

## Energieforschungsprogramm

### Publizierbarer Endbericht

**Programmsteuerung:**

Klima- und Energiefonds

**Programmabwicklung:**

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

### Endbericht

erstellt am

30/03/2020

Projekttitlel:

# **FNT – Future Network Tariffs**

Projektnummer: 3205642

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

<b>Ausschreibung</b>	Energieforschung (e!MISSION), Energieforschung, Energieforschung 5. Ausschreibung 2018
<b>Projektstart</b>	01/03/2019
<b>Projektende</b>	31/03/2020
<b>Gesamtprojektdauer (in Monaten)</b>	13 Monate
<b>ProjektnehmerIn (Institution)</b>	Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz Verein
<b>Ansprechpartner</b>	Dr. Johannes Reichl
<b>Postadresse</b>	Altenberger Straße 69, 4040 Linz
<b>Telefon</b>	+43 732 2468-5652
<b>Fax</b>	+43-732-2468-5651
<b>E-mail</b>	reichl@energieinstitut-linz.at
<b>Website</b>	<a href="http://www.energieinstitut-linz.at">http://www.energieinstitut-linz.at</a>

## FNT - Future Network Tariffs

### **AutorInnen:**

#### **Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz Verein**

Jed Cohen

Andrea Kollmann

Johannes Reichl

Mario Reisinger

#### **Fachhochschule Salzburg GmbH**

Günther Eibl

Dominik Engel

Judith Schwarzer

#### **Salzburg Research Forschungsgesellschaft mbH**

Christof Brandauer

Peter Dorfinger

#### **E-Control**

Silviya Deyanova

Karin Emberger

Florian Pichler

#### **Salzburg Netz GmbH**

Ingrid Lips

Herwig Struber

#### **Netz Oberösterreich GmbH**

Andreas Abart

Margit Reiter

Andreas Resch

#### **Netz Niederösterreich GmbH**

Thomas Stangl

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

## 1 Inhaltsverzeichnis

2	Einleitung.....	7
3	Inhaltliche Darstellung.....	8
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen.....	9
4.1	Bewertungskriterien.....	9
4.1.1	Situation der Netzentgelte in Österreich .....	9
4.1.2	Status quo der Netzentgelte im europäischen Kontext .....	10
4.1.3	Bewertungskriterien für Tarifierungsmöglichkeiten .....	12
4.1.4	Tarifierungsmöglichkeiten .....	13
4.1.5	Blocktarife / progressive Steigerung .....	14
4.1.6	Technische Anforderungen für innovative Netztarife .....	15
4.2	Energiegemeinschaften und Netztarife.....	15
4.2.1	Begriffliche Definitionen im Zusammenhang mit Energiegemeinschaften.....	15
4.2.2	Typen von Energiegemeinschaften .....	17
4.2.3	Chancen.....	20
4.2.4	Voraussetzungen für Energiegemeinschaften .....	20
4.2.5	(Betriebs-)Konzepte von Energiegemeinschaften.....	21
4.2.6	Zeitliche Komponente der Tarifierung.....	22
4.3	Einfluss der Tarifgestaltung auf Demand Response Systeme .....	22
4.4	Alternative Netztarife und ihre Auswirkungen auf das Gesamtsystem .....	24
4.4.1	Einführung.....	24
4.4.2	Erste Analysen .....	25
4.4.3	Anwendung der Tarife ohne Auswirkung auf den Verbrauch .....	27
4.4.4	Auswirkung von Lastbegrenzern .....	31
4.4.5	Auswirkung von Tarifen auf den Verbrauch.....	32
4.5	Tarifierungskonzepte für erneuerbare Energiegemeinschaften .....	36
4.5.1	Tarifmodelle .....	37
4.5.2	Energy Community vs. Eigene PV-Anlage .....	43

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

4.5.3	Fazit .....	48
4.6	Security & Privacy Aspekte .....	49
4.7	IKT Anforderungen an digitale Lösungen für Energy Communities.....	50
4.7.1	Entwicklung von IKT-Architekturen für LECs .....	51
4.7.2	Smart-Meter Infrastruktur in Österreich .....	54
4.7.3	IKT-Architekturentwicklung in ausgewählten EU H2020 Projekten .....	55
4.7.4	Zusammenfassung und abschließende Empfehlungen .....	66
5	Ausblick und Empfehlungen.....	68
6	Literaturverzeichnis.....	69
7	Kontaktdaten.....	72

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4-1: Netzkostenwälzung, Haushalte vs. Nicht-Haushalte .....	10
Abbildung 4-2: Steuern, Abgaben und elektrischer Verbrauch in Österreich.....	10
Abbildung 4-3: Netztarifstruktur für Haushalte in ausgewählten europäischen Ländern.....	11
Abbildung 4-4: Vergleich Netzkosten, Haushalte vs. nicht-Haushalte in der EU .....	12
Abbildung 4-5: Klassifizierung von DR-Programmen nach [2].....	23
Abbildung 4-6: Summe der Lasten aller Haushalte in kW abhängig von der Tageszeit.....	25
Abbildung 4-7: Kumulative Verteilung der Lastsumme aller Haushalte .....	26
Abbildung 4-8: Abhängigkeit der über alle Haushalte aufsummierten Last .....	26
Abbildung 4-9: Abhängigkeit zwischen Jahresstromverbrauch und maximaler Last .....	27
Abbildung 4-10: Vergleich der Berechnung des Referenztarifs.....	28
Abbildung 4-11: Abhängigkeit des Referenztarifs und des Leistungsspitzen-basierten T3....	29
Abbildung 4-12: Energieverbrauch eines Maximalzählers bei simuliertem Tarif T3 abhängig von der Jahreszeit und von der Tageszeit. ....	30
Abbildung 4-13: Energieverbrauch eines Maximalzählers bei simuliertem Referenztarif abhängig von der Jahreszeit und von der Tageszeit.....	30
Abbildung 4-14: Energieverbrauch eines Maximalzählers bei simuliertem Blocktarif T3 abhängig von der Jahreszeit und von der Tageszeit.....	31
Abbildung 4-15: Auswirkung einer Lastbegrenzung auf 1.6 kW .....	32
Abbildung 4-16: Parametrisierung des simulierten Blocktarifs. ....	33
Abbildung 4-17: Parametrisierung des Sunny-Tarifs.....	33
Abbildung 4-18: Stündliche Preiselastizitäten .....	34
Abbildung 4-19: Auswirkung des Preises auf den Verbrauch .....	35
Abbildung 4-20: Änderung des Verbrauchs durch die Änderung des Preises für unterschiedliche Zeitpunkte eines Jahres.....	35
Abbildung 4-21: Grafische Darstellung Tarif 1 .....	38
Abbildung 4-22: Grafische Darstellung Tarif 2 .....	39
Abbildung 4-23: Grafische Darstellung Tarif 3 .....	40
Abbildung 4-24: Grafische Darstellung Tarif 4 - stündlich differenzierte Preise mit Kontingentsüberschreitung.....	41
Abbildung 4-25: Grafische Darstellung Tarif 5 .....	42
Abbildung 4-26: Grafische Darstellung Tarif 6 .....	43
Abbildung 4-27: IKT-Architecturentwicklung für LECs im SGAM .....	53
Abbildung 4-28: IKT-Plattform des Pilotsystems in Terni (Italien) .....	56
Abbildung 4-29: IKT-Architektur des EMPOWER Projektes.....	57
Abbildung 4-30: IKT-Architektur des serviceorientierten Flex4Grid Prototypen.....	59
Abbildung 4-31: IKT-Architektur der cloud-basierten GOFLEX Plattform .....	60
Abbildung 4-32: IKT-Architektur der Micro-Service-basierten VPP Module.....	62
Abbildung 4-33: Cloud-basierte Flexibilitätsplattform mit Fokus auf Schnittstellen .....	63
Abbildung 4-34: Vereinfachte Darstellung der COMPILE IKT-Architektur .....	65

## 2 Einleitung

Das Sondierungsprojekt „FNT – Future Network Tariffs“ beschäftigte sich mit der Evaluierung neuer und innovativer Netztarife für die Niederspannungsebene (NE 7), die durch die Einführung von Smart Metern technisch möglich gemacht werden. Die untersuchten Tarife wurden hinsichtlich ihrer Eignung evaluiert, durch gezielte Anreize zu einem netzdienlichen Verhalten der Konsumenten beitragen zu können. Im Rahmen dieser Hauptzielsetzung waren die Arbeitsschwerpunkte des Projekts FNT die Entwicklung technisch möglicher Netztarifooptionen, deren Evaluierung im Lichte der Einführung von Energiegemeinschaften, der Datensicherheit entsprechender Verrechnungssysteme und der dadurch entstehenden Herausforderungen und Chancen für das Energiesystem und die Netze.

