – dadurch geht die Hälfte der Flexibilität verloren.

Option 5: Verzicht auf Zertifikate

Der Kunde verzichtet auf seine Zertifikate als Ökostromanlage und speist „grauen“ Strom in das Netz ein. Frage ob die Zertifizierung als Ökostromanlage für den Kunden und/oder den Lieferanten wichtig ist (derzeitiger Wert ca. 0,1-0,2 Cent/kWh netto).

Die beschriebenen Lösungsoptionen sollen im Laufe des Projektes mit der Regulierungsbehörde diskutiert werden um eine umsetzbare Lösung sowohl für den Demobetrieb im Rahmen von Flex+, als auch im Idealfall für eine spätere kommerzielle Verwendung zu finden.

7.2 Schnittstelle Verteilnetzbetreiber

In Hinblick auf die Netzauslegung ist die maximale Last aller Anlagen zu berücksichtigen, die an das Netz angeschlossen sind. Diese Last wird beeinflusst durch die jeweilige Leistung der einzelnen Haushaltskunden sowie deren Gleichzeitigkeit. Das Netz kann sowohl durch die Erhöhung der Leistungen als auch durch die Erhöhung der Gleichzeitigkeit zusätzlich belastet werden.

7.2.1 Anforderungen an die Schnittstelle

Das Verteilnetz kann durch die gleichzeitige Steuerung von Flexibilität, die in einem Netzabschnitt vorhanden ist, zusätzlich belastet werden – entweder über die direkte Ansteuerung der Flexibilität oder durch eine dezentrale Koordination, wobei Flexibilität über Preissignale geregelt wird.

Das Verteilnetz kann durch gesteuerte Flexibilität jedoch auch entlastet werden; etwa für den Fall, dass in einem Netz eine Überlastungssituation durch PV-Anlagen vorliegt. Dann kann die Flexibilität so gesteuert werden, dass mehr Flexibilität verbraucht wird als geplant

und das Netz somit entlastet wird. Es gab bereits zahlreiche Forschungsprojekte wie beispielsweise das österreichische Projekt LEAFS⁴ sowie die europäischen Projekte InteGrid⁵ und SmartNet⁶, die eine Schnittstelle mit dem Fokus auf die Unterstützung des Verteilnetzes untersuchen.

Im Projekt Flex+ liegt der Fokus darauf, dass die Aktivierung der Flexibilität das Verteilnetz nicht zusätzlich belastet. Es werden im Folgenden auch Projekte analysiert, bei denen der Schwerpunkt auf der aktiven Unterstützung des Verteilnetzes liegt. Die entsprechenden Analyseergebnisse werden ebenfalls dahingehend geprüft, inwieweit diese geeignet sind, das Verteilnetz nicht zusätzlich zu belasten.

Im Rahmen dieses Projektes sind viele Demonstrationen geplant, welche die Endkunden tatsächlich an die Märkte bringen. Die Ausgestaltung der Schnittstelle in den Optimierungs-Algorithmen soll daher sehr nahe am derzeitigen Regulativ sein. Mögliche zukünftige Entwicklungen werden jedoch bereits beim Design der Schnittstelle mitgedacht, sodass diese bei Bedarf auch einfach adaptierbar sind. Für die Implementierung in der Simulation und der Demonstration wird eine leicht skalierbare und dafür einfach umsetzbare Lösung angestrebt.

Die Schnittstelle muss für alle Schritte im Ablauf-Diagramm (siehe Deliverable D6 des Projekts Flex+) definiert werden: i) die Optimierung der Komponenten-Pools für die Entscheidung, wie viel Regelenergie angeboten wird, ii) die Optimierung des Einkaufs am Day-ahead Spot Markt sowie der Nachkauf am Intraday-Markt und iii) die Verteilung der Aktivierung der Tertiär- und Sekundär-Regelenergie.

Bevor die Schnittstellen für diese Schritte abschließend definiert werden, wird zuvor ein Überblick über die durch Flexibilitäten verursachten Probleme im Verteilnetz gegeben, ebenso über den rechtlichen und regulatorischen Rahmen der verschiedenen Use Cases sowie deren Beeinflussung durch vorgeschriebene Netzanschlussbedingungen.

Im Folgenden werden Ergebnisse ausgewählter Projekte vorgestellt, in denen die Auswirkung von Flexibilität analysiert wurde. Dabei werden in den Projekten auch mögliche Ausbauszenarien für eine weitere Elektrifizierung der Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen und der Mobilität berücksichtigt, die i) auf einer großflächigen Nutzung von Elektromobilität basieren und ii) den Ausbau von Batterien berücksichtigt. Der Fokus der Schnittstelle liegt hierbei auf Netzebene 7 im Niederspannungsnetz, da das Projekt Flex+ einen Hauptfokus auf Flexibilität im Niederspannungsnetz hat.

7.2.1.1 Auswirkung marktbasierter Steuerung auf das Verteilnetz (Beispiele)

Im IEA HPT Annex 42 wurde für Österreich der Einfluss einer vermehrten Installation von Wärmepumpen auf das Verteilnetz analysiert (Zottl, 2019). Dabei wurde unter anderem ein Worst-case-Szenario für den folgenden Fall simuliert: Die Wärmepumpendurchdringung von drei Niederspannungsnetzen wurde mehr als verdoppelt und es wurde eine Wärmepumpen-Durchdringung von 26 bis 79% angenommen. Damit haben die Wärmepumpen einen Anteil von einem Drittel bis sogar mehr als die Spitzenlast im Netz ohne Wärmepumpen. Untersucht wurde die Auswirkung einer möglichen Aktivierung aller Wärmepumpen für den Fall, dass keine Wärmepumpe zuvor eingeschaltet war. Das entspricht einem Vollabruf von negativer Regelenergie, die im Vorfeld in Erwartung eines Abrufs alle ausgeschaltet waren. Dieses Szenario wurde für den kältesten Tag des Jahres simuliert. Damit

⁴ <https://www.ait.ac.at/themen/smart-grids/projects/leafs/>

⁵ <https://integrid-h2020.eu/>

⁶ <http://smartnet-project.eu/>

wurde ein Worst-Case Szenario abgebildet. Wie zu erwarten, tritt durch die Ansteuerung der Wärmepumpen eine deutliche Spannungsabsenkung auf. In keinem der Netze wird aber die Bedingungen der TOR (Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen) unterschritten. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass in der Simulation deutlich niedrigere Werte auftreten dürfen als im Realbetrieb, da der Netzbetreiber im Realbetrieb wegen des eingeschränkten Monitorings im Niederspannungsnetz höhere Sicherheiten vorsehen würde. Eine symmetrische Belastung würde – im Gegensatz zu den asymmetrischen Belastungen, die in den Netzen vorkommen – die Netzspannungen nicht auf ein so niedriges Niveau bringen und das Netz stark entlasten.

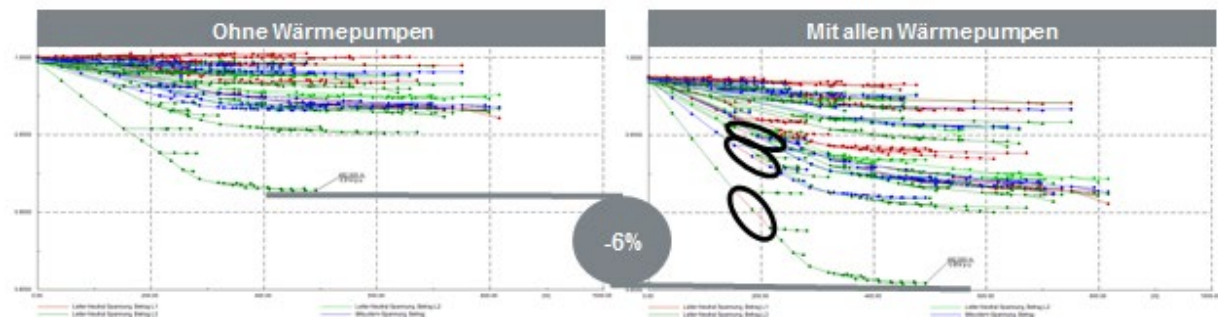


Abbildung 48: Vergleich des Worst-Case Spannungsfalldiagramms ohne Wärmepumpen (links) und mit Wärmepumpen (rechts) (Zottl, 2019)

Auch im Projekt Vehicle-2-Grid Strategies (Prügler, 2013) war das Ergebnis ähnlich, wobei sich durch den Fokus auf Elektromobilität – mit typischerweise höheren Anschlussleistungen – ein noch größerer Einfluss auf das Verteilnetz zeigte. Im Ergebnis wurde sichtbar, dass ungesteuertes Laden ab einem Durchdringungsgrad der E-Mobilität von mehr als 40% zu flächendeckenden Netzengpässen in den Niederspannungsnetzen führt. Das marktbaasierte Laden führt schon bei einer Durchdringung von mehr als 25% zu flächendeckenden Netzengpässen in den gleichen Niederspannungsnetzen. Es wurde aber auch gezeigt, dass Netzprobleme durch einfache Maßnahmen – wie eine verringerte Ladeleistung und eine symmetrische Aufteilung auf dreiphasige Anschlüsse – deutlich verringert werden können. Aus diesem Projekt wurde die Empfehlung abgeleitet, dass geregeltes Laden mit Inputs des Netzes zu einem optimalen Ergebnis führen würde.

Von Lehfuss und Nöhrer (Lehfuss, 2017) wurden verschiedene Ladestrategien für E-Autos, wie eine zentrale Netzgesteuerte Ladestrategie, eine dezentrale Regelung mit einer P(U)-Regelung und eine Leistungsregelung abhängig von der Spannung im Netz verglichen. Dabei wurde gezeigt, dass die zentrale Steuerung im Vergleich zum unkontrollierten Laden die Spannungsqualität an kritischen Netzknoten nur bedingt verbessern kann. Die lokale P(U) Steuerung birgt dabei das deutlich größere Potenzial. Der Nachteil der zentralen Ladestrategie ist, dass ein zentrales Signal, welches beispielsweise die Flexibilität ausschaltet, am Ende des Signals die Gleichzeitigkeit erhöht – selbst wenn das ursprüngliche Signal netzdienlich war. Dies müsste beim Design des zentralen Signals berücksichtigt werden, beispielsweise durch die Kopplung der zentralen mit der dezentralen Lösung. Die dezentrale P(U) Regelung verringert die Spannungsprobleme deutlich. Eine Möglichkeit der dezentralen Regelung wäre die Vorgabe des Leistungswerts des maximalen Leistungswertes für eine Viertelstunde. Grundsätzlich könnte das Resultat ähnlich der P(U)-Regelung das Netz entlasten. Eine Gegenüberstellung der Leistungsbegrenzung mit der P(U)-Regelung ist noch offen. Im Projekt LEAFS wurden Simulationen durchgeführt, bei denen ein deutlicher Netzausbau in Salzburg und Oberösterreich notwendig wäre, wenn alle Haushalte mit einer typischen erlaubten Anschlussleistung von 4 kW laden würden. Die genauen Ergebnisse werden erst noch im Rahmen des Endberichtes des Projektes LEAFS veröffentlicht.

Im Rahmen des Projekts LEAFS wurde auch die marktgetriebene Steuerung von verschiedenen Flexibilitäten, PV/Speicher-Kombinationen sowie flexiblen Verbrauchern analysiert. Dabei zeigt sich, dass Netzprobleme durch einzelne Technologien zukünftig möglich sind, dass aber vor allem die Kombination der Technologien die Netze erheblich zusätzlich belasten kann, wenn die Aktivierung rein marktbasiert erfolgt. Außerdem hat sich gezeigt, dass die Probleme zukünftig insbesondere auf der Lastseite entstehen und nicht durch eine hohe Einspeisung von PV-Anlagen. Durch den marktgetriebenen Einsatz verdoppelt sich die Last zu Spitzenzeiten im Vergleich zum ungesteuerten Einsatz mit einer geringeren Gleichzeitigkeit (Schwalbe, Kathan, Radauer, & Traxler, 2019). Auch ist die Dauerlinie der Residuallast im marktgetriebenen Szenario fast doppelt so hoch als im ungesteuerten und die Entnahme aus dem Netz ist im marktbasierten Szenario um das sechsfache höher als die Einspeisung.