Das Forschungs- und Technologieprogramm „e!MISSION.at – Energy Mission Austria“ trägt zur Bereitstellung sicherer, nachhaltiger und leistbarer Energie bei. Die Schwerpunkte liegen hierbei auf Emerging Technologies, Energieeffizienz und Energieeinsparung, erneuerbarer Energie, intelligenten Netzen und Speicher. Das Sondierungsprojekt FNT spricht gleichzeitig die Punkte Energieeffizienz und Energieeinsparung, erneuerbare Energie und intelligente Netze an.

Das Projekt FNT betrachtete die genannten Themenkomplexe aus einer stark integrativen Perspektive und entwickelte die Resultate in unmittelbarer Zusammenarbeit von wissenschaftlichen Einrichtungen unterschiedlicher Disziplinen, Betreibern von Elektrizitätsverteilnetzen und der für die Tarifierung von Netzdienstleistungen zuständigen Behörde. Die verwendeten Methoden der Zusammenarbeit fußten dabei auf strukturierten Diskussionen und der kooperativen Erarbeitung der Inhalte zu den genannten Themenkomplexen, Literaturrecherchen, mathematischen Simulationen basierend auf realen Datensätzen (inklusive Miteinbeziehung von Preis-Nachfrage-Elastizitäten aus Vorprojekten), sowie gemeinsamen theoretischen Überlegungen und dem Erfahrungsaustausch zur Wirkung tariflicher Anreize für netzdienliches Verhalten.

Im folgenden Kapitel wird das Forschungsvorhaben und seine Relevanz erläutert. Das Kapitel „Ergebnisse und Schlussfolgerungen“ fasst die Resultate und Erkenntnisse zusammen, die im Projekt FNT gewonnen wurden. Darauffolgend wird im letzten Abschnitt des vorliegenden Berichtes ein Ausblick auf weitere Forschungsfragen gegeben und auf gewonnene Empfehlungen durch das Sondierungsprojekt verwiesen.

## 3 Inhaltliche Darstellung

Der kontinuierliche Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen, die gleichzeitig fortschreitende Digitalisierung der Stromnetze und das sich ändernde Nachfrageverhalten von Endkundinnen und Endkunden stellen das aktuell gültige System der Finanzierung des öffentlichen Stromnetzes in Frage. Mit der Einführung von Smart Metering gibt es nunmehr eine Basis für gänzlich neue Abrechnungsmodelle zur Aufteilung der Kosten, die für den Erhalt und Betrieb der Stromnetze notwendig sind, auf die Energiekonsumenten.

Das Ziel des Projektes FNT ist es, in diesem Spannungsfeld neue Möglichkeiten zur Gestaltung der Netztarife aufzuzeigen, die den grundsätzlichen Anforderungen an soziale Verträglichkeit, Fairness, Gleichbehandlung, technische Machbarkeit, Netzdienlichkeit, Sicherheit und Verständlichkeit entsprechen. Darüber hinaus sollen diese neuen dynamischen Netztarife die effiziente Verwendung von Energie unterstützen und auch innovative Geschäftsmodelle, z.B. im Bereich der Eigenverbrauchsoptimierung, unterstützen.

Die bestmögliche Erfüllung dieser verschiedenen, oftmals in Konkurrenz stehenden, Anforderungen entwickelt sich europaweit aktuell zu einem wesentlichen Forschungsthema. Was bisher, speziell für Österreich, fehlt, ist eine interdisziplinäre Gesamtbetrachtung des Themas unter Einbeziehung wichtiger relevanter Stakeholder, um die Herausforderungen an neue Netztarife aus den technischen, wirtschaftlichen, sozio-ökonomischen, politischen, regulatorischen und organisatorischen Blickwinkeln zu analysieren und dabei Wechselwirkungen zu berücksichtigen.

Als Sondierungsprojekt ist die Hauptzielsetzung von FNT die Durchführung vorläufiger Analysen zur Erstellung einer zielorientierten Forschungsagenda für eine gesamtsystemische Betrachtung dynamischer Tarife und eine Bedarfserhebung ihrer IT-seitigen Umsetzung. Die Analysen erfolgten dabei aus dem österreichischen Blickwinkel unter Einbeziehung europäischer Rahmenbedingungen und existierender Erkenntnisse und Ergebnisse. Neben der Erstellung einer integrierten Forschungsagenda für ein umfassenderes zukünftiges Forschungsvorhaben werden in ausgewählten Bereichen auch schon erste Bewertungen der Tarifmodelle vorgenommen, insbesondere sozioökonomische Implikationen, technische Machbarkeit und Anforderungen an IT-Sicherheit sowie Benutzerakzeptanz.

Die erarbeitete Forschungsagenda wurde im Nachklang zu FNT im Energieforschungsprogramm des Klima- und Energiefonds (6. Ausschreibung) im Rahmen des Projektantrags ECOSINT eingereicht.

## 4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse von FNT dargestellt. Die folgenden 7 Unterkapitel informieren jeweils über die Arbeiten in einem der Forschungsthemen im Projekt.

### 4.1 Bewertungskriterien

Jedes System zur Festlegung von Netztarifen hat zahlreiche unterschiedliche Implikationen für alle beteiligten Stakeholder. Diese unterschiedlichen Implikationen werden im Folgenden besprochen um daraus jene Kriterien abzuleiten, die bei der Bewertung der Eignung bestimmter Tarifierungsoptionen Berücksichtigung finden sollen.

#### 4.1.1 Situation der Netzentgelte in Österreich

Für die Untersuchung des Status quo des österreichischen Systems zur Netztarifierung beschränken wir uns ausschließlich auf die Niederspannungsebene der Verteilnetze. Die aktuellen Zahlen (2018, Datenstand Juli 2019) der jährlichen Marktstatistik der E-Control weisen für Haushalte insgesamt 5.033.744 Zählpunkte aus, sowie für Kleingewerbe inklusive Landwirtschaft und unterbrechbarer Zähler 1.070.583, insgesamt somit 6.104.327 Zählpunkte, die der Netzebene 7 zugeordnet werden können. Zugeordnet werden können deswegen, da die Marktstatistik die erforderlichen Daten nach Endverbraucher kategorien erhebt und nicht nach Netzebenen, jedoch fallen Haushaltskunden auf jeden Fall in die Netzebene 7, ebenso das Kleingewerbe (Definition: Jährlicher Strombezug bis 4,0 GWh/a; bis 2015 einschließlich Gewerbe, Landwirtschaft und Unterbrechbare). Insgesamt weist die Statistik in Österreich 2018 genau 6.167.082 Zählpunkte aus, somit entfielen 62.755 Zählpunkte auf die Industrie.<sup>1</sup>

Bei den Haushalten belief sich die mittlere Abgabe je Zählpunkt auf 2.891 kWh, bei Kleingewerbe auf 17.820 kWh. Bei der Abgabe an Endverbraucher in GWh entfiel ein Anteil von 43,3% auf Haushaltskunden und 56,7% auf Kleingewerbe in der zusammengefassten Gruppe der Netzebene 7 – Kunden, oder 14.551 bzw. 19.078 GWh.

In Kombination der abgegebenen Mengen und der veröffentlichten Systemnutzungsentgelte ohne Steuern und Abgaben<sup>2</sup> ist es möglich, die in Summe eingehobenen Netztarife zu approximieren. Unterteilt in Haushalte und Nicht-Haushalte (Kleingewerbe, Industrie, etc.), tragen die Haushalte 43% der gesamten Netzkosten, 57% die übrigen Verbraucher. Energetisch entfallen jedoch nur 25% des Verbrauchs auf Haushalte und 75% auf Gewerbe, Landwirtschaft, öffentliche Einrichtungen und Industrie. Je angefallener MWh bezahlen Haushalte ca. 59 € und Nicht-Haushalte 25,5 €. Industriebetriebe sind an höhere Netzebenen