7.2.2 Überblick über den rechtlichen und regulatorischen Rahmen

Abhängig vom Einsatz der Flexibilität besteht ein unterschiedlicher gesetzlicher und regulatorischer Rahmen für die Berücksichtigung des Verteilnetzes und andere Eingriffsmöglichkeiten durch den Verteilnetzbetreiber. Im Folgenden werden diese Anforderungen für die verschiedenen Vermarktungsmöglichkeiten am Regelenenergie-, an den Strommärkten sowie bei der lokalen Verwendung der Flexibilität vorgestellt.

7.2.2.1 Regelenenergie

Auf europäischer Ebene ist die System Operation Guideline des Netzwerks der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E am 23. November 2017 in Kraft getreten. Dort ist geregelt, dass gemäß Artikel 182 Absätze 4 und 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 alle „festgelegten Grenzwerte, die Einfluss auf die Anforderungen der vorliegenden Verordnung haben könnten“ gemeldet werden. Außerdem ist geregelt, dass die resultierende Kostenteilung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber (VNB) fair und unter Berücksichtigung der Zuständigkeiten umgesetzt wird.

Konkret ist in der Verordnung in Artikel 182, Absatz 4 geregelt, dass „während der Präqualifikation einer an sein Verteilernetz angeschlossenen Reserveeinheit oder -gruppe ist jeder Reserven anschließende VNB und jeder zwischengeschaltete VNB in Zusammenarbeit mit dem ÜNB berechtigt, auf der Grundlage technischer Aspekte wie dem geografischen Standort der Reserveeinheiten und der Reservegruppen die Bereitstellung von in seinem Verteilernetz befindlichen Wirkleistungsreserven zu begrenzen oder auszuschließen.“

Verteilnetzbetreiber haben bei der Präqualifikation einer Einheit das Recht Einspruch zu erheben. Dies ist in Österreich derzeit schon so umgesetzt, dass bei der Präqualifikation eine Meldung der Teilnahme jeder Einheit am Regelenenergiemarkt an den Verteilnetzbetreiber verpflichtend ist (Austrian Power Grid (APG), 2019). Der Einspruch der Verteilnetzbetreiber aufgrund von kritischen Netzen muss an den österreichischen Übertragungsnetzbetreiber gemeldet werden. Es gibt dafür einen nicht öffentlichen Mustervertrag vom Interessensverband Österreichs Energie.

Zusätzlich ist auch noch ein automatisches Einspeisemanagement⁷ bei den Anlagen zu berücksichtigen. Bei einem automatischen Einspeisemanagement der Einheiten ist die Höhe der verfügbaren Leistung nicht eindeutig geklärt, da die Leistung der Einheit aufgrund von Spannungsproblemen reduziert wird. Daher wird davon ausgegangen, dass nur die

⁷ Wenn im Folgenden von Einspeisemanagement die Rede ist, dann ist sowohl Einspeise- als auch Lastmanagement gemeint.

sicher zur Verfügung stehende Leistung vermarktet werden darf, also die Leistung, die nach der maximalen Verringerung der Leistung dann sicher noch zur Verfügung steht.

Die Auswirkung für das Projekt Flex+ ist, dass i) Verträge mit den Verteilnetzbetreibern in den Gegenden der Demonstrationen abgeschlossen werden müssen und ii) Verteilnetzbetreiber Bedenken äußern können, wenn beispielsweise besonders viele Komponenten in einem kritischen Netzabschnitt am Regelenergiemarkt vermarktet werden sollen. Das Resultat könnte dann sein, dass iii) weniger Flexibilität präqualifiziert werden kann und diese Komponenten dann ausschließlich am Day-ahead- und Intraday-Markt vermarktet werden können.

Vergleichbar zum Mitspracherecht bei der Präqualifikation ist auch ein Eingriff vor einer Aktivierung geregelt. In Artikel 182 Absatz 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 ist geregelt, dass „jeder Reserven anschließende VNB und jeder zwischengeschaltete VNB ist berechtigt, die Bereitstellung von in seinem Verteilernetz befindlichen Wirkleistungsreserven vor der Aktivierung von Reserven in Zusammenarbeit mit dem ÜNB zeitlich zu begrenzen. Die jeweiligen ÜNB vereinbaren mit den jeweiligen Reserven anschließenden VNB und den zwischengeschalteten VNB die anzuwendenden Verfahren.“ Die genaue Umsetzung dieses Absatzes ist noch nicht exakt geklärt bzw. beschrieben und es gibt noch keine Prozesse dafür in Österreich. Je nach Ausgestaltung könnte eine Umsetzung in der Praxis sehr komplex werden, wie beispielsweise im Forschungsprojekt InteGrid analysiert wurde. Sehr eng an die Frage der genauen Ausgestaltung dieses Ablaufs ist die Frage, inwiefern die zusätzlichen Kosten zwischen den Stakeholdern Aggregator, Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber aufgeteilt werden.

Im Projekt Flex+ wären verschiedene Modelle zur Berücksichtigung dieser noch eher vagen Vorgabe möglich. Basierend auf den Ergebnissen in verschiedenen Forschungsprojekten, die im Unterkapitel 7.2.3 vorgestellt werden, wird am Ende dieses Kapitels ein Vorschlag für die Berücksichtigung dieser Vorgaben vorgeschlagen.

7.2.2.2 Day-ahead und Intraday-Vermarktung

Es gibt für die Day-ahead und Intraday-Vermarktung keine zusätzlichen regulatorischen Auflagen wie vergleichsweise für den Regelenergiemarkt. Es gelten die normalen Netzananschlussbedingungen für alle technischen Komponenten, geregelt in Österreich in den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) gem. § 22 Abs. 2 E-ControlG (E-control, 2016) sowie in den allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber. In den folgenden zwei Unterkapiteln werden die relevanten Bestimmungen für die Schnittstelle zum Verteilnetzbetreiber analysiert.

7.2.2.3 Verringerung der benötigten Netzananschlussleistung

Eine zusätzliche Netzbelastung durch die Aggregation der Flexibilität kann dadurch verringert werden, dass die Haushaltskunden ihre Netzananschlussleistung verringern.⁸ Außerdem können die Kunden in Zukunft eventuell auch von einer Verringerung ihrer Höchstlast profitieren. Dies ist noch abhängig vom weiteren Verlauf der Tarife 2.0 Diskussion (E-control, 2016), in der die Regulierungsbehörde E-Control empfiehlt, dass „der nicht gemessene Tarif auf der Netzebene 7 abgeschafft werden soll und ein gemessener Leistungspreis für alle Netzkunden das Ziel ist.“ Derzeit ist es so, dass bei Kunden die nicht gemessen werden und für die laut ElWOG §17(2) standardisierte Netzentgelte erstellt werden müssen, die Leistungskomponente des Netzentgelts mithilfe einer Pauschale verrechnet wird und nicht

⁸ Es könnte auch versucht werden, eine stark erhöhte Gleichzeitigkeit zu verringern, was bei der Analyse der Schnittstellen berücksichtigt wird.

abhängig von der Leistung. Bei Kunden, die mehr als 100.000 kWh Jahresverbrauch oder mehr als 50 kW Anschlussleistung aufweisen, ist für die Berechnung der Leistungskomponente vom Netznutzungsentgelt die drei höchsten gemessenen Monatsspitzen (3-Spitzen-Mittel) für die Leistungsermittlung heranzuziehen (SNE-VO §3 (1)). Eine Umsetzung des Vorschlags der E-Control würde einen Anreiz an die flexiblen Kunden liefern, ihre maximale Leistung zu reduzieren. Nur für Regelreserve gibt es eine Ausnahme laut SNE-VO §4 (1) Punkt 9. Dort ist vorgesehen, dass die (zusätzliche) Leistung, die für Regelreserve erbracht wird, vergünstigt ist. Dies muss bei der Analyse separat berücksichtigt werden.

Trotzdem stellt sich die Frage, inwiefern der Verteilnetzbetreiber derzeit und auch in Zukunft eine maximale Leistung einfordern kann bzw. maximale Leistungswerte bei Bedarf vorgeben darf.

Derzeit wird von den Netzbetreibern eine vertragliche Netzanschlussleistung in den Allgemeinen Bedingungen festgelegt. Vom Unternehmen Netz Oberösterreich wird beispielsweise eine Mindestleistung für Haushalte von 4 kW angegeben (Oberösterreich, 2014). Da es zwischen Kunden ausgleichende Effekte gibt (Gleichzeitigkeitsfaktor), kann es auch zu Problemen führen, wenn nur die Haushalte alle gleichzeitig ihre vertraglich zugesicherte Leistung beziehen (Leafs, 2018). Es sind daher bei der Analyse zwei verschiedene Zustände zu berücksichtigen:

- i) der Kunde bezieht weniger als die vertraglich zugesicherte Leistung und diese Leistung würde trotzdem zu Problemen führen. Dabei kann argumentiert werden, dass die Kunden auf jeden Fall, außer im Ausnahmezustand, das zugesicherte Recht haben, die vertraglich zugesicherte Leistung zu beziehen.
- ii) der Kunde bezieht mehr als die vertraglich zugesicherte Leistung. Dabei kann argumentiert werden, dass dies möglich ist, wenn Netzleistung zur Verfügung steht, aber ansonsten nicht. Für Regelreserve wäre das aber noch im Detail zu klären, da diese sogar eine Ausnahmeregelung in der SNE-VO genießt.

Wichtig bei der Umsetzung der Tarife 2.0-Studie ist, noch im Detail zu klären, in welchem Rahmen die Höhe der vertraglich zugesicherten Leistung vom Kunden frei gewählt werden kann und ob er diese bei Bedarf überschreiten darf. Außerdem erscheinen die Kosten der gemessenen Leistung im Vergleich zur nicht gemessenen Leistung in der Netzebene 7 derzeit noch sehr hoch. So liegt die Leistungskomponente der Netzentgelte bei der nicht gemessenen Leistung bei 30 € pro Jahr für beispielsweise 4 kW in Oberösterreich. Die gemessene Leistung liegt laut §5 (1) SNE-VO idF 2019 in Netzebene 7 zwischen 30,00 €/kW in Oberösterreich und 88,32 €/kW im Kleinwalsertal. Wenn man beispielsweise von einer Leistung von durchschnittlich 40 €/kW ausgeht, dann beläuft sich das Entgelt für 4 kW auf 160 € im Gegensatz zu 30 €, die bei der Pauschale zu leisten wären.

In Hinblick auf die Tarife 2.0-Debatte, dass eine Pauschalierung nicht mehr möglich ist, kann zusammengefasst werden, dass höhere Leistungen für die Flexibilisierung nur dann den Kosten zugerechnet werden müssen, wenn diese die normale Leistung überschreiten. Smart Meter würden somit nicht der Flexibilisierung zugerechnet werden, da diese im Regelbetrieb verwendet werden.

Für das Projekt Flex+ hätte dies zur Folge, dass eine Verringerung der maximalen Leistung als Eigeninteresse berücksichtigt werden müsste. Außerdem sollte eine statische oder dynamische Vorgabe der Leistung durch den Netzbetreiber, idealerweise auch bei der Schnittstelle, berücksichtigt werden. Eine Netzentlastung wäre dann zu einem Teil möglich. Dabei gibt es aber derzeit noch ungeklärte Punkte. Noch offen ist die Frage, inwiefern die Kunden zukünftig ihre vertraglich zugesicherte Leistung überschreiten dürfen (wenn es beispielsweise aus Netz-Sicht möglich ist) und inwiefern dann dafür gezahlt werden muss.

Ob Smart Meter Kunden zukünftig automatisch als gemessene Kunden gelten, muss noch geklärt werden. Im Rahmen dieses Projekts wird aber davon ausgegangen, dass die Grenze

dafür von mehr als 100.000 kWh Jahresverbrauch oder mehr als 50 kW Anschlussleistung gilt.

7.2.2.4 Netzanschlussbedingungen und Einspeisemanagement

Bei den Netzanschlussbedingungen für technische Einheiten muss zwischen verpflichtenden und freiwilligen Bedingungen unterschieden werden. Verpflichtende Anschlussbedingungen bezeichnen die vorgeschriebenen Anschlussbedingungen für jede der technischen Anlagen, die in der TOR, den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen geregelt sind.

Für Batterien gibt es, wie auch für andere Erzeuger, als verpflichtendes Einspeisemanagement eine P(U) Regelung als Überspannungsschutz (E-control, 2016). Da Elektrische Energiespeicher in ihrer Wirkung auf das Verteilernetz grundsätzlich wie Erzeugungsanlagen zu werten sind, gelten für diese, sofern nicht ausdrücklich anders bestimmt, die Bestimmungen der TOR für Erzeugungsanlagen (E-control, 2016). Auch für E-Autos ist eine P(U)-Regelung für Unterspannung in der TOR geplant.

Es ist möglich, dass Anlagen sich durch ein freiwilliges Einspeisemanagement an kostengünstigeren Netzanschlusspunkten an das Netz anschließen dürfen. Der Vorteil für die EndkundInnen sind dabei geringere Kosten bei der Herstellung des Netzanschlusses. Es gibt keinen Rechtsanspruch darauf, aber es wird die Wirtschaftlichkeit aller Stakeholder bei der Auswahl vom Netzanschlusspunkt berücksichtigt (Friedl et al., 2017). Am Beispiel von Windparks hat sich das bei den berücksichtigten Netzen im Projekt Hybrid-VPP4DSO als sehr vorteilhaft herausgestellt (Esterl, 2018). Im Niederspannungsnetz ist keine vergleichbare Umsetzung bekannt.

Grundsätzlich ist das Einspeisemanagement eine Schutzfunktion und es sollte daher nur in Ausnahmefällen zum Einsatz kommen.

Trotzdem heißt ein Einspeisemanagement bei den Komponenten für das Projekt Flex+ eine Verringerung der Wirkleistung zu unvorhergesehen Zeiten. Daher beeinflusst dies auch die Berechnung der möglichen anzubietenden Leistung am Regelenergiemarkt, da die Unsicherheit der verfügbaren Leistung der Komponente dadurch ansteigt. Empfehlung des Projekts Flex+ ist, dies über ein erhöhtes Backup an Anlagen im Komponenten-Pool zu berücksichtigen.

Auf die Day-ahead und Intraday-Vermarktung wirkt es sich insofern aus, dass der Fahrplan abweicht und Ausgleichsenergie anfällt. Dies kann zwar Kosten verursachen, ist aber als unkritisch zu sehen.

7.2.3 Vergleich der Schnittstellen verschiedener Projekte

In Projekten wurden schon verschiedene Ausgestaltungen der Schnittstellen zwischen Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber und Aggregator getestet, wobei diese sehr unterschiedliche Komplexitätsgrade aufweisen (siehe Tabelle 8). In manchen Projekten wurde die Schnittstelle statisch angenommen wie beispielsweise bei der fixen Leistungsbeschränkung zum Zeitpunkt des Anschlusses der Kunden an das Netz. In anderen wurde es dynamisch umgesetzt, beispielsweise durch die Übermittlung von Vorgaben durch den Verteilnetzbetreiber kurz vor Echtzeit (typischerweise am Vortag oder bis eine Stunde vorher). In Tabelle 8 werden verschiedene Möglichkeiten der Ausgestaltung der statischen/dynamischen Schnittstelle beschrieben und die wichtigsten Einflussfaktoren auf die Stakeholder Verteilnetzbetreiber und Aggregator beschrieben.

Tabelle 8: Überblick über Projekte mit verschiedenen Schnittstellen zum Verteilnetzbetreiber

Ko-ord.	Beschreibung	DSO	Aggregator / TSO	Projekt
Statisch	Fixe Leistungsbeschränkung und limitierte Teilnahme am Regelenergiemarkt durch fixe Grenzwerte pro Anlage	Die Probleme werden dadurch verringert, es kann aber trotzdem zu Problemen kommen, wenn ein Bezug von weniger als der Leistungsgrenze zu Netzproblemen führt; Andere Probleme im Verteilnetz werden nicht gelöst	Flexibilität wird stark begrenzt	
Statisch	Einspeise- bzw. Lastmanagement durch P(U) oder Q(U)	Grundsätzlich sehr positiv; nicht in allen Fällen (fair) umsetzbar	Schwierige Abschätzung der Flexibilitäts-Verfügbarkeit; Unfaire Verteilung zwischen den Flexibilitäten, wenn auf Spannung geregelt wird	hybrid-VPP4DSO
Statisch	Verteilung der Regelenergie-Abrufe auf verschiedene Netzbereiche durch Virtuelles Kraftwerk, unabhängig vom Netzzustand	Geringere Erhöhung der Gleichzeitigkeit als ohne Verteilung der Aktivierung; keine Lösung anderer DSO-Probleme; keine Berücksichtigung, dass es mehrere Aggregatoren geben kann	Ev. Erhöhung der Kosten ohne echten Bedarf aus Netzsicht; Offene (grundsätzliche) Frage, warum der Aggregator das freiwillig machen sollte.	
Dynamisch	Vereinfachte Koordination möglich, wenn nur ein Virtuelles Kraftwerk in einem Verteilnetzabschnitt ist	Probleme können sehr gut gelöst werden; Großer Informationsaustausch zwischen DSO-AGG notwendig;	Starke Annahme, dass alle Kunden ihre Flexibilität einem Aggregator geben (oder geben müssen?); Erhöhung der Kosten, da AGG die Probleme des DSOs löst und nicht unbedingt dafür vergütet wird	hybrid-VPP4DSO
Dynamisch	Verteilung des Signals durch Verteilnetzbetreiber (Abänderung bei Bedarf)	Sehr aufwändig für DSOs, wenn dieses Signal nur teilautomatisch generiert wird	Organisatorisch komplex (Haftungsfragen, Informationstransfer, Kontakt, DSO-Aggregation)	LEAFS
Dynamisch	Ständige Koordination nahe Echtzeit zwischen Verteilnetzbetreiber, Aggregator sowie Übertragungsnetzbetreiber	DSO ist dynamisch eingebunden; Probleme werden optimal gelöst; aufwendige, regelmäßige Netzberechnungen notwendig; Mehrere Aggregatoren werden berücksichtigt	Auch hier muss noch geklärt werden wer die Kosten, etc. übernimmt	InteGrid

Außerdem benötigt der Aggregator entweder einen finanziellen Anreiz, eine Nachfrage der Kunden (Eigeninteresse) oder eine regulatorische Vorgabe; wobei bei allen dynamischen Lösungen eine mittelfristige Umsetzung der Regulierung nicht zu erwarten ist. Basierend auf den Ergebnissen dieser Projekte wurde die folgende Schnittstelle zum Verteilnetzbetreiber definiert, wobei ein starker Fokus auf die Skalierbarkeit sowie eine kurz- bis mittelfristig umsetzbare Lösung gelegt wurde.

7.2.4 Definition der Flex+ Schnittstelle(n) zum Verteilnetzbetreiber

Voraussetzung für die folgenden Vorschläge zur Schnittstellen zum Verteilnetzbetreiber ist eine entsprechende verbindliche Regelung durch den Regulator oder eine freiwillige Teilnahme über einen marktbasierten Prozess.

Die folgenden Punkte berücksichtigen die wichtigsten Schritte der Optimierungen aus dem Ablaufdiagramm der Vermarktung des Aggregators (siehe die genaue Beschreibung im

Deliverable D6), da bei einer Optimierung immer die Schnittstelle zum Verteilnetz automatisch berücksichtigt werden soll.

Basierend auf der Analyse scheint es, dass die vertraglich zugesicherte Leistung im Zweifel der „kleinste gemeinsame Nenner“ ist, die der Kunde auf jeden Fall – außer im echten Problemfall vom Netz – verwenden kann. Ob diese vertraglich zugesicherte Leistung dann dynamisch oder statisch vorgegeben wird, kann bei den folgenden Schnittstellen noch angepasst werden. Es wird in diesem Projekt Flex+ daher davon ausgegangen, dass entweder der Kunde einen finanziellen Anreiz hat, seine maximale Leistung zu reduzieren oder aber der Verteilnetzbetreiber in Zukunft statische oder schon Day-ahead bekannte dynamische Vorgaben machen kann. Das Ergebnis ist in diesen Fällen dann das gleiche und zwar, dass der Kunde selber seine optimal minimale Leistung kennt und dem Aggregator mitteilen kann.

Ein freiwilliges oder verpflichtendes Einspeisemanagement wird in einem ersten Schritt in den Optimierern nicht direkt berücksichtigt, aber es wird indirekt bei der Regelenergie beachtet. Da das Einspeisemanagement als Schutzfunktion für den Verteilnetzbetreiber gilt, sollte es nur sehr selten tatsächlich die Leistung der Anlage beeinflussen. Bei der Day-ahead/Intraday-Vermarktung würde diese Leistungsveränderung dann zu zusätzlichen Kosten beim Lieferanten führen. Bei der Regelenergie wird darüber hinaus berücksichtigt, dass bei der Vorhaltung in Echtzeit eine geographische Verteilung berücksichtigt wird und daher die Wahrscheinlichkeit von gleichzeitigen Netzproblemen verringert werden kann. Außerdem wird ein mögliches Einspeisemanagement bei der Überlegung der Angebotslegung am Regelenergiemarkt berücksichtigt. Dafür wird analysiert, wieviel Prozent der verfügbaren Leistung der jeweiligen Komponenten-Pools tatsächlich unter Berücksichtigung möglicher Unsicherheiten angeboten werden kann.

7.2.4.1 Optimierung der Regelreserve-Angebote

Die erste Optimierung zur Ermittlung der Höhe und der Produkte der Regelreserve erfolgt in den Komponenten-Pools. Eine Leistungsbegrenzung im Energiemanagement-System wäre dort leicht umsetzbar, da dort die Komponenten einzeln modelliert werden. Bei der Modellierung der Komponenten-Pools mit vielen Komponenten einer Technologie sollen in der Modellierung ähnliche Komponenten, wie beispielsweise Wärmepumpen mit einem separaten Heizungsspeicher, zusammengefasst werden. Eine besonders große Herausforderung besteht darin, dass außer der Last der flexiblen Komponente auch noch die „normale Haushaltslast“ bekannt sein und prognostiziert werden müsste. Dies ist bei manchen Komponenten schon vorgesehen, wie beispielsweise bei den Batteriespeichern, aber nicht bei allen Komponenten. Im Projekt war vorgesehen, dass die Komponenten-Pools zunächst ohne eine Berücksichtigung solcher komplexen Eigeninteressen modelliert und demonstriert werden, da diese erst beim Energiemanagement im Detail analysiert werden und diese Ergebnisse folglich am Ende des Projekts übertragen werden.

Im Projekt Flex+ werden die Eigeninteressen in dieser „Regelreserve-Angebote“-Optimierung bei den Komponenten-Pools zwar beim Design der Algorithmen und Schnittstellen grundsätzlich mitgedacht, aber erstmal ohne deren Berücksichtigung simuliert.

7.2.4.2 Optimierung des Day-ahead und Intraday-Nachkaufs

Wie bereits im vorangegangenen Unterkapitel erörtert, könnte die Leistungsminimierung beim Energiemanagement als komplexes Eigeninteresse des Kunden berücksichtigt werden. Die Erkenntnisse aus der Demo mit den „komplexen, Komponenten-übergreifenden“ Eigeninteressen könnten in diesem Fall von Arbeitspaket 6 auf die Pool-Demos in AP5 übertragen werden.

7.2.4.3 Aktivierung der Regelenenergie

Die Aktivierung der Regelenenergie ist besonders kritisch für das Verteilnetz, wenn sie gleichzeitig in der gleichen Region erfolgt. Daher soll der Aktivierungsalgorithmus eine geographische Verteilung der Abrufe berücksichtigen.

Bei dieser Lösung handelt es sich um eine pragmatische und leicht umsetzbare Lösung, die auf der technischen Seite jedoch nicht ganz optimal ist, dafür aber sehr leicht umgesetzt und skaliert werden kann. Mögliche Limitationen dieser Ausgestaltung sind, dass es grundsätzliche mehrere Aggregatoren geben kann, die alle, durch Ansteuerung von Flexibilität im gleichen Netzabschnitt, das gleiche Netz belasten könnten. Es ist aber davon auszugehen, dass es in Gegenden Häufungen der gleichen Komponenten geben kann. Eine weitere Limitation dieser Lösung ist, dass nur eine mögliche zusätzliche Belastung der Regelenenergie dadurch verringert wird und nicht der tatsächliche Status vom Netz optimiert wird.

Der Vorteil einer geographischen Verteilung wird noch dadurch erhöht, dass es in den Komponenten-Pools immer Komponenten geben wird, die gerade nicht für die direkte Aktivierung vorgehalten werden und die Komponenten in einem Netzabschnitt dann abwechselnd bei der Vorhaltung berücksichtigt werden können.