---

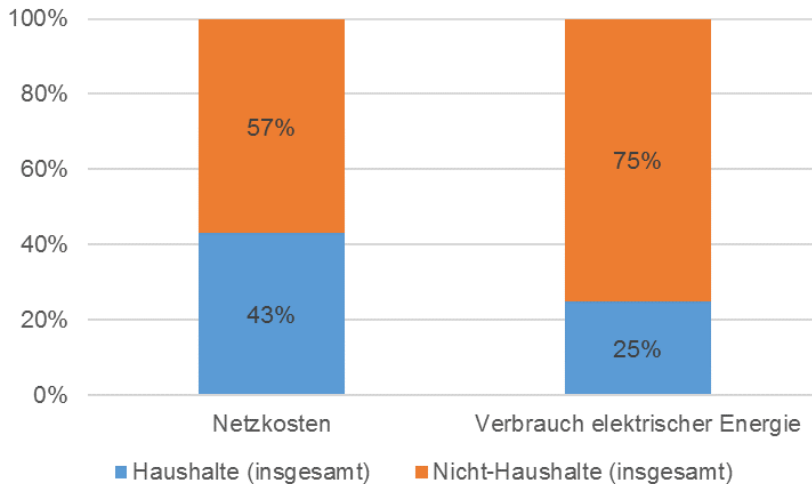
<sup>1</sup> E-Control (2019), Marktstatistik, Elektrizitätsmarkt in Österreich (Öffentliches Netz), Verbraucherstruktur 2018, (Datenstand: Juli 2019)

<sup>2</sup> E-Control (2019), Marktstatistik, Elektrizitätsmarkt in Österreich (Öffentliches Netz), Preisentwicklungen 2018, (Datenstand: Juli 2019)

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

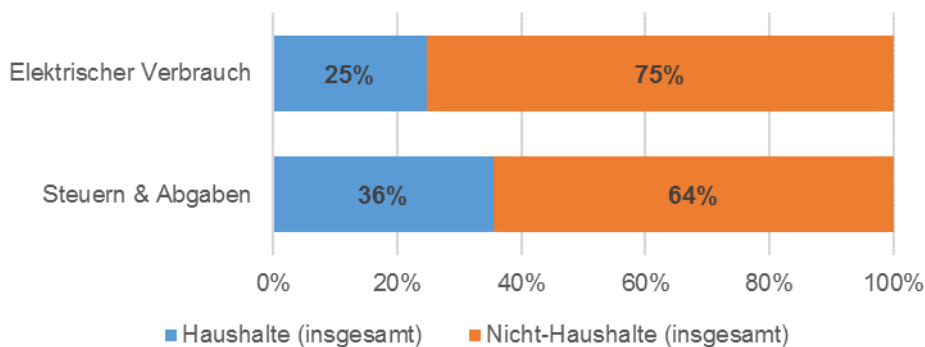
Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

angeschlossen und zahlen daher weniger Netzkosten, da im derzeitigen System die Verbraucher nur einen Teil der Kosten jener Netzebenen tragen, an die sie angeschlossen sind (bzw. übergeordneter Netzebenen). Da Haushalte an der Netzebene 7 angeschlossen sind, werden demnach zum Teil die Kosten der höher gelegenen Netzebenen bis zur Ebene 7 umgewälzt.



**Abbildung 4-1: Netzkostenwälzung, Haushalte vs. Nicht-Haushalte, Datenquelle: E-Control Marktstatistik (Status: Juli 2019), eigene Berechnungen**

Bei Steuern und Abgaben wiederum entrichten Haushalte 36% des Aufkommens, 64% entfallen auf Nicht-Haushalte, verglichen mit einem Verbrauch von 25% respektive 75%, wie bereits vorher erwähnt wurde.



**Abbildung 4-2: Steuern, Abgaben und elektrischer Verbrauch in Österreich, Haushalte vs. Nicht-Haushalte, Datenquelle: E-Control Marktstatistik (Status: Juli 2019), eigene Berechnungen**

## 4.1.2 Status quo der Netzentgelte im europäischen Kontext

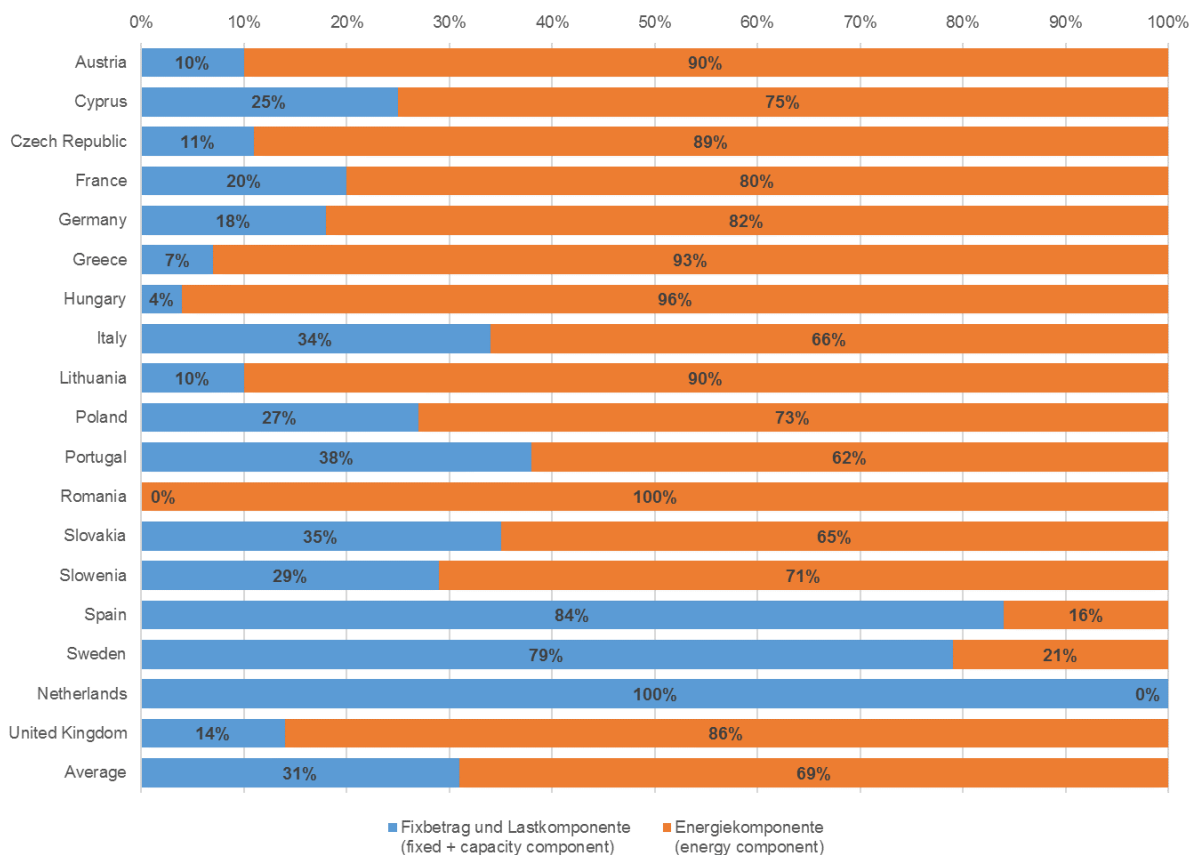
Derzeit gibt es auf europäischer Ebene für Haushalte eine Vielzahl unterschiedlicher Netztarifsysteme, sowohl bezogen auf die Gewichtung als auch auf die Höhe der einzelnen Komponenten. So war in 16 Ländern der EU im Jahr 2015 eine fixe Komponente (etwa eine monatliche Grundgebühr) Bestandteil der Netztarife, in neun weiteren Ländern gab es

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

Kapazitätsentgelte, in 25 Ländern wurden Verbrauchsentgelte (per kWh) eingehoben, ein Land hob ein Blindstromentgelt ein, und in sieben Ländern wurden andere Entgeltkomponenten verwendet.<sup>3</sup>

In Österreich belaufen sich 90% des Netzentgelts für Haushalte auf die verbrauchsabhängige Komponente und nur 10% auf fixe Komponenten der Netzentgelte.<sup>4</sup> Durch den flächendeckenden Rollout von Smart Metern eröffnen sich nun noch zusätzliche Möglichkeiten einer Tarifierung der Netze.



**Abbildung 4-3: Netztarifstruktur für Haushalte in ausgewählten europäischen Ländern, Quelle: Refe, Mercados & Indra (2015), S.114 (eigene Darstellung).<sup>5</sup>**

Bei Nicht-Haushalten bis 20 MWh belegte Österreich 2018 den 10. Platz hinsichtlich des Netzentgelts pro kWh (6,08 Cent) und lag somit im Durchschnitt der EU-27/28 bzw. der Eurozone. Am teuersten waren die Netzentgelte in Belgien (11,09 Cent), am billigsten hingegen in Malta (2,40 Cent).<sup>6</sup>

<sup>3</sup> Refe, Mercados & Indra (2015), Study on tariff design for distribution systems, S.111

<sup>4</sup> Zum Vergleich: in Rumänien wird auf fixe bzw. kapazitätsabhängige Komponenten verzichtet; in Holland im Gegenzug komplett auf die Energiekomponente.

<sup>5</sup> Refe, Mercados & Indra (2015), Study on tariff design for distribution systems, S.114.