7.3 Marktpreisentwicklungen von Großhandels- und Regelenenergiemarkt-Produkten

Um Aussagen über die Marktentwicklung von Großhandels- und Regelenenergiemarkt-Produkten treffen zu können, wird der zukünftige Kraftwerkseinsatz mit Hilfe des Modells EDi-sOn+Balancing (siehe (Dallinger, Lettner, & Auer, 2018) für die detaillierte Modellbeschreibung) unter Berücksichtigung unterschiedlicher Durchdringungsraten erneuerbarer Energiequellen optimiert. Im speziellen Fall werden die Szenarien, welche im Zuge der Erstellung des „Ten-Year Network Development Plans 2018“ (TYNDP 2018) von der Europäischen Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber für Strom (ENTSO-E) ermittelt werden, verwendet. Es handelt sich hierbei um folgende Szenarien (für genauere Details siehe (ENTSO-E, 2017)):

- „Sustainable Transition“ (2030-ST, 2040-ST) bei dem eine schnelle und wirtschaftlich nachhaltige CO₂-Emissionsreduktion durch den Ersatz von Kohle und Braunkohle durch Gas im europäischen Stromsektor anstrebt,
- „Distributed Generation“ (2030-DG, 2040-DG) bei dem die Prosumer im Mittelpunkt stehen,
- das „externe Szenario“ (2030-EC). Ein zentrales politisches Szenario, das von der Europäischen Kommission erstellt wurde,
- und „Global Climate Action“ (2040-GCA) welches die Beschleunigung der weltweiten Dekarbonisierung und die Entwicklung Erneuerbarer Energien in großem Umfang sowohl im Strom- als auch im Gassektor zum Ziel hat.

Für den Blick nach vorne ist es immer ratsam auch die historische Entwicklung der Preise zu betrachten. In Abbildung 49 sind statistische Werte von historischen und möglichen zukünftigen Großhandelspreisen dargestellt. Am 1. Oktober 2018 trat die Trennung der österreichischen und deutschen Preiszone in Kraft, daher die separate Darstellung der Großhandelspreise für Österreich (AT) und Deutschland-Luxemburg (DELU). Des Weiteren sind die historischen bzw. unterstellten CO₂ Zertifikatspreise auf der rechten y-Achse vermerkt. Deutlich zu erkennen ist der Zusammenhang zwischen CO₂ Preisen und den jährlichen mittleren Großhandelspreisen.

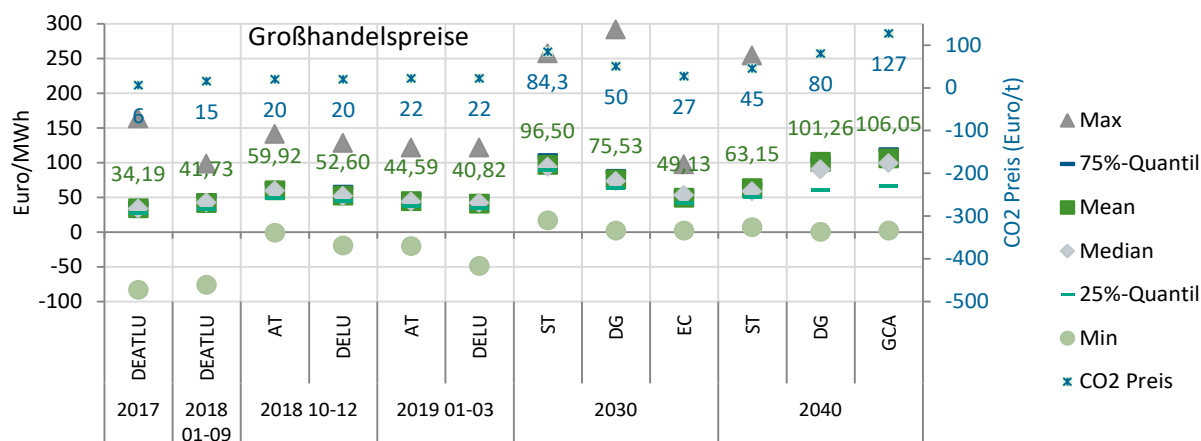


Abbildung 49: Statistische Werte historischer und zukünftiger Großhandelspreise (basierend auf ENTSO-E TYNDP 2018 Szenarien (ENTSO-E, 2017)) (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG basierend auf Daten der ENTSO-E Transparency Platform (ENTSO-E, 2017)).

Tabelle 9 enthält die statistischen Werte für 2017 und den untersuchten Szenarien für 2030 und 2040. Die beobachteten Maxima in Szenario 2040-DG und 2040-GCA von in etwa 2500 Euro/MWh resultieren aus der Tatsache, dass für nicht gedeckte Nachfrage Kosten von 3000 Euro/MWh im Modell berücksichtigt werden. Wie bereits zuvor erwähnt, korrelieren die mittleren Großhandelspreise mit den angenommenen CO2 Preisen.

Tabelle 9: Deskriptive Statistik zukünftiger Großhandelspreise in Österreich basierend auf TYNDP 2018 Szenarien (ENTSO-E, 2017) (ST=Sustainable Transition, DG=Distributed Generation, EC=European Commission, GCA=Global Climate Action), Quelle: EEG TUWien.

Euro/MWh	2017		2030			2040	
	DEATLU	ST	DG	EC	ST	DG	GCA
EE-Anteil⁹	69,8%	72,0%	72,7%	90,3%	72,7%	76,4%	69,9%
CO2 Preis	6,00	84,30	50,00	27,00	45,00	80,00	127,00
Max	163,52	257,46	291,47	97,33	253,94	2625,12	2303,14
75%-Quantil	40,57	109,35	86,67	56,88	67,49	103,65	118,06
Mean	34,19	96,50	75,53	49,13	63,15	101,26	106,05
Median	33,83	94,05	73,56	53,37	58,57	90,42	99,07
25%-Quantil	27,78	88,41	62,71	41,28	50,04	59,90	65,80
Min	-83,06	16,53	1,83	2,04	6,81	0,02	2,01
Standardabweichung	17,66	21,14	28,40	12,37	28,14	164,45	112,40

Zusätzlich zur Betrachtung der statistischen Werte über das Jahr gesehen, sind auch die spezifischen täglichen Preisverläufe bzw. quartalsweisen Tagesverläufe von Interesse. Diese sind in Abbildung 50 für 2017 (DEATLU), für 2018 (DEATLU bis inkl. Sept. 2018 und AT ab Okt. 2018) und 2019 (AT bis inkl. März 2019) dargestellt. Im Wesentlichen sind untertags zwei Preisspitzen und drei Preissenken zu beobachten. Einerseits von sieben bis acht Uhr und von 18 bis 19 Uhr und andererseits sind in den frühen Morgenstunden, am frühen Nachmittag und in den Nachstunden die Preissenken zu finden.

⁹ Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbarer Energiequellen (Laufwasserkraft, PV, Wind, Speicherkraftwerke/Reservoir, Pumpspeicher abzügl. Pumpenverbrauch gewichtet mit Wälzwirkungsgrad) gemessen am jährlichen Stromverbrauch in Österreich.

Dieselbe Darstellungsweise wird auch für die zukünftigen Preisszenarien verwendet, siehe Abbildung 51. Der tägliche Preisverlauf ähnelt dem historischen, jedoch ist sowohl die Standardabweichung der stündlichen Preise als auch die quartalsweise Abweichung wesentlich höher, außer für Szenario 2030-EC. In allen zukünftigen Szenarien liegen die stündlichen Mittelwerte im 1. Quartal über den Jahresmittelwerten, ebenso im Jahr 2017. Die zuvor erwähnte nicht gedeckte Stromnachfrage in den Szenarien 2040-DG und 2040-GCA tritt im 1. Quartal auf, wie aus den erhöhten Mittelwerten abzulesen ist.

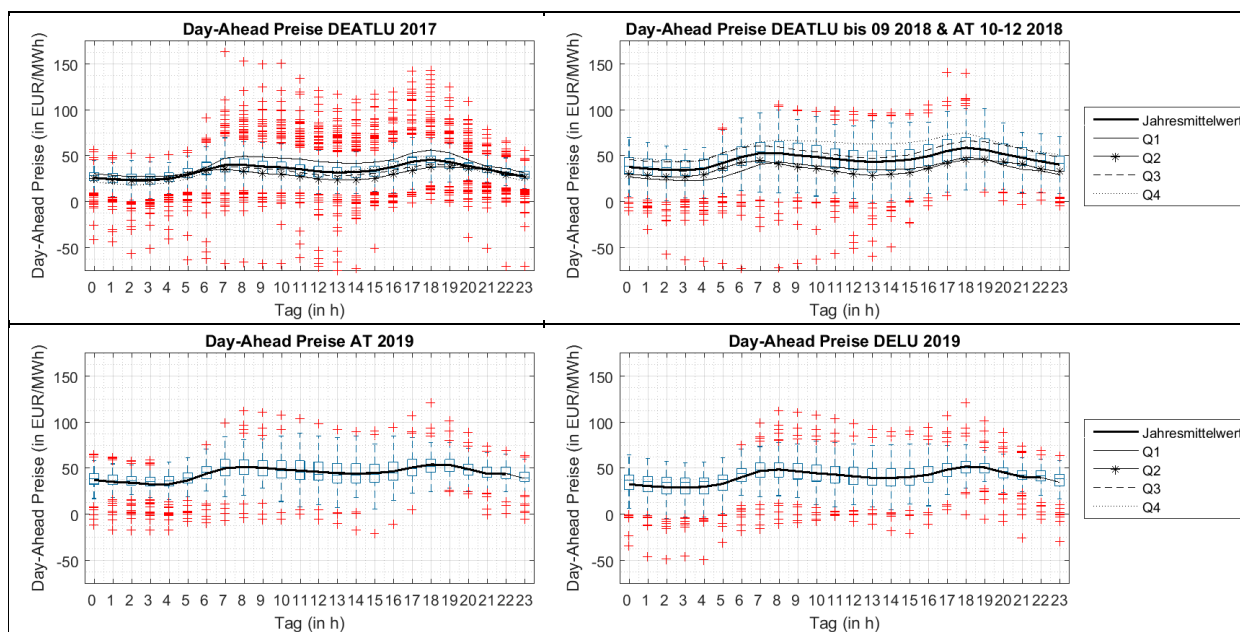
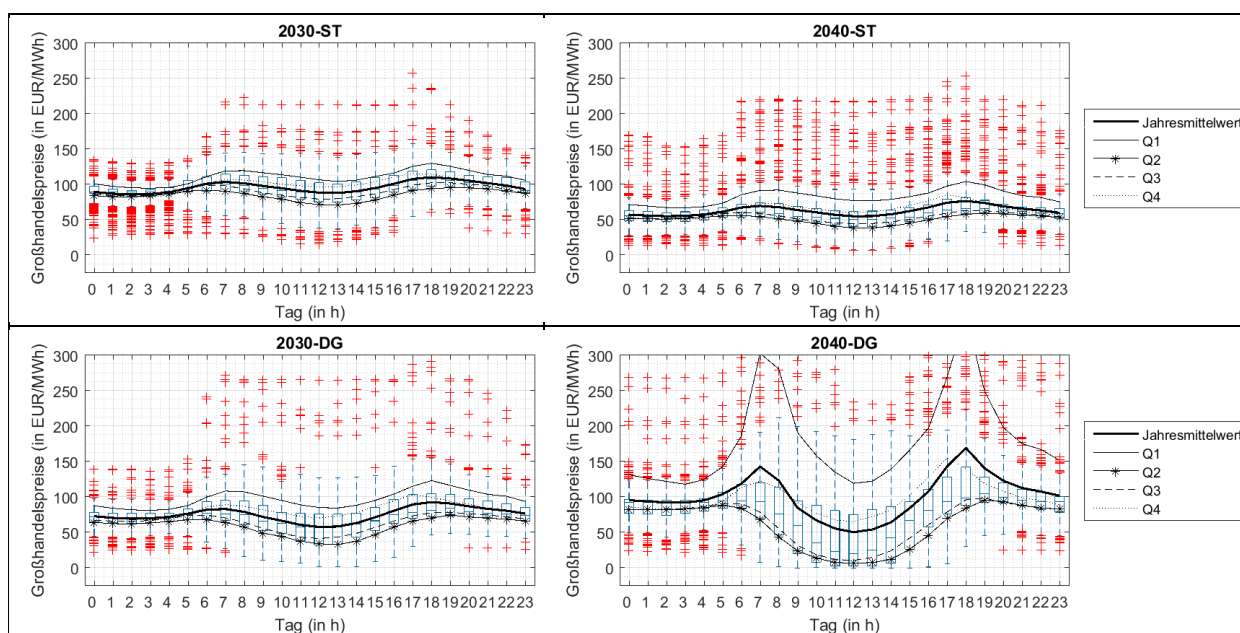


Abbildung 50: Tagesverlauf historischer Großhandelspreise in Österreich (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG basierend auf Daten der ENTSO-E Transparency Platform (ENTSO-E, 2017)).