<sup>6</sup> Eurostat (2020), Electricity prices components for non-household consumers - annual data (from 2007 onwards), (Datenstand: Februar 2020)

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

Ein ähnliches Bild ergibt sich bei den Haushalten, hier liegt Österreich auf den 11. Platz hinsichtlich des Netzentgelts pro kWh (6,07 Cent) und somit unter dem Durchschnitt der EU-27/28 bzw. der Eurozone. Am günstigsten sind die Netzentgelte wiederum in Malta und am teuersten in der Slowakei.<sup>7</sup>

	Netzkosten Nicht-Haushalte [in Cent/kWh]	Netzkosten Haushalte [in Cent/kWh]
EU-28	5,92	7,05
EU-27 (from 2020)	6,16	6,65
Belgium	11,09	8,08
Bulgaria	2,61	5,85
Czechia	9,65	6,09
Denmark	4,44	5,03
Germany	6,98	6,71
Estonia	5,69	5,05
Ireland	6,36	10,90
Greece	3,58	8,76
Spain	4,50	-
France	5,53	5,98
Croatia	5,61	5,91
Italy	4,80	11,46
Cyprus	3,20	11,59
Latvia	8,96	4,90
Lithuania	5,83	3,50
Luxembourg	6,52	5,25
Hungary	4,83	4,48
Malta	2,40	12,23
Netherlands	-	6,42
<b>Austria</b>	<b>6,08</b>	<b>6,07</b>
Poland	5,45	4,52
Portugal	6,17	5,32
Romania	3,70	5,65
Slovenia	5,78	5,44
Slovakia	10,87	4,46
Finland	3,87	4,53
Sweden	10,57	4,84
United Kingdom	3,68	9,44

**Abbildung 4-4: Vergleich Netzkosten, Haushalte vs. nicht-Haushalte in der EU, Datenquelle: Eurostat (2020), Electricity prices components for non-household consumers with < 20 MWh and Electricity prices components for household consumers, eigene Darstellung**

## 4.1.3 Bewertungskriterien für Tarifierungsmöglichkeiten

Tarife sollen gewisse Kriterien erfüllen, um in der Gesellschaft auf breite Akzeptanz zu stoßen. So sollen sie diskriminierungsfrei und objektiv sein, einen Lenkungseffekt erzielen bzw. Verursachergerechtigkeit sicherstellen. Des Weiteren sollen sie ausgewogen sein, um

<sup>7</sup> Eurostat (2020), Electricity prices components for household consumers - annual data (from 2007 onwards), (Datenstand: Februar 2020)

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

Diskriminierungsfreiheit bzw. Inklusion sicherzustellen. Weitere Kriterien sollten zB ein hohes Maß an Antizipation ermöglichen (etwa wenn lastabhängige Tarife oder Time-of-Use Tarife Anwendung finden), zeitlich und örtlich klare Preissignale setzen (zB Systemnutzungsentgelteverordnung) bzw. eine ex ante Information für Kunden bei dynamischen Tarifen ermöglichen.

Idealerweise sollten Tarife so gestaltet sein, dass die gesamte bestehende Infrastruktur effizient genutzt wird, dh dass die Verteilung der Last möglichst gleichmäßig erfolgt und Spitzen verhindert werden bzw. die vorhandene Infrastruktur am besten genutzt wird, wenn beispielsweise einer lokalen Spitzeneinspeisung auch eine lokale Spitzenlast gegenübersteht.

Zusammenfassend sollten folgende Kriterien erfüllt sein:

- Diskriminierungsfreiheit
- Verursachergerechtigkeit
- Objektivität
- Lenkungseffekt
- Ausgewogenheit
- Inklusivität
- Nachvollziehbarkeit, i.e. möglichst keine Informationsasymmetrie der Beteiligten
- Ex ante Information bei dynamischen Tarifen

## 4.1.4 Tarifierungsmöglichkeiten

Im Folgenden werden nun diverse Tarifierungsmöglichkeiten definiert, welche für zukünftige Netztarifierungssysteme in Frage kommen:

### 4.1.4.1 Critical Peak Pricing (CPP):

Beim CPP werden kritische Zeiten im Netz höher bepreist, um einen Verlagerungseffekt bzw. eine Nachfragereduktion zu diesen Zeiten bei den Verbrauchern zu erreichen.

### 4.1.4.2 Real Time Pricing (RTP):

Bei Real Time Pricing Modellen wird die Nachfrage in Bezug auf eine zeitliche Einheit (zB stündlich) als Preissignal verwendet. Der Preis wird somit dynamisch an jede Zeiteinheit angepasst. So können verstärkende Effekte im Zusammenspiel zwischen Netzentgelten und Energiepreisen Lasten verlagern, wenn es sich dabei um eine relativ elastische Nachfrage handelt.

### 4.1.4.3 Peak Time Rebates (PTR) or Critical Peak Rebates (CPR):

Bei diesen Rabatten zu kritischen Zeiten wird das Ziel verfolgt mit positiven Anreizen eine Verlagerung des Verbrauchs zu erzielen.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

## **4.1.4.4 Time of Use (ToU) scheme:**

Zeitabhängige Netztarife sollen den Verbrauch in Off-Peak Zeiten lenken und sind meistens statisch. Die Implementierung ist einfach, transparent und für den Verbraucher verständlich. Statische ToU Tarife dienen zum Peak Shaving und sind langfristig gedacht um das Energiesystem zu entlasten. Denkbar sind auch dynamische ToU Tarife, die dann aber mit einer gewissen Vorlaufzeit kommuniziert werden müssen, damit die Adressaten auf Anreize reagieren können. Als Basis dient der Verbrauch zu einer Zeiteinheit, zB kWh pro Stunde, benötigt werden ein intelligentes Messgerät und eine Kommunikationsschnittstelle, um auf Preissignale reagieren zu können.

## **4.1.4.5 Unterbrechbare Tarife**

Unterbrechbare Tarife bilden eine kontrahierte, konsensuale Abschaltungsmöglichkeit des Netzbetreibers um das Netz zu stabilisieren. Der Kunde profitiert von geringeren Netzentgelten durch seine zur Verfügung gestellte Flexibilität und der Netzbetreiber durch kontrollierten Lastabwurf.

## **4.1.4.6 Unit Rate**

Festgelegter Preis als Einheitstarif pro verbrauchter kWh oder kW. Einfach und verständlich bzw. benötigt keine intelligenten Messgeräte, liefert jedoch auch keine Anreize, den Verbrauch in andere Zeiten zu verlagern. Liefert jedoch Anreize zur Energieeffizienz.

## **4.1.4.7 Flat Rate**

Die gesamten Netzkosten werden durch die Anzahl der Zählpunkte geteilt. Großverbraucher würden demnach genauso viel bezahlen wie Kleinverbraucher (Access Fee). Theoretisch wäre dieser Ansatz denkbar in einem System ohne Kapazitätsengpässe, würde jedoch keine Anreize liefern, den Verbrauch in lastschwache Zeiten zu verlagern oder zu reduzieren. Im Gegenteil würde diese Tarifierung Anreize bieten mehr zu verbrauchen als benötigt. Unter dem Aspekt der Verursachungsgerechtigkeit liefert dieser Tarif falsche Anreize, da „heavy user“ die verursachten Kosten an alle Netznutzer gleichmäßig verteilen.

## **4.1.5 Blocktarife / progressive Steigerung**

Blocktarife bzw. Tarife mit progressiver Steigerung verteuern den Einstiegstarif kontinuierlich mit erhöhter Nutzung der Infrastruktur um einen Progressionsfaktor. Die erste Tranche des Einstiegstarifs sollte bei der Festsetzung der Höhe ein Mindestmaß an Inklusion berücksichtigen. Großverbraucher würden verursachungsgerecht mehr bezahlen und derartige Tarife können Anreize für energieeffizientes Handeln bieten.

### **4.1.5.1 Two-Part Tariff / X-Part Tariff**

Bei diesen Tarifen handelt es sich um eine Kombination zweier oder mehrerer Tarifkomponenten um verschiedene Anreize miteinander zu verbinden, wobei die einzelnen Komponenten aus den oben genannten Kategorien stammen. Die meisten Tarifsysteme in Europa fallen daher in diese Kategorie.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

## 4.1.6 Technische Anforderungen für innovative Netztarife

Die technischen Herausforderungen der Tarifierungsoptionen beschränken sich in den meisten Fällen auf den vollständigen Roll-Out von Smart Metern, der IKT Architektur und der Administrierbarkeit für die Erhebung und Verrechnung der Verbräuche und der Kommunikation mit dem Endverbraucher. Ebenfalls als technisch im weiteren Sinne kann der Rechtsrahmen gesehen werden, unter dem die Umsetzung der gewählten Tarifreform zu gewährleisten ist. Hier ist insbesondere die sichere Kommunikation, die Verwendung der Daten und die Erhebung/Speicherung dieser Daten hervorzuheben.