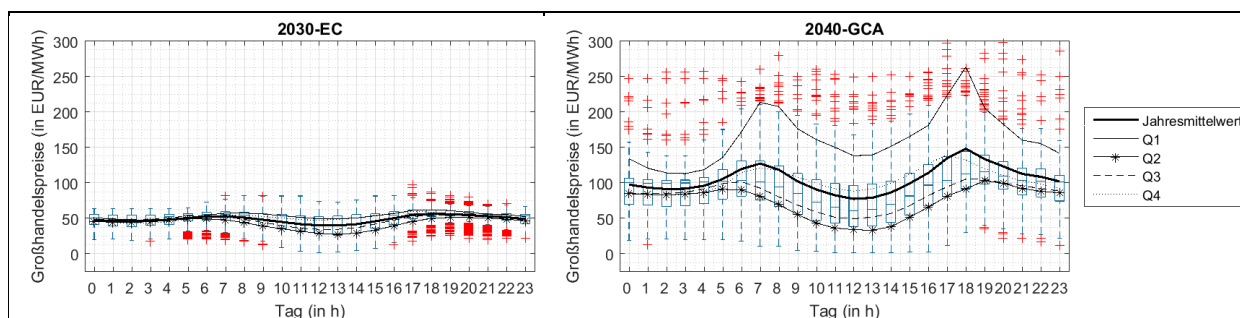


Abbildung 51: Tagesverlauf zukünftiger Großhandelspreise in Österreich basierend auf ENTSO-E TYNDP 2018 Szenarien (ST - Sustainable Transition, DG - Distributed Generation, EC - European Commission, GCA - Global Climate Action), (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

In den letzten Jahren fanden diverse Anpassungen des Regelenergiemarktes statt, sowohl hinsichtlich der Vorhaltung als auch des Abrufs bzw. der Aktivierung von Regelreserveprodukten. Vor allem im Bereich der Aktivierung von Sekundärregelreserve wurde eine Harmonisierung der Produkte mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (TransnetBW, TenneT, 50Hertz und Amprion) durchgeführt. Dies wiederum hatte Rückwirkungen auf die nationale Vorhaltung jener Produkte, z.B. startete 2016 die gemeinsame Aktivierung von Sekundärregelenergie des österreichischen und der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, welches die Produktanpassung zu wöchentlichen Peak- und Offpeak-Produkten mit sich brachte. Inzwischen werden Sekundärregelenergieprodukte werktäglich in 4-Stunden-Produkten beschafft. Auch zukünftig wird der Regelenergiemarkt Änderungen unterliegen, unter anderem sind die nächsten geplanten Schritte die gemeinsame Aktivierung von Tertiärregelenergie (Österreich und Deutschland), die Beschaffung von Sekundär- und Tertiärregelleistung und eine eventuelle weitere Verkürzung der Produktzeitscheiben (Austrian Power Grid (APG), 2019). In Abbildung 52 ist die Entwicklung der Leistungspreise von positiver und negativer Sekundärregelreserve im vergangenen Jahr dargestellt, eine letzte Änderung hierfür war die Einführung des Mischpreisverfahrens. Für denselben Zeitbereich sind die Entwicklungen der Tertiärregelreserveleistung in Abbildung 53 dargestellt.

Sekundärregelreserve (Leistungspreise)

Marktentwicklung SRR - Zugeschlagene Leistungspreise

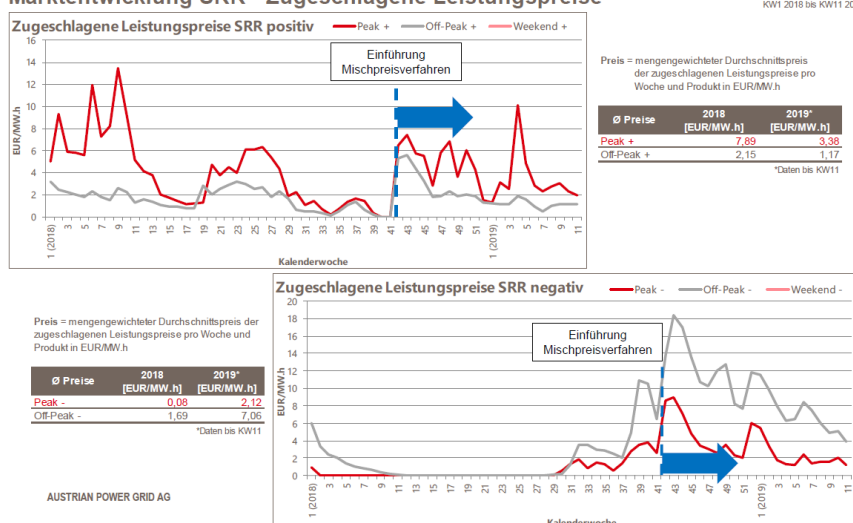


Abbildung 52: Marktentwicklung der Leistungspreise für Sekundärregelreserve (automatic Frequency Restoration Reserve = aFRR), Quelle: APG Marktforum Regelenergie vom 26.3.2019 (Austrian Power Grid (APG), 2019).

Tertiärregelreserve (Leistungspreise)



Marktentwicklung TRR - Zugeschlagene Leistungspreise

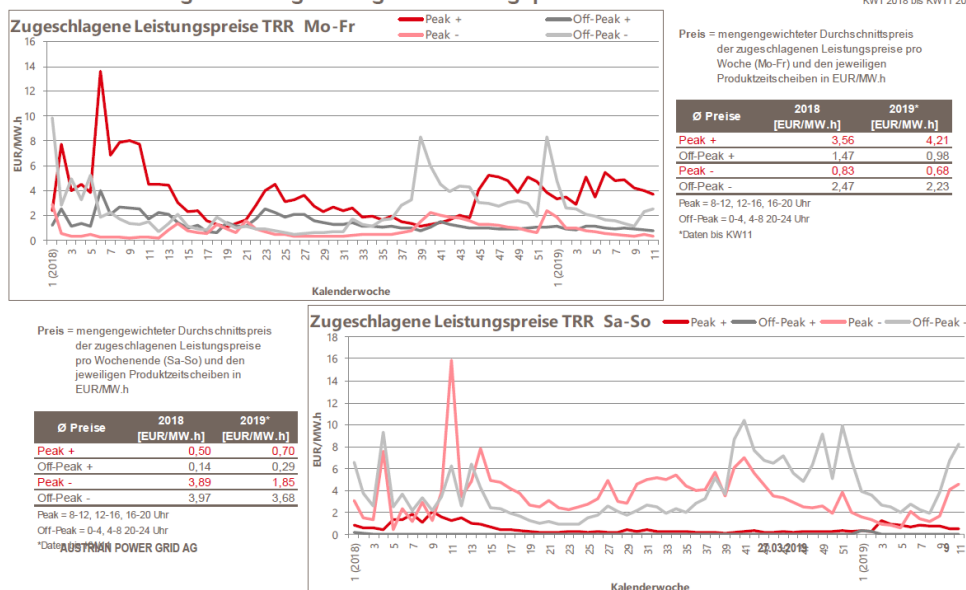


Abbildung 53: Marktentwicklung der Leistungspreise für Tertiärregelreserve (manual Frequency Restoration Reserve - mFRR), Quelle: APG Marktforum Regelennergie vom 26.3.2019 (Austrian Power Grid (APG), 2019).

Die Abschätzung der zukünftigen Leistungspreise unter Anwendung des EDisOn+Balancing Modells (Dallinger, Lettner, & Auer, 2018) basiert auf folgenden Annahmen:

- Der Großhandelsmarkt und Regelreservemarkt werden simultan optimiert.
- Die Leistungspreise unterliegen dem Opportunitätskostenansatz (siehe Anhang 9.3 bzw. (Dallinger, Lettner, & Auer, 2018) und (Müsgens, Ockenfels, & Peek, 2014)).
- Die ausgeschriebenen Mengen orientieren sich an der historischen Nachfrage.
- Sekundärregelleistung wird in kalendertäglichen Peak- und Off-Peak-Produkten vorgehalten.
- Tertiärregelreserve wird kalendertäglich in 4-Stunden-Produkten beschafft.

Die wöchentlichen Durchschnittspreise sind separat für positive bzw. negative Sekundär- und Tertiärregelleistung (aFRR+, aFRR-, mFRR+, mFRR-) für die 2030 und 2040 Szenarien in Abbildung 54 dargestellt. Aufgrund der Co-Optimierung der beiden Märkte spiegeln sich Knappheitstendenzen am Großhandelsmarkt auch am Regelenenergiemarkt in der Vorhaltung positiver Regelennergie wieder, siehe erstes bis zweites Quartal (~1.-22. Woche). Die Leistungspreise negativer Vorhaltung zeigen ein anderes Muster, hier sind die beobachteten Preise in der Mitte des Jahres höher als zum Jahreswechsel. Dies lässt sich aus der Tatsache begründen, dass über die Sommermonate vermehrt erneuerbare Energiequellen thermische Kraftwerke in der Merit-Order am Großhandelsmarkt verdrängen, aber diese thermischen Kraftwerke jedoch für die Bereitstellung von negativer Leistung am Regelenenergiemarkt trotzdem am Energiehandel teilnehmen. Um den Betrieb wirtschaftlich gestalten zu

FLEX⁺

können, werden höhere Preise am Regelenergiemarkt gesetzt, trotz dem vermehrten Wasserdargebot in Österreich über die Sommermonate.

Die Jahresmittelwerte sind jeweils in Peak und Off-Peak Produktkategorien ausgewiesen in Tabelle 10.

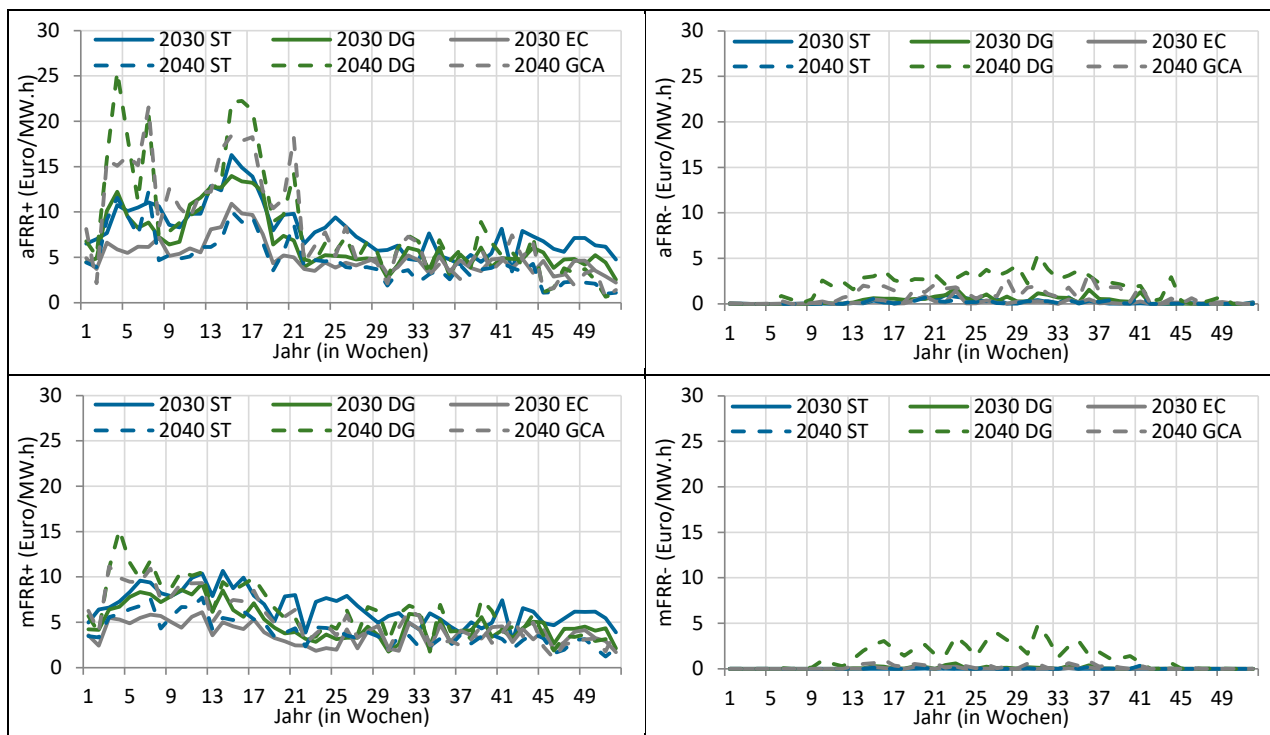


Abbildung 54: Durchschnittliche Leistungspreise für die Vorhaltung von Sekundär- und Tertiärregelreserve (aFRR & mFRR) für zukünftige ENTSO-E TYNDP 2018 Szenarien (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

Tabelle 10: Jahresmittelwerte je Peak und Off-Peak Produkteinteilung (Peak: Mo-Fr von 8 bis 20 Uhr, Off-Peak: Mo-Fr von 0 bis 8 und 20 bis 0 und Sa, So), Quelle: EEG TUWien.