## 4.2 Energiegemeinschaften und Netztarife

### 4.2.1 Begriffliche Definitionen im Zusammenhang mit Energiegemeinschaften

Für die weitere Behandlung von Energiegemeinschaften und möglicher unterstützender Alternativtarife für diese Gemeinschaften ist die Definition einiger Begriffe notwendig bzw. vorteilhaft. Im Folgenden werden deshalb die Definitionen einiger Begriffe gegeben, wie im Projekt FNT verwendet.

#### 4.2.1.1 Nähe

Wie oben angesprochen, besteht die Notwendigkeit den Begriff der „Nähe“ zu definieren, um den Geltungsbereich von Erneuerbaren-Energiegemeinschaften zu determinieren. Dies kann sowohl geografisch als auch netztopologisch erfolgen. Die örtliche Nähe bietet sich zwar als naheliegend an, könnte jedoch aufgrund möglicherweise nicht verbundener Netzbereiche (Randkunden) schwierig umzusetzen sein. In den meisten Fällen wird sich die Energiegemeinschaft zwar innerhalb eines Netzgebietes befinden und somit der örtlichen sowie der netztopologischen Nähe entsprechen, dies muss jedoch nicht zwingend der Fall sein. Um somit auch den technischen Restriktionen sowie der Administrierbarkeit Rechnung zu tragen, bietet sich die netztopologische Nähe besonders an.

Große Ausdehnungen und Einzugsbereiche von Energiegemeinschaften erfüllen nicht mehr die Kriterien der Netzdienlichkeit und könnten diesem evtl. sogar widersprechen. Trafostationen innerhalb eines Netzgebietes hingegen erfüllen alle bereits beschriebenen Definitionen und erfüllen auf jeden Fall die Abgrenzung der Nähe.

Anmerkung: Hier könnte die ganz streng technische Auslegung etwas gelockert werden, wenn die netztechnische Verbindung nicht auf den Normschaltzustand eingeschränkt wird. In anderem Kontext (bei der Grundinanspruchnahme) gibt es in einigen Netzgebieten tw. Regelungen in den Geschäftsbedingungen mit ähnlichen Textpassagen: *"Dieses Recht [die Grundinanspruchnahme] ... ist beschränkt auf Strom-Verteileranlagen bis 1 kV die zum Bereich einer Trafostation gehören, aus welcher die Anlage des Kunden zumindest aushilfsweise mit elektrischer Energie versorgt werden kann."*

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

Bürgerenergiegemeinschaften hingegen, müssen den Begriff der Nähe nicht erfüllen und können somit national (innerhalb des Bilanzsystems) etabliert werden.

## 4.2.1.2 Netzdienliches Verhalten

Netzdienliches Verhalten wird allgemein als jenes Verhalten angesehen, das eine ausgeglichene Netzsituation unterstützt (Bandlieferung/Bandeinspeisung in normaler Situation). In folge netzdienlichen Verhaltens sind (idealerweise) keine Eingriffe des Netzbetreibers erforderlich um die Spannung zu halten und somit den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch sicherzustellen. Ein funktionierendes System entnimmt somit Energie bei einem Überschuss der Einspeisung/Erzeugung und speist Energie ins Netz bei einer Unterdeckung um einen Spannungsabfall/anstieg zu verhindern. Die Grenze bildet das „Bottleneck“ der Leistungskapazität thermischer Übertragungsleistungen der Leitungen unter der Trafostation sowie die ausgelegte Leistungskapazität der Trafostationen. Die Netze werden (bzw. die bestehenden Netze wurden) entsprechend der Bedürfnisse der Netzkunden dimensioniert, so dass im ungestörten Betrieb zu jedem Zeitpunkt einerseits die gültigen Spannungstoleranzen +/- 10% von der Nennspannung (230/400 V) an den Übergabestellen zu den Kundenanlagen eingehalten werden und andererseits keine Überlastungen an den Betriebsmitteln auftreten.

Das Niederspannungsnetz ist entsprechend den Dimensionierungsvorschriften so ausgelegt, dass bei einer gleichzeitigen Beanspruchung des Netzes durch die Netzkunden die Einhaltung der Spannungstoleranz sichergestellt ist. Eine Verletzung des unteren Grenzwertes droht, wenn es durch hohe Belastungen am Abzweig zu einer Spannungsabsenkung kommt. Umgekehrt droht eine Verletzung des oberen Grenzwertes, wenn es durch hohe Einspeiseleistungen zu Spannungsanhebungen kommt.

Netzdienliches Verhalten kann in dieser Wechselwirkung so zusammengefasst werden, dass die Gemeinschaft einen größtmöglichen lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch anstrebt.

## 4.2.1.3 Fairness

Im Zusammenhang mit der Festsetzung von Netztarifen definieren wir *Fairness* wie folgt: Ein System zur Festlegung von Netztarifen ist dann als fair zu betrachten, wenn dieses grundsätzlich auf die Herstellung der Kostenwahrheit zwischen Netz und Kunde abzielt, gleichzeitig aber bedacht ist, niemanden wirtschaftlich zu überfordern und ebenso allfällige *netzdienliche* Maßnahmen und Verhalten (siehe Abschnitt 4.2.1.2) des Kunden berücksichtigt.

## 4.2.1.4 Leistbarkeit

Ein Ziel moderner Energiepolitik ist es, dass alle Bevölkerungsgruppen ihren elementaren Energiebedarf decken können. Ein System zur Festlegung von Netztarifen soll diesen Anspruch unterstützen und nicht behindern. Leistbarkeit ist in diesem Zusammenhang dann gegeben, wenn keine Bevölkerungsgruppe per se, also mit Ausnahme speziell zu behandelnder Einzelfälle, durch die Netztarife in Gefahr gebracht wird, den grundlegenden

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

Elektrizitätsbedarf nicht, oder nur unter Aufgabe anderer elementarer Grundbedürfnisse, decken zu können.

## 4.2.1.5 Ortstarif

Im herkömmlichen Netznutzungsentgelt für die Niederspannung sind die gesamten Kosten der Infrastruktur enthalten. Es wird in einer Durchschnittsberechnung angesetzt, dass die benötigte Energie von der Hoch- über die Mittel- bis zur Niederspannung transportiert wird. Dementsprechend beinhalten die Netzentgelte für die Niederspannung auch teilweise Kostenbestandteile der Hoch- und Mittelspannung.

Umgekehrt beinhalten die Netzentgelte für Industriekunden mit Anschluss in der Hochspannung nur die Kosten der Hochspannungsebene, weil die unterlagerten Mittel- und Niederspannungsnetze für den Transport der Energie nicht benötigt werden.

Die gemeinsame Nutzung der lokal erzeugten Energie durch die Teilnehmer einer Energiegemeinschaft findet lokal im Nahebereich statt. Für diese lokale Netznutzung werden die vorgelagerten Netzebenen (Hoch- und Mittelspannung) weitgehend nicht benötigt und es lässt sich damit ein vergünstigtes Netznutzungsentgelt begründen.

Dieses Entgelt könnte in einer Durchschnittsbetrachtung so angesetzt werden, dass dieser „Ortstarif“ nur die Kosten der Niederspannungsnetze beinhaltet.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass sich die Netznutzung der Energiegemeinschaft aufteilt in:

- eine lokale Netznutzung der gemeinsam erzeugten Energie zum „Ortstarif“
- einen Restnetzbezug zum herkömmlichen „Niederspannungstarif“ (NE7).

In der **Wechselwirkung von „Ortstarif“ und „Netzdienlichkeit“** stellt sich die Frage, ob der „Ortstarif“ ein rein tarifliches Anreizsystem darstellt, welches ohne Durchgriffsmöglichkeiten durch den Netzbetreiber seine „netzdienlichen“ Eigenschaften entfaltet, oder ob der Anspruch auf den „Ortstarif“ erst erfüllt ist, wenn der Netzbetreiber die Kriterien der „Netzdienlichkeit“ auch mittels Durchgriffsrecht (z.B. Abregelung der Erzeugungsanlage bei Spannungsanhebung oder Abregelung von leistungsintensiven Anwendungen bei Spannungsabsenkung) selbst unter Kontrolle halten kann.

Allenfalls wären hier technische Grenzen zu vereinbaren (bezogen auf die Leistung der einzelnen Anwendung); z.B. Durchgriffsrecht zur Abregelung bei Anschlussleistung > 30 kW.