		2018			2030		2040	
	Euro/MW.h	AT	ST	DG	EC	ST	DG	GCA
aFRR	Peak+	7,89	10,2	7,37	5,66	5,6	8,35	8,15
	Off-Peak+	2,15	6,75	6,23	4,67	4,29	8,36	8,01
	Peak-	0,08	0,04	0,34	0,08	0,03	2,65	0,57
	Off-Peak-	1,69	0,24	0,38	0,21	0,22	1,49	1,04
mFRR¹⁰	Peak+	3,56	8,32	5,81	4,48	4,71	6,22	5,52
	Off-Peak+	1,47	5,63	4,46	3,37	3,52	6,26	5,09
	Peak-	0,83	0,00	0,03	0,01	0,00	1,89	0,12
	Off-Peak-	2,47	0,00	0,10	0,03	0,03	0,97	0,23

¹⁰ Durchschnittswerte für Mo-Fr.

8 Referenzen

- Austrian Power Grid (APG)*. (26. 03 2019). Von <https://www.apg.at/> abgerufen
- Austrian Power Grid (APG)*. (27. 03 2019). Von <http://www.apg.at/-/media/08344A0C1AF6404F8E8155B544A0B8A4.pdf> abgerufen
- Austrian Power Grid (APG)*. (26. März 2019). Marktforum Regelenergie. Wien.
- Bauwens, T. (2013). *What roles for energy cooperatives in the diffusion of distributed generation technologies*.
- Beucker, S., Bergset, L., Beeck, H., Bogdanova, T., Bormann, F., Riedel, M., & Bier-ter, W. (2012). *Geschäftsmodelle für den Zukunftsmarkt des dezentralen Energiemanagements in Privathaushalten. Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt Connected Energy-Shape*. Berling.
- Bundeskartellamt*. (22. 03 2019). Von <http://www.bundeskartellamt.de> abgerufen
- Dallinger, B., Lettner, G., & Auer, H. (2018). Impact of harmonised common balancing capacity procurement in selected Central European electricity balancing markets. *Applied Energy* 222, S. 351-368.
- Deci, E., & Ryan, R. (1985). *Toward an Organismic Integration Theory*.
- Dragoman, M. (2014). *Factors influencing local renewable energy initiatives in different contexts: comparative analysis: Italy, romania and the netherlands*. Twente: University of Twente.
- (2019). *Dynamische Interaktionsmöglichkeiten zwischen Aggregator und Prosumer*. Flex+ Projekt.
- E-control*. (2016). Von <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/tor> abgerufen
- E-control*. (22. 03 2019). Von <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/3abbd7d1-f502-454a-bf4a-8fac08e4aebc> abgerufen
- E-control*. (28. 03 2019). Von <https://www.e-control.at/documents/20903/443907/Working+Paper+-+Short-Term+Physical+Electricity+Trading+in+Austria.pdf/f9ee8f0b-8adf-4f41-af4f-6a6def4f2dda> abgerufen
- Energysales*. (28. 03 2019). Von <https://energysales.vattenfall.de/marktzugaenge/intraday-trader> abgerufen
- ENTSO-E. (2017). *TYNDP 2018 Scenario Summary*. Von www.entsoe.eu abgerufen
- ENTSO-E Transparency Platform*. (17. 04 2019). Von <https://transparency.entsoe.eu/> abgerufen
- Esterl, T. B. (2018). *Endbericht für das Projekt hybrid-VPP4DSO zur aktiven Steuerung von Verbrauchern und erneuerbarer Erzeugung im Verteilnetz*.
- Exaa*. (26. 03 2019). Von <https://www.exaa.at/en/rules-docs> abgerufen
- Fietkau, H., & Kessel, H. (1981). *Umweltlernen: Veränderungsmöglichkeiten des Umweltbewusstseins. Modell-Erfahrungen*. Königstein: Hain.
- Fox, D., Fuchs, K., Hornung, G., Klumpp, D., Kranz, J., Krauß, C., . . . Roßnagel, A. (2011). *Gestaltungslinien für Sicherheit und Datenschutz im Energieinformationsnetz*.
- Friedl, W. E. (2017). *Regulatorische Rahmenbedingungen für hybride Virtuelle Kraftwerke*.

- Gähns, S., Aretz, A., Flaute, M., Oberst, C., Großmann, A., Lutz, C., . . . Madlener, R. (2016). *Prosumer-haushalte: Handlungsempfehlungen für eine sozial-ökologische und systemdienliche Förderpolitik*. Aachen/Berlin/Osnabrück.
- Gillwald, K. (1995). *Ökologisierung von Lebensstilen: Argumente, Beispiele, Einflußgrößen*.
- Grosse, M., Send, H., & Loitz, T. (2018). *Smart Energy in Deutschland: Wie Nutzerinnovationen die Energiewende voranbringen (smart energy in germany: The benefits of user innovation)*. Alexander von Humboldt Institut für Internet und Gesellschaft.
- Gstrein, M. H., & Teufel, S. (2016). *Crowd Energy – das Kooperationskonzept für Smart Cities*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Hackbarth, A., & Löbbe, S. (2018). *Attitudes, preferences, and intentions of German households concerning participation in peer-to-peer electricity trading*. Universitätsbibliothek Tübingen.
- Hettich, P., Rechsteiner, S., & Dizdarevic-Hasic, A. (2014). *atenschutz für Smart Grids: Offene Fragen und mögliche Lösungsansätze*.
- Hierzinger, R., Herry, M., Seisser, O., Steinacher, I., & Wolf-Eberl, S. (2011). *Energy Styles. klimagerechtes Leben der Zukunft – Energy Styles als Ansatzpunkt für effiziente Policy Interventions*. Wien: Österreichische Energieagentur.
- Huijts, N., Molin, M., & Steg, L. (2012). Psychological factors influencing sustainable energy technology acceptance: A review-based comprehensive framework. *Renewable and sustainable Energy Reviews*, 525–531.
- Jaksch, E. (2018). *Stromkundentypen 2017*. Linz: Energie AG Stromvertrieb.
- Johann Cas, I., & und Walter Peissl, I. (2000). *Beeinträchtigung der Privatsphäre in Österreich – Datensammlungen über Österreicherinnen*. Bundeskammer für Arbeiter und Angestellte.
- Kabinger, A., Knaus, K., & Süßenbacher, W. (2014). *Der kurzfristige physische Stromhandel in. E-Control*.
- Keppler, D. (2010). *Forschungs-und diskussionsstand: Regionale Beteiligung von Bürgern und Bürgerinnen. Theoretische Vorüberlegungen zu einer Untersuchung regionaler Beteiligungsprozesse im Bereich erneuerbare Energien*. Berlin: Technische Universität Berlin.
- Klagge, B., Schmole, H., Seidl, I., & Schön, S. (2016). *Zukunft der deutschen Energiegenossenschaften. Raumforschung und Raumordnung*.
- Kollmann, A., Moser, S., de Bruyn, K., Schwarz, M., & Fehringer, K. (2013). *Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids*. Linz: BMVIT.
- Kotilainen, K., Valta, J., & Järventausta, P. (2017). How consumers prefer to innovate in renewable energy and what they expect to get in return for co-creation. In *2017 International Conference on Engineering, Technology and Innovation* (S. 872–878). IEEE.
- Krämer, J., & Wiewiorra, L. (2011). Beyond the flat rate bias: The flexibility effect in tariff choice. *Telecommunications Policy*, 29–39.
- Leafs, I. o. (31. 10 2018). [www.ait.ac.at](https://www.ait.ac.at/themen/smart-grids/projects/leafs/). Von <https://www.ait.ac.at/themen/smart-grids/projects/leafs/> abgerufen
- Lehfuss, F. N. (2017). Evaluation of different control algorithm with low-level communication requirements to increase the maximum electric vehicle penetration. *Open Access*, (S. 1750–1754).

- Liebe, A., Schmitt, S., & Wissner, M. (2015). *Quantitative Auswirkungen variabler Stromtarife auf die Stromkosten von Haushalten*. WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH.
- Lossin, F., Kozlovskiy, I., Sodenkamp, M., & Staake, T. (2016). *Incentives to go green: An empirical investigation of monetary and symbolic rewards to motivate energy savings*.
- Lüdtke, H., Matthäi, I., & Ulbrich-Herrmann, M. (1994). *Technik im Alltagsstil. Eine empirische Studie zum Zusammenhang von technischem Verhalten, Lebensstilen und Lebensqualität privater Haushalte*. Marburg .
- Marques, B., & Nixon, K. (2013). *The gamified grid: Possibilities for utilising game-based motivational psychology to empower the Smart Social Grid*.
- Müsgens, F., Ockenfels, A., & Peek, M. (2014). Economics and design of balancing power markets in Germany. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 55, S. 392-401.
- Mutschler, B., & Reichert, M. (2004). *Usability-Metriken als Nachweis der Wirtschaftlichkeit von Verbesserungen der Mensch-Maschine-Schnittstelle*.
- Oberösterreich, N. (2014). *Netz Oberösterreich, 2014. Allgemeine Verteilernetzbedingungen Strom (AVB-Strom)*.
- Oesterreichsenergie. (09. 04 2019). Von <https://oesterreichsenergie.at/regelreserve-abwicklungsvereinbarung.html> abgerufen
- Osterwalder, A., & Pigneur, Y. (2010). *Business Model Generation* . New Jersey: John Wiley & Sons.
- Paech, N., Buchmann, M., Stüwe, C., & Ossietzky, C. (2009). *Forschungsprojekt e2sol energieeffiziente Stadt Oldenburg*. Oldenburg: Universität Oldenburg.
- Pfenning, U. (2018). Eine soziologische Systemanalyse und sozio-ökonomisches Review der Soziotechnik Energiewende. *Zeitschrift Für Energiewirtschaft*, 151-166.
- Prügler, W. R. (2013). *V2G-Strategien - Konzeption von Vehicle to Grid bezogenen Entwicklungsstrategien für österreichische Entscheidungsträger*.
- Reetz, F. (2017). *Welche Chancen ein digitales Energie-Marktdesign bietet. Erkenntnis-se eines Foresight-Prozesses*.
- Rigall, J., Wolters, G., Goertz, H., Schulte, K., & Tarlatt, A. (2005). *Change Management für Konzerne: Komplexe Unternehmensstrukturen erfolgreich verändern*.
- Schwalbe, R., Kathan, J., Radauer, M., & Traxler, E. (2019). Skalierbarkeits-Analyse von PV-, Speicher-, Wärmepumpen und Elektroauto-Zukunftsszenarien in den Niederspannungsnetzen Salzburgs und Oberösterreichs. *IEWT 2019*. Wien.
- Schweizer-Ries, P., Rau, I. Z., Nolting, K., Rupp, J., & Keppler, D. (2010). *Aktivität und Teilhabe – Akzeptanz erneuerbarer Energien durch Beteiligung steigern. Projektabschlussbericht*. Magdeburg & Berlin.
- Spot, E. (2019). www.epexspot.com. Von <https://www.epexspot.com/de/produkte/intradaycontinuous/osterreichb> abgerufen
- Stern, S. M. (2011). *Smart-grid: technology and the psychology of environmental behavior change*.
- Stragier, J., Derboven, J., Laporte, L., Hauttekeete, L., & De Marez, L. (2013). Kilowhat? a multidisciplinary approach on the development of a home energy management system. *Behaviour & Information Technology*, 1086–1104.