## 4.2.2 Typen von Energiegemeinschaften

### 4.2.2.1 Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EE-Gemeinschaften)

Die rechtliche Grundlage für die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften bildet Art. 22 RL 2018/2001 („RED II“). Diese Form einer Gemeinschaft soll in ihrer Konstruktion vor allem ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile bieten und nicht primär gewinnorientiert sein. Lokale Akzeptanz und Investitionen vor Ort („ownership“) sollen hiermit

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

erreicht werden. Eine solche Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft fungiert als unabhängige Rechtsperson, die von ihren Anteilseignern oder Mitgliedern wirksam kontrolliert wird und eine freiwillige und offene Beteiligung anbietet. Zielgruppen dieser sind sowohl natürliche Personen als auch KMU und lokale Behörden, vor allem sollen sie alle eine Nähe zum jeweiligen Energieprojekt bieten. Innerhalb dieser Energiegemeinschaften wird erneuerbare Energie erzeugt, verbraucht, zwischengespeichert und verkauft.

Primär steht die Eigennutzung im Vordergrund<sup>8</sup>, die Konstruktion erlaubt es aber auch „sowohl direkt als auch über Aggregatoren nichtdiskriminierenden Zugang zu allen geeigneten Energiemärkten zu erhalten“<sup>9</sup>. Eine angemessene Beteiligung an den Systemgesamtkosten mit der Möglichkeit der Beteiligung aller Verbraucher wird hierbei angestrebt. Regulatorisch stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Entwicklung und Voranbringung von EE-Gemeinschaften unterstützt wird. Art. 22 Abs.4 lit. a spricht von der Beseitigung von ungerechtfertigten, rechtlichen und verwaltungstechnischen Hindernissen aber auch unter lit. c dass „der jeweilige Verteilernetzbetreiber mit Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zusammenarbeitet, um Energieübertragungen innerhalb von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu erleichtern“.

Solche EE-Gemeinschaften sollen in Österreich mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) möglich gemacht werden, mit begünstigten Ortstarifen für das öffentliche Netz bei Netznutzung der im Nahebereich erzeugten Energie. Es soll damit die Eigennutzung gestärkt werden, erfolgt die lokale Versorgung "gemeinnützig", könnte das auch an diesen Begriff im Steuerrecht anknüpfen, sagte Ennser, Leitung Energie Rechtsangelegenheiten im BMNT: "Das soll hier mit Einschränkungen nutzbar gemacht werden. Es könnten theoretisch auch Wärme, Kälte oder Erdgas hinzukommen“.<sup>10</sup>

Urbantschitsch und Proidl (2019)<sup>11</sup> merken an, dass Verlierer von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften Lieferanten und andere Marktteilnehmer durch eine verminderte Energielieferung und Netzbezug der teilnehmenden Konsumenten von Energiegemeinschaften sein könnten, als auch alle anderen Netzbenutzer außerhalb der Energiegemeinschaften wegen steigender Netzkosten der einzelnen bei gleichbleibenden Gesamtnetzkosten ausgelöst durch die verminderte Kundenbasis.

---

<sup>8</sup> Fachtagung Clean Energy Package (2019), „Energiegemeinschaften – Möglichkeiten und Hürden“ *Benedikt Ennser*, Leiter Energie-Rechtsangelegenheiten BMNT, 09.04.2019

<sup>9</sup> RL 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates v 11.12.2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, Abl L 2018/328, 121

<sup>10</sup> AGGM/APA (2019), <https://www.aggm.at/energy-news/energiegemeinschaften-als-neue-strom-akteure-der-zukunft?fullversion=1>, Zugriff 25.04.2019 16:35

<sup>11</sup> Urbantschitsch und Proidl (2019), *European Energy Journal*, Volume 8 Issue 3/4 July 2019, S.11/88

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

## 4.2.2.2 Bürgerenergiegemeinschaften

Für die Bürgerenergiegemeinschaften bildet Art. 16 RL Strombinnenmarkt die rechtliche Grundlage. So wie bei der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft stehen vor allem ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile im Vordergrund, deren Hauptzweck explizit nicht finanzieller Gewinn sein soll. Es gilt ebenso die Betonung auf lokaler Beteiligung, freien Marktzugang und Nichtdiskriminierung. Die Bürgerenergiegemeinschaft fungiert als Rechtsperson unter der tatsächlichen Kontrolle der Anteilseigner oder Mitglieder, die eine offene und freiwillige Beteiligung, beziehungsweise ein Verlassen dieser Mitgliedschaft erlaubt. Konzipiert sind Bürgerenergiegemeinschaften für natürliche Personen, Kleinunternehmen und/oder Gebietskörperschaften. Deren Tätigkeit reicht von Erzeugung, Verteilung, Versorgung, Verbrauch, Aggregation, Energiespeicherung, Energieeffizienzdienstleistungen bis hin zu Ladedienstleistungen beziehungsweise anderen Energiedienstleistungen im Strommarkt. Nach außen hin soll ebenso ein diskriminierungsfreier Zugang zu allen Elektrizitätsmärkten bestehen, nach innen wird die gemeinsam produzierte erneuerbare Elektrizität auch gemeinsam genutzt, unbeschadet der geltenden Netzentgelte, Steuern und Abgaben. Optional kann dies auch länderübergreifend geschehen, ebenso auch der Betrieb/Kauf/Miete beziehungsweise Eigentum des Verteilernetzes innerhalb dieser Bürgerenergiegemeinschaft.<sup>12</sup> Die lokale Beteiligung ist in dieser Rechtsform jedoch nicht zwingend, Bürgerenergiegemeinschaften können sich über mehrere Mitgliedsstaaten hinweg konstituieren, laut Ennser fehlt die rechtliche Vorgabe der Nähe. Obwohl es sich hierbei um Kleinunternehmen handelt, können Filialen eines Unternehmens an diesen Bürgerenergiegemeinschaften teilnehmen. Die Aktivitäten der Bürgerenergiegemeinschaften sind jedoch auf Strom beschränkt.<sup>13</sup>

## 4.2.2.3 Unterschiede EE Gemeinschaften und Bürgerenergiegemeinschaften

Es gibt einige Unterschiede zwischen beiden Rechtsformen, abgesehen von den rechtlichen Grundlagen. So wird bei den Bürgerenergiegemeinschaften der Marktzugang und die Nichtdiskriminierung als Ziel definiert. Des Weiteren wird die Teilnahme vor allem den Bürgern, also natürlichen Personen und Kleinunternehmen (nicht KMU), beziehungsweise Gebietskörperschaften, ermöglicht. Wesentlich werden die Unterschiede in der Ausübung der Tätigkeiten, denn in Bürgerenergiegemeinschaften ist es möglich auch Rollen der Verteilung, Versorgung, Aggregation, Energieeffizienzdienstleistungen oder Ladedienstleistungen oder aber auch andere Energiedienstleistungen (Strom) auszuüben.<sup>14</sup> „Mit der Etablierung von „Bürgerenergiegemeinschaften“ soll eine gemeinsame Nutzung von Erzeugungsanlagen inkl.

---

<sup>12</sup> Fachtagung Clean Energy Package (2019), „Energiegemeinschaften – Möglichkeiten und Hürden“ *Benedikt Ennser*, Leiter Energie-Rechtsangelegenheiten BMNT, 09.04.2019

<sup>13</sup> AGGM/APA (2019), <https://www.aggm.at/energy-news/energiegemeinschaften-als-neue-strom-akteure-der-zukunft?fullversion=1>, Zugriff 25.04.2019 16:35

<sup>14</sup> Fachtagung Clean Energy Package (2019), „Energiegemeinschaften – Möglichkeiten und Hürden“ *Benedikt Ennser*, Leiter Energie-Rechtsangelegenheiten BMNT, 09.04.2019

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

ein Level-Playing-Field für alle Marktteilnehmer ermöglicht werden.“<sup>15</sup> Die Mitgliedsstaaten haben sicherzustellen, dass die Ausübung der diversen Tätigkeiten diskriminierungsfrei und verhältnismäßig ermöglicht wird und dass die neuen Marktteilnehmer in geeigneter und ausgewogener Weise zu den Gesamtsystemkosten beitragen.

In diesem Spannungsfeld von „Diskriminierungsfreiheit“ und „Angemessenheit“, insbesondere im Zusammenhang mit dem Level-Playing-Field gegenüber anderen Marktteilnehmern, wird sich die Frage nach einer vertretbaren positiven Diskriminierung der Gemeinschaften stellen.