- Sütterlin, B., Brunner, T., & Siegrist, M. (2011). Who puts the most energy into energy conservation? A segmentation of energy consumers based on energy-related behavioral characteristics. *Energy Policy*, 8137-8152.
- Tews, K. (2016). *Mapping the Regulatory Features Underpinning Prosumer Activities in Germany. The case of residential photovoltaics.*
- Walker, G. (2008). What are the barriers and incentives for community-owned means of energy production and use? *Energy Policy*, 4401 – 4405.
- Wienerbörse. (28. 03 2019). Von <https://www.wienerbörse.at/uploads/u/cms/files/trading/xetra-t7-market-model-continuous-trading-and-auction.pdf> abgerufen
- Ziems, D., & Herbst, M. (2006). *Haushalte im Wettbewerb - die gespaltene Marktsicht.* VWEW-Energieverl.
- Zipperer, A., Aloise-Young, P., Suryanarayanan, S., Roche, R., Earle, L., Christensen, D., & Zimmerle, D. (2013). Electric energy management in the smart home: Perspectives on enabling technologies and consumer behavior. *IEEE*, 2397-2408.
- Zottl, A. F. (2019). *Wärmepumpen in intelligenten Energienetzen nachhaltiger Städte.* Bundesminist. Für Verk. Innov. Technol.

9 Anhang

9.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Unternehmen, die an den EXAA Spotmärkten tätig sind (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG).....	12
Abbildung 2 Vermarktung am Intraday-Markt nach Regelenenergieabrufe. (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG)	20
Abbildung 3 Vergleich zwischen Intraday- und die Ausgleichsenergiepreisen. (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG basierend auf den Daten von (Energysales, 2019))	21
Abbildung 4 Struktur eines Canvas-Geschäftsmodells. (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG basierend auf (Osterwalder & Pigneur, 2010))	23
Abbildung 5 Use Cases 1,2 und 3 als Business Model Canvas für Lieferanten. (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG).....	25
Abbildung 6 Use Cases 4 als Business Model Canvas für Lieferanten. (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG).....	26
Abbildung 7 Erweitertes Datenkarussell um Energiebilanzierung. (Quelle: Darstellung aWATTar).....	28
Abbildung 8 Energiebilanz im Tagesverlauf für einen Smart Meter Kunden bei Regelenenergie-Abruf und Korrekturfahplänen. (Quelle: Darstellung aWATTar)	29
Abbildung 9 Energiebilanz im Tagesverlauf für einen SLP Kunden bei Regelenenergie-Abruf und Korrekturfahplänen. (Quelle: Darstellung aWATTar)	30
Abbildung 10: Segmentierung von Schweizer Energiekonsument_innen. (Sütterlin, Brunner, & Siegrist, 2011)	34
Abbildung 11: Energie-Persona-Framework zur Identifikation von Nutzer_innen innovativer IKT im Energiesteuerungsbereich. (Stragier, Derboven, Laporte, Hauttekeete, & De Marez, 2013)	36
Abbildung 12: Energiebezogene Typisierung. (Hierzinger, Herry, Seisser, Steinacher, & Wolf-Eberl, 2011)	38
Abbildung 13: Kund_innentypen am Strommarkt in OÖ. (Jaksch, 2018).....	40
Abbildung 14: Typisierungen von Stromkund_innen auf Basis der State-of-the-Art-Analyse. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien).....	42
Abbildung 15: flex+ Typisierung von Stromkund_innen (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien).....	44
Abbildung 16: Werthaltungen der Innovator_innen. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien).....	45
Abbildung 17: Werthaltungen der Idealist_innen. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien).....	46
Abbildung 18: Werthaltungen der Materialist_innen. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien)	46
Abbildung 19: Werthaltungen der sorglosen Konsument_innen. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien) .	47
Abbildung 20: Werthaltungen der technikfernen Stromsparer_innen. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien).....	48
Abbildung 21 Fixrate-Preismodell: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG).....	50
Abbildung 22 Fixrate-Preismodell und Flexibilitätsbereitstellung mit Tarifrereduktion: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG)	51
Abbildung 23 Fixrate-Preismodell und Transparente Regelenenergie Reduktion: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG)	51
Abbildung 24 Dynamisches Preismodell: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG)	52
Abbildung 25 Der strompreisdämpfende Effekt der Erneuerbaren Energien: Der Merit-order-Effekt. (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG)	53
Abbildung 26 Dynamisches Preismodell und Flexibilitätsbereitstellung mit Tarifrereduktion: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG)	54
Abbildung 27 Dynamischer Tarif und Transparente Regelenenergie Reduktion: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG)	54
Abbildung 28 Flatrate-Preismodell mit weiteren Freimengenkontingenten nach Überschreitung der Freimenge: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG).....	55
Abbildung 29 Flatrate-Preismodell mit Fixpreis nach Überschreitung der Freimenge: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG)	55
Abbildung 30 Flatrate-Preismodell und Flexibilitätsbereitstellung mit Tarifrereduktion: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG)	56
Abbildung 31 Flatrate-Preismodell und Transparente Regelenenergie Reduktion: Energiekosten in Abhängigkeit vom Netzbezug. (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG).....	57

FLEX⁺

Abbildung 32 Rebound-Effekt bei der Anwendung des Fixrate-Preismodells und der Flexibilitätsbereitstellung mit Tarif-reduktion. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)	58
Abbildung 33 Rebound-Effekt bei der Anwendung des Fixrate-Preismodells und Transparente Regelenergie Reduktion. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)	59
Abbildung 34 Rebound-Effekt bei der Anwendung des Dynamischen Preismodells und Flexibilitätsbereitstellung mit Tarifiereduktion. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG).....	60
Abbildung 35 Rebound-Effekt bei der Anwendung des Dynamischen Preismodells und Transparente Regelenergie Reduktion. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG).....	60
Abbildung 36 Rebound-Effekt bei der Anwendung des Flatrate-Preismodells und Flexibilitätsbereitstellung mit Tarifiereduktion. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)	61
Abbildung 37 Rebound-Effekt bei der Anwendung des Flatrate-Preismodells und Transparente Regelenergie Reduktion. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)	62
Abbildung 38: Einfluss kooperativen Besitzes auf die Konsumentenaktivierung. (Bauwens, 2013)	64
Abbildung 39: Technologieakzeptanz-Rahmenmodell. (Huijts, Molin, & Steg, 2012)	66
Abbildung 40: Usability-Gütekriterien für Anwendungsoberflächen. (Mutschler & Reichert, 2004)	69
Abbildung 41: Gamification im Smart Grid.(Marques und Nixon, 2013)	72
Abbildung 42: Bedürfnisse und Anforderungen der Innovator_innen. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien).....	77
Abbildung 43: Bedürfnisse und Anforderungen der Idealist_innen. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien)	78
Abbildung 44: Bedürfnisse und Anforderungen der Materialist_innen. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien).....	79
Abbildung 45: Bedürfnisse und Anforderungen der der sorglosen Konsument_innen. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien)	80
Abbildung 46: Bedürfnisse und Anforderungen der „technikfernen Stromsparer_innen“. (Quelle: Darstellung FH Technikum Wien)	81
Abbildung 47 Rollen und Zahlungsströme der Abrechnungskonzepte in Flex+ (Quelle: Darstellung TIWAG)..	86
Abbildung 48: Vergleich des Worst-Case Spannungsfalldiagramms ohne Wärmepumpen (links) und mit Wärmepumpen (rechts) (Zottl, 2019)	92
Abbildung 49: Statistische Werte historischer und zukünftiger Großhandelspreise (basierend auf ENTSO-E TYNDP 2018 Szenarien (ENTSO-E, 2017)) (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG basierend auf Daten der ENTSO-E Transparency Platform (ENTSO-E, 2017)).	100
Abbildung 50: Tagesverlauf historischer Großhandelspreise in Österreich (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG basierend auf Daten der ENTSO-E Transparency Platform (ENTSO-E, 2017)).	101
Abbildung 51: Tagesverlauf zukünftiger Großhandelspreise in Österreich basierend auf ENTSO-E TYNDP 2018 Szenarien (ST - Sustainable Transition, DG - Distributed Generation, EC - European Commission, GCA - Global Climate Action), (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)	102
Abbildung 52: Marktentwicklung der Leistungspreise für Sekundärregelreserve (automatic Frequency Restoration Reserve = aFRR), Quelle: APG Marktforum Regelenergie vom 26.3.2019 (Austrian Power Grid (APG), 2019).....	102
Abbildung 53: Marktentwicklung der Leistungspreise für Tertiärregelreserve (manual Frequency Restoration Reserve - mFRR), Quelle: APG Marktforum Regelenergie vom 26.3.2019 (Austrian Power Grid (APG), 2019).	103
Abbildung 54: Durchschnittliche Leistungspreise für die Vorhaltung von Sekundär- und Tertiärregelreserve (aFRR & mFRR) für zukünftige ENTSO-E TYNDP 2018 Szenarien (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)	104
Abbildung 55: Installierte Kraftwerkskapazitäten der berücksichtigten Länder bzw. Regelzonen für die Analyse der Marktpreisentwicklungen (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG basierend auf Daten der ENTSO-E Transparency Platform (ENTSO-E, 2017))	113
Abbildung 56: Exemplarische Kosten der Vorhaltung von positiver und negativer Sekundär- und Tertiärregelreserve für das Szenario „Sustainable Transition 2030“ (oben: Sekundärregelreserve = aFRR, unten: Tertiärregelreserve = mFRR, links: positive, mittig: negative, rechts: kurzfristige Grenzkosten) (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)	115

9.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Relevante Daten für eine Abrechnung der Regelenenergie vom Lieferanten gegenüber dem Kunden	31
Tabelle 2: Bewertungskategorien zur Charakterisierung der flex+ Typen	43
Tabelle 3 Übersicht der Berechnungsformeln für die Abrechnung von transparenter Regelenenergie.....	63
Tabelle 4: Kompensation und Motivation zur Teilhabe an Co-creation Prozessen im Kontext erneuerbarer Energien (Kotilainen, Valta, & Järventausta, 2017)	65
Tabelle 5: Entscheidungs- und Leistungsbeteiligung im Kontext erneuerbarer Energien (Keppler, 2010)	68
Tabelle 6: Standardisierungskategorien im Kontext der Datensicherheit im Smart Grid. (Hettich, Rechsteiner, & Dizdarevic-Hasic, 2014)	71
Tabelle 7 Ergebnistabelle Eignung von Tarifmodell und Regelenenergieabrechnung für Kund_innentypen anhand des am häufigsten gewählten Antwortkategorie (Modalwert) in Prozent.....	76
Tabelle 8: Überblick über Projekte mit verschiedenen Schnittstellen zum Verteilnetzbetreiber	97
Tabelle 9: Deskriptive Statistik zukünftiger Großhandelspreise in Österreich basierend auf TYNDP 2018 Szenarien (ENTSO-E, 2017) (ST=Sustainable Transition, DG=Distributed Generation, EC=European Commission, GCA=Global Climate Action), Quelle: EEG TUWien.	100
Tabelle 10: Jahresmittelwerte je Peak und Off-Peak Produkteinteilung (Peak: Mo-Fr von 8 bis 20 Uhr, Off-Peak: Mo-Fr von 0 bis 8 und 20 bis 0 und Sa, So), Quelle: EEG TUWien.....	104
Tabelle 11: Annahmen zu Primärenergiepreisen und CO2 Zertifikatspreisen, (ENTSO-E, 2017).....	113
Tabelle 12: Annahmen für thermische Kraftwerke, $C_p = CO_2 \text{ Zertifikatspreis, Marginal costs} = C_m + C_f/\text{Eff} + C_p \cdot C_{ef}/\text{Eff}$	114
Tabelle 13: Annahmen für die Vorhaltung positiver und negativer Sekundär- und Tertiärregelreserve (aFRR & mFRR).....	114

9.3 Informationen zu Marktpreisentwicklungen

Die Annahmen bezüglich der installierten Kapazitäten der jeweiligen Szenarien basieren auf der von ENTSO-E durchgeführten „Ten-Year Network Development 2018“ Analysen, siehe (ENTSO-E, 2017). Die Aufteilung der Wasserkraftwerke in Pumpspeicher-, Speicher- und Laufwasserkraftwerke basiert auf zusätzlichen Recherchen auf den Webseiten der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber. Abbildung 55 zeigt die installierten Kraftwerkskapazitäten der betrachteten Länder bzw. Regelzonen, welche in der Analyse berücksichtigt werden. Die verwendeten Primärenergiepreisannahmen und die CO2 Zertifikatspreise sind in Tabelle 11 zusammengefasst.