## 4.2.3 Chancen

Das Clean Energy Package bietet Mindestanforderungen an die Mitgliedstaaten und eine relativ breite Gesetzesinterpretation. Die Umsetzung der Richtlinie obliegt den Mitgliedstaaten, die damit einen gewissen Freiraum bekommen haben um die Diskussion der zukünftigen Ausgestaltung führen zu können. Da es sich um Mindestanforderungen handelt, können die Mitgliedstaaten somit darüber hinaus rechtliche Möglichkeiten schaffen. Es bedeutet in diesem Zusammenhang auch, die Chancen des Clean Energy Packages zu nutzen, um einerseits wie angedacht Erneuerbare Energien auf lokalem Niveau zu fördern und andererseits das existierende System weiterzuentwickeln sowie die Vorteile der Digitalisierung wahrzunehmen.

Erneuerbare Energiegemeinschaften sowie Bürgerenergiegemeinschaften könnten dabei helfen, die dezentral erzeugte erneuerbare Energie auf den Verbrauch im Nahebereich anzugleichen und Überschuss zu vermeiden. Durch den vermiedenen Abtransport des Überschusses werden die Verteilnetze nicht zusätzlich belastet und ein andernfalls erforderlicher Netzausbau kann vermieden oder zumindest verzögert werden, wobei dies auch davon abhängt, ob solche Gemeinschaften auch in Zeiten ohne Eigenproduktion Flexibilitäten für eine gleichmäßigere Netzauslastung zur Verfügung stellen. Urbantschitsch & Proidl (2019)<sup>16</sup> erläutern, dass das Ziel von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften die Verbreitung, Marktintegration, Akzeptanz und Optimierung erneuerbarer Energien sein soll und sie somit einen positiven Beitrag für Gesellschaft und Wirtschaft leisten.

## 4.2.4 Voraussetzungen für Energiegemeinschaften

Zwischen den verschiedenen Akteuren soll ein Interessenausgleich hergestellt werden um Energiegemeinschaften erfolgreich zu implementieren und Chancen, die sich daraus bieten, zu nutzen. Im Wesentlichen sind dies die Energiegemeinschaften selbst, der Regulator und der Netzbetreiber. Da durch das Clean Energy Package die Freiheit eines einzelnen, seinen Energielieferanten selbst zu wählen gewährleistet sein muss, wird deswegen der Fokus auf den genannten Kreis gelegt.

---

<sup>15</sup> BMNT (2018), Parlamentarische Beantwortung der Anfrage Nr. 1953/J,2008/AB vom 12.12.2018 zu 1953/J (XXVI.GP), Geschäftszahl: BMNT-LE.4.2.4/0155-RD 3/2018

<sup>16</sup> Urbantschitsch & Proidl (2019), European Energy Journal, Volume 8 Issue 3/4 July 2019, S.11/88

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

Energiegemeinschaften erwarten sich eine faire, einfache und vor allem unbürokratische Implementierung, der Regulator wiederum die Einhaltung der Verpflichtungen der Marktteilnehmer und der Netzbetreiber eine faire, netzdienliche Ausgestaltung insbesondere zur Herstellung der Kostenwahrheit.

Die Vorteile, die Energiegemeinschaften bieten, sollten genutzt werden um mehr private Investitionen in Erneuerbare Energien und Speicherlösungen zu erzielen. Durch die Etablierung von Energiegemeinschaften könnten mit ansprechenden Anreizen private Mittel effizienter eingesetzt werden (zB A installiert PV, B dazugehörigen Speicher). Dies würde den Grad der Eigennutzung erhöhen und ungewollte Übereinspeisung in Zeiten eines Überangebots in die Netze verringern. Auf diesem Wege können mit der Erhöhung des Ausnutzungsgrades innerhalb der Gemeinschaft in den Verteilnetzen zusätzliche Netzbelastungen vermieden und die Ausbaunotwendigkeit dieser Netze verlangsamt werden, was sich wiederum positiv in den Gesamtkosten des Systems widerspiegelt. So sollte idealerweise der (künftig automationsunterstützte) Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Gemeinschaft erfolgen.

Um dem Anspruch der Energiegemeinschaften nach einer einfachen, fairen und unbürokratischen Lösung gerecht zu werden, sollten daher auch konsequenterweise die Berichtslegung (Reporting) von Statistiken, Zählermessungen, etc. beim zuständigen Verteilnetzbetreiber wie bisher verbleiben. Damit ist auch die Einhaltung der Verpflichtungen der Marktteilnehmer für den Regulator gewährleistet und administrierbar.

## **4.2.5 (Betriebs-)Konzepte von Energiegemeinschaften**

Energiegemeinschaften können entweder das bestehende öffentliche Stromnetz für den Energieaustausch verwenden, oder auch das Stromnetz innerhalb der Gemeinschaft selbst besitzen/betreiben. Zunächst wird die erste dieser beiden Varianten besprochen, die im weiteren als virtuelle Energiegemeinschaft bezeichnet wird und in Europa wohl die Mehrzahl der Energiegemeinschaften ausmachen wird.

### **4.2.5.1 Erneuerbare Energiegemeinschaften**

Bei dieser Art der Energiegemeinschaften handelt es sich um Teilnehmer in einem bestehenden Verteilnetz, die sich zu einer Energiegemeinschaft zusammenschließen. Eine erneuerbare Energiegemeinschaft betreibt dezentrale erneuerbare Erzeugungsanlagen, speichert eigenerzeugte Energie, verkauft diese selbst oder mittels Aggregation oder erbringt Energiedienstleistungen. Jeder Teilnehmer nutzt einen Smart Meter und die Gemeinschaft verfügt über eine oder mehrere erneuerbare Energieerzeugungsanlagen. Die Teilnehmer nutzen ihre Anteile der gemeinsam erzeugten Energie selbst, für den Restnetzbezug bleibt die freie Lieferantwahl für jeden einzelnen Teilnehmer bestehen.

Hier sind unterschiedliche Zuteilungsmethoden der eigenen Anteile je ¼-Stunden-Zeitreihen vorstellbar. (Für die Abwicklung der gemeinschaftlichen Erzeugung gemäß gültigem §16a EIWOG kann die Zuteilung beispielsweise statisch oder dynamisch erfolgen.)

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

## 4.2.5.2 Bürgerenergiegemeinschaften/Mikronetze

Die zweite grundlegende Variante von Energiegemeinschaften sind solche, die selbst den Betrieb des Netzes übernehmen. Bürgerenergiegemeinschaften können die Verteilung innerhalb der Energiegemeinschaft übernehmen, sei es durch Miete, Kauf oder Bau eigener Leitungen. Dabei handelt es sich dann um sogenannte Mikronetze. Hier wird die erzeugte Energie verteilt und gespeichert, sollte ein Mikronetz an das Verteilnetz angeschlossen sein, ist auch ein Austausch zwischen diesen beiden Netzen möglich. Offen ist hier die Frage, wie dem einzelnen Teilnehmer die Möglichkeit der Lieferantenwahl für seinen Energiebedarf – welcher nicht von der Bürgerenergiegemeinschaft aufgebracht werden kann – gegeben ist.

## 4.2.6 Zeitliche Komponente der Tarifierung

Um den Vorgaben der Netzdienlichkeit zu genügen können Anreize zu netzdienlichem Verhalten gesetzt werden, damit das Verbrauchsverhalten nach Möglichkeit einem zeitlich begrenzten Erzeugungsüberschuss folgt. In Zeiten hoher Einspeisung in das Verteilernetz könnten Tarifanreize bewirken, dass ein erhöhter lokaler Verbrauch das Netz entlastet, weil der Abtransport von lokalem Überschuss vermieden wird. In Verbindung mit den Energiepreisen zu diesen Zeiten wäre ein starker Multiplikator Effekt gegeben: diejenigen die sich netzdienlich verhalten, werden sowohl bei den Netzkosten als auch bei den Energiepreisen (wenn diese vom Börsenpreis abhängen) belohnt, da solche Situationen zwar nicht immer zeitgleich auftreten aber häufig eine positive Korrelation aufweisen. Während dieses Konzept grundsätzlich über den Geltungsbereich von Energiegemeinschaften diskussionswürdig erscheinen könnte, wird es in weiterer Folge lediglich im Lichte ebendieser betrachtet.

## 4.3 Einfluss der Tarifgestaltung auf Demand Response Systeme

Die Entwicklung effizienter Demand Response Szenarien ist eines der Schwerpunktforschungsthemen im Umfeld zukünftiger intelligenter Energieversorgungsnetze, entsprechenden Programmen wird ein Potenzial von 25-50 % bei der Erreichung der Klimaziele 2020 zugesprochen. Laut der Federal Energy Regulatory Commission (2006)<sup>17</sup> werden sämtliche Änderungen normaler Stromverbrauchsmuster als Antwort auf besondere Anreize (Preissenkung etc.) mit dem Begriff *Demand Response* beschrieben. Ziel von Demand Response Management (DRM) ist es, flexibel auf volatile Erzeugungsmuster zu reagieren und Versorgungssicherheit sowie Stabilität im gesamten Netzverbund zu gewähren.