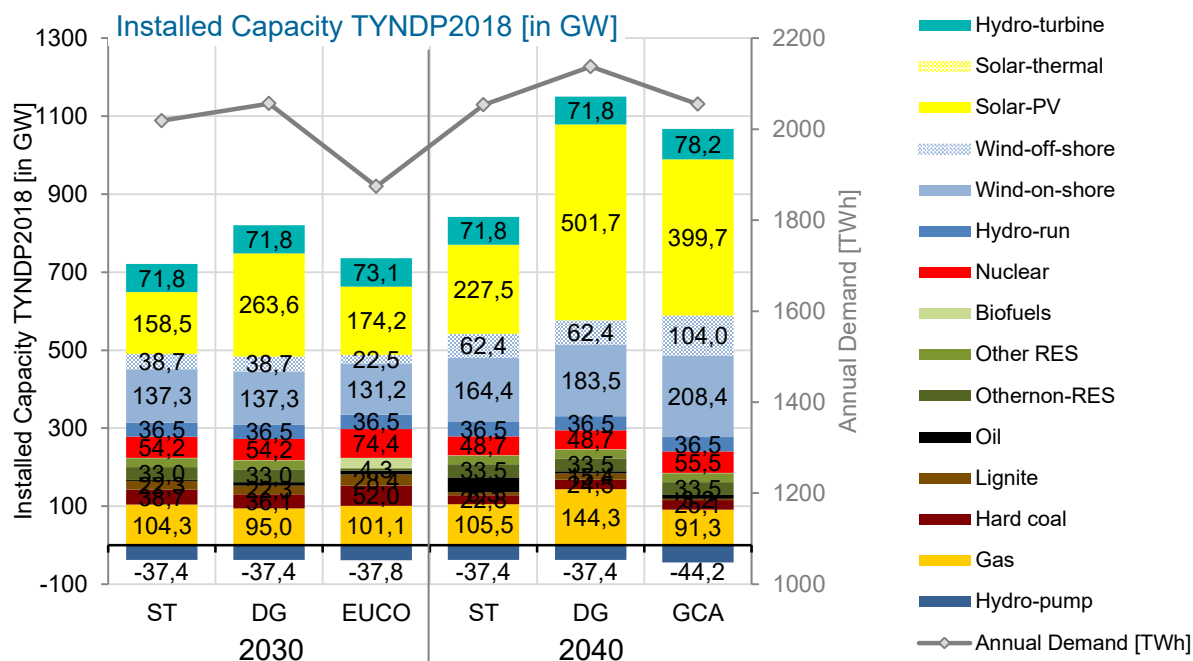


Abbildung 55: Installierte Kraftwerkskapazitäten der berücksichtigten Länder bzw. Regelzonen für die Analyse der Marktpreisentwicklungen (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG basierend auf Daten der ENTSO-E Transparency Platform (ENTSO-E, 2017))

Tabelle 11: Annahmen zu Primärenergiepreisen und CO2 Zertifikatspreisen, (ENTSO-E, 2017).

IEA WEO 2016	Unit	2030 Sustainable Transition	2030 Distributed Generation	2030 European Commission	2040 Sustainable Transition	2040 Distributed Generation	2040 Global Climate Action
Nuclear	EUR/MWh	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69
Lignite	EUR/MWh	3.96	3.96	8.28	3.96	3.96	3.96
Hard coal	EUR/MWh	9.72	9.72	15.48	9.00	10.08	6.48
Gas	EUR/MWh	31.68	31.68	24.84	19.80	35.28	30.24
Light oil	EUR/MWh	78.48	78.48	73.80	61.56	87.84	55.08
Heavy oil	EUR/MWh	64.44	64.44	52.56	50.40	72.00	45.36
Oil shale	EUR/MWh	8.28	8.28	8.28	8.28	8.28	8.28
CO2 prices	EUR/t	84.30	50.00	27.00	45.00	80.00	127.00
		WEO 2016 NP with higher CO2	WEO 2016 New Policies with higher CO2	Fuel Prices Provided by DG Energy	WEO 2016 NP fuel prices adjusted to create a "Low Oil Price Scenario"	WEO 2016 New Policies with higher CO2	WEO 2016 450

Tabelle 12 beinhaltet die Annahmen betreffend thermischer Kraftwerke. Für die konventionellen Kraftwerke (wie Gas, Kohle, Öl) werden jeweils drei verschiedene Effizienzkategorien berücksichtigt.

Tabelle 12: Annahmen für thermische Kraftwerke, C_p = CO2 Zertifikatspreis, Marginal costs = $C_m + C_f/\text{Eff} + C_p \cdot C_{ef}/\text{Eff}$.

Plant type	Eff Efficiency	C _{ef} Emissions [tCO ₂ /MWh]	C _f Primary energy price* [€/MWh]	C _m Operation and maintenance [€/MWh]	Minimum load %	Load Gradient [%/min]	Marginal costs [€/MWh]
Gas1	0.34	0.20196	18.00	2.16	40	3	74.88
Gas2	0.4515	0.20196	18.00	2.16	20	6	56.92
Gas3	0.563	0.20196	18.00	2.16	10	9	46.08
Hard coal1	0.365	0.34524	8.64	2.72	40	1	57.89
Hard coal2	0.4325	0.34524	8.64	2.72	25	2	49.28
Hard coal3	0.5	0.34524	8.64	2.72	10	4	42.99
Lignite1	0.36	0.364	3.96	2.72	40	0.5	47.35
Lignite2	0.405	0.364	3.96	2.72	25	1	42.39
Lignite3	0.45	0.364	3.96	2.72	10	2	38.43
Oil1	0.32	0.27	45.00	-	-	1	168.72
Oil2	0.35	0.28	45.00	-	-	2.5	154.88
Oil3	0.38	0.28296	45.00	-	-	4	143.22
Other nonRES	0.35	0.28296	55.08	-	-	4	184.29
Other RES	0.46	0	10.00	-	-	4	21.74
Nuclear	0.33	0	1.69	5.52	30	5	10.64

***Quelle:** IEA, WEO 2016 New Policies fuel prices adjusted to create a "Low Oil Price Scenario".

Des Weiteren werden noch kurzfristige Kostenkomponenten für Wind und PV mit 0,10 EUR/MWh, für Laufwasserkraftwerke 0,01 EUR/MWh und für Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke mit 1 EUR/MWh berücksichtigt um die Merit-Order zu vervollständigen.

Tabelle 13 zeigt die berücksichtigten Annahmen hinsichtlich der Vorhaltung von positiver und negativer Sekundär- und Tertiärregelreserve (aFRR & mFRR) für die jeweiligen Regelzonen. Für die Analyse werden die derzeit gültigen Mengen verwendet. In den betrachteten Regelzonen wird eine tägliche Vorhaltung von Peak und Off-Peak Produkten für die Sekundärregelreserve unterstellt. Für die Tertiärregelreserve werden tägliche 4-Stunden Produkte berücksichtigt.

Tabelle 13: Annahmen für die Vorhaltung positiver und negativer Sekundär- und Tertiärregelreserve (aFRR & mFRR).

Control area	aFRR+	aFRR-	mFRR+	mFRR-
APG	200	200	280	125
TenneT	568	615	641	715
TransnetBW	386	330	435	384
Amprion	703	710	793	826
50Hertz	476	453	537	527
TenneT NL	340	340	300	300
ELIA	140	140	340	150

Für die Kostenabschätzung der Vorhaltung von Regelreserve wird der Opportunitätskostenansatz verwendet, genauere Details können in (Dallinger, Lettner, & Auer, 2018) und (Müsgens, Ockenfels, & Peek, 2014) nachgelesen werden. Exemplarisch sind in Abbildung 56 die aus der Optimierung resultierenden Opportunitätskosten der Vorhaltung für Sekundär- und Tertiärregelreserve für das Szenario „Sustainable Transition 2030“ (aufgeteilt in positiver bzw. negativer Sekundär- und Tertiärregelreserve) dargestellt. Zusätzlich werden die kurzfristigen Grenzkosten (SRMC=short run marginal costs) der Kraftwerke gezeigt.

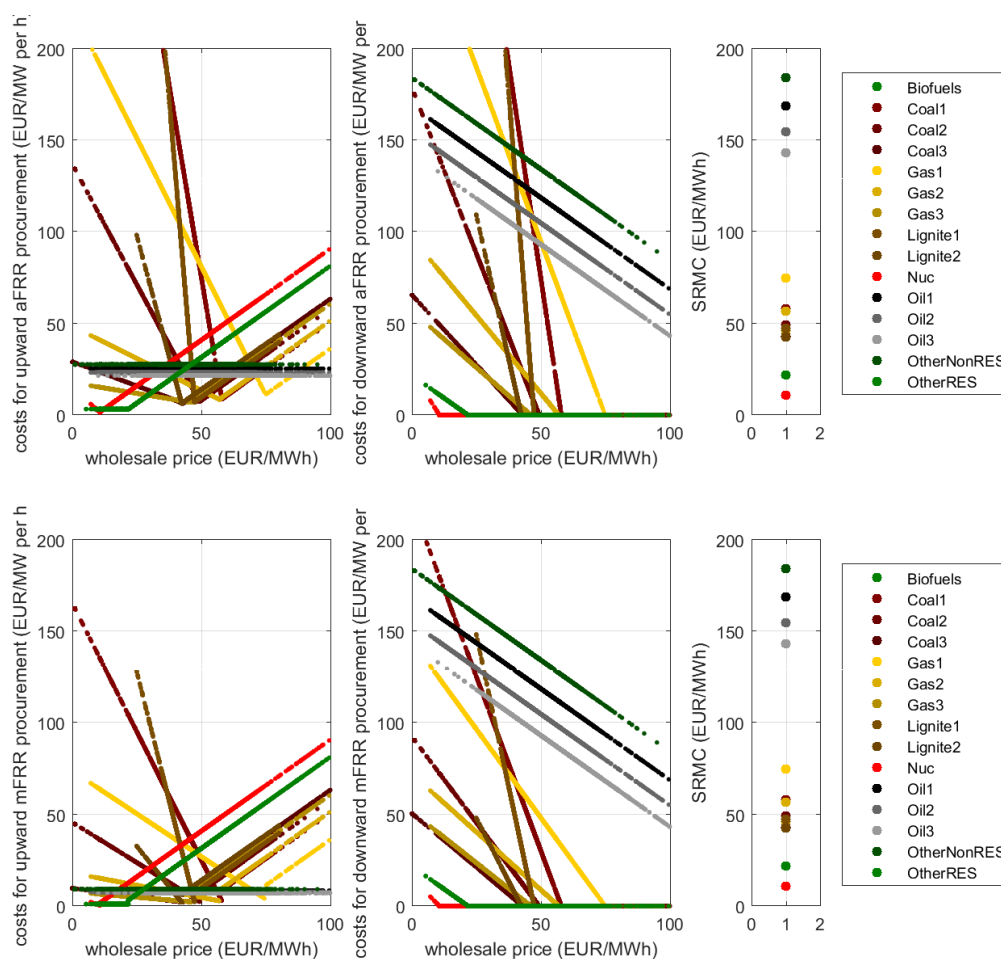


Abbildung 56: Exemplarische Kosten der Vorhaltung von positiver und negativer Sekundär- und Tertiärregelreserve für das Szenario „Sustainable Transition 2030“ (oben: Sekundärregelreserve = aFRR, unten: Tertiärregelreserve = mFRR, links: positive, mittig: negative, rechts: kurzfristige Grenzkosten) (Quelle: Darstellung TU Wien–EEG)

Kontakt



Hauptautor

Dipl. Ing. Carlo Corinaldesi,
Institute of Energy Systems and Electrical Drives
Energy Economics Group (EEG)
Gusshausstrasse 25-29 | 1040 Vienna | Austria
Corinaldesi@eeq.tuwien.ac.at
T +43 1 58801 370370



Konsortialleitung

Tara Esterl MSc. MSc.
Center for Energy – AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Giefinggasse 2 | 1210 Vienna | Austria
T +43 50550-6077 | M +43 664 8157810 | F +43 50550-6390
tara.esterl@ait.ac.at | www.ait.ac.at