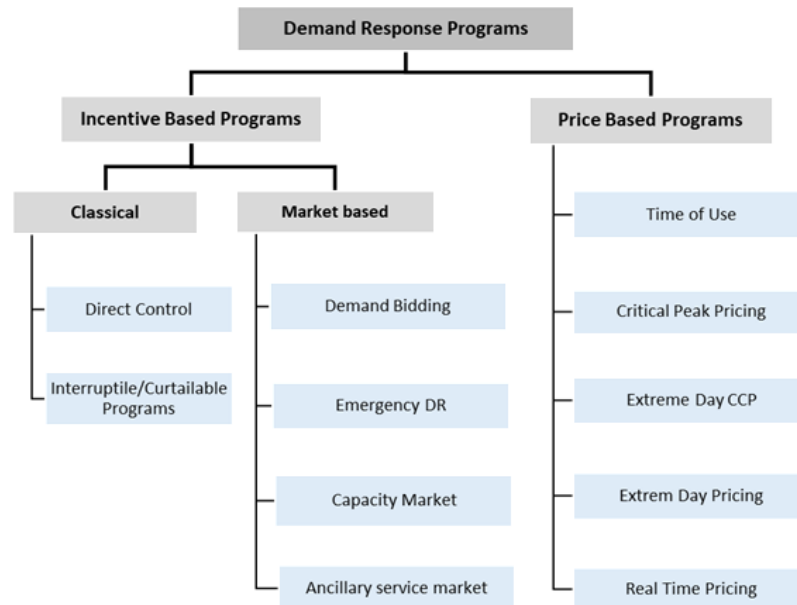
---

<sup>17</sup> Federal Energy Regulatory Commission (2006), "Assessment of Demand Response & Advanced Metering"

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

Hinsichtlich der Anreize für den Endkunden lassen sich Demand Response Programme entsprechend untenstehender Abbildung klassifizieren<sup>18</sup>. Im vorliegenden FNT-Kontext sind insbesondere die preisbasierten Ansätze von Bedeutung.



**Abbildung 4-5: Klassifizierung von DR-Programmen nach [2]**

Demand Response Programme stellen den Kunden grundsätzlich vor die Entscheidungsmöglichkeit zwischen den Optionen „verminderter Komfort vs. Strafzahlung“ bzw. „Komfort vs. Anreizzahlung“. Als weiterführende Faktoren hinsichtlich der Entscheidungsfindung speziell auch für eine grundsätzliche Teilnahme an entsprechenden Programmen sind außerdem zu berücksichtigen<sup>19</sup>:

- Speicherressourcen, die es ermöglichen individuell und ohne Komfortverlust auf Anreize zu reagieren. Dahingehend können verfügbare Speicherressourcen den Entscheidungsprozess direkt beeinflussen.
- Initialkosten, die durch benötigte technische Infrastruktur entstehen, können zur grundsätzlichen Partizipationsbereitschaft beitragen.
- Affinität für Technologie, die insbesondere entscheidend ist, wenn Demand Response Szenarien eine tiefere Auseinandersetzung mit der Thematik erforderlich machen.
- Umweltbewusstsein.

<sup>18</sup> M. H. Albadi and E. F. El-Saadany (2007), “Demand response in electricity markets: An overview,” 2007 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES, pp. 1–5

<sup>19</sup> J. Schwarzer, D. Engel, and S. Lehnhoff (2018), “Conceptual Design of an Agent-based Socio-technical Demand Response Consumer Model,” in *International Conference on Industrial Informatics*, pp. 680–685.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

In der Literatur werden insbesondere die komplexen Zusammenhänge dieser Faktoren und der damit verbundene Einfluss des Benutzerverhaltens auf die Effizienz der Demand Response Systeme nur unzureichend berücksichtigt. Ebenso wenig wird bzgl. der preisbasierten Ansätze eine klare Unterscheidung zwischen Energie- und Netztarif getroffen. Deren Entkopplung kann jedoch für optimale Kundenanreize hinsichtlich der Netzstabilität von großer Bedeutung sein.

Zukünftige Forschungsfragestellungen im Kontext optimaler Tarifgestaltung speziell für Demand Response Szenarien sollten daher folgende Aspekte berücksichtigen:

- Verwendung entkoppelter Tarifmodelle, um teils gegenläufige Interessen der Energielieferanten einerseits und Netzbetreiber andererseits optimal abbilden zu können
- Auswirkungen der lang- und mittelfristigen Kundenentscheidungen bzgl. grundsätzlicher Beteiligung an DR Programmen
- Berücksichtigung sozialwissenschaftlicher Erkenntnisse bzgl. der Entscheidungsbeeinflussung

## 4.4 Alternative Netztarife und ihre Auswirkungen auf das Gesamtsystem

### 4.4.1 Einführung

Im Zuge des Projektes wurden umfangreiche Simulationen durchgeführt, welche Auswirkungen die in FNT entwickelten Tarife haben. Hierzu wurde auf reale, gemessene Lastprofile von Haushaltskunden zurückgegriffen. Die durchgeführten Auswertungen lassen sich in zwei Gruppen kategorisieren. In den zuerst durchgeführten Auswertungen werden die Lastprofile unverändert verwendet und es wird studiert, wie sich ein neuer Tarif auf unterschiedliche Personengruppen auswirkt. Die dahinterstehende Annahme ist, dass sich der Verbrauch durch einen neuen Tarif nicht signifikant ändern würde, was je nach demand response System mehr oder weniger (eher weniger) realistisch ist. In der zweiten Art von Auswertungen wurde mit Hilfe eines Preiselastizitätenmodells die Auswirkung eines Tarifs auf den Verbrauch analysiert. Diese Art von Analyse soll die Evaluierung der Netzdienlichkeit und der Effekte auf das Verbrauchsverhalten ermöglichen. Dafür wurden zunächst drei Tarife formuliert:

- Tarif T1: Sunny Tarif
- Tarif T2: Jahresspitze der 1 h Leistungswerte
- Tarif T3: Progressiver Blocktarif

Die Idee bei Tarif T1 ist es, in den Sommermonaten mit hoher Sonneneinstrahlung potentiell überschüssige durch PV-Anlagen erzeugte Energie zu verbrauchen. Dies sollte mit einem um einen Faktor  $q$  günstigeren Tarif für die jeweiligen Zeitpunkte erreicht werden. Da für die Simulation keine Wetterdaten vorhanden waren, wurde als Approximation der weiß markierte

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

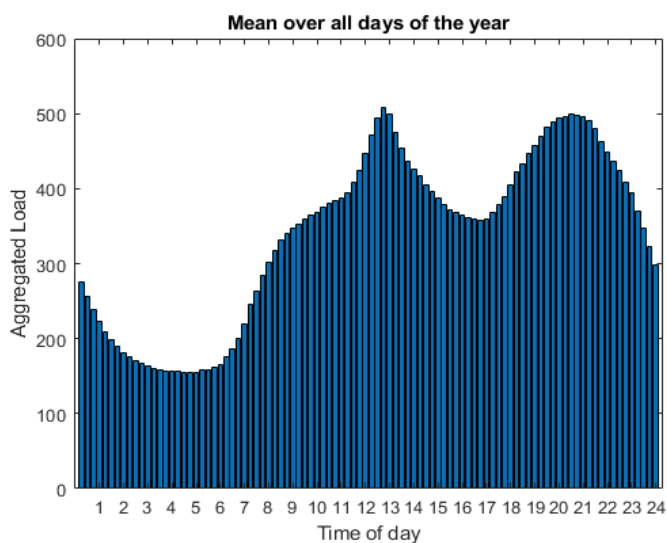
Teil des Jahres aus Abb.2-19 als Bereich mit hoher PV-Erzeugung und dementsprechend verbilligtem Tarif angenommen.

Bei Tarif T2 wird der maximale 1 h Leistungswert des ganzen Jahres ermittelt und mit einem Kostenfaktor multipliziert.

Die Idee des progressiven Blocktarifs T3 ist es, dass die Kosten bei jedem Benutzer leistungsabhängig sind. Hohe Leistungen einzelner Benutzer sollten damit vermieden werden. Möglich wird das durch die Einführung eines Progressionsfaktors  $q$ : so könnte etwa der Preis pro kW bei einer Leistung zwischen 1 und 2 kW um den Faktor  $q$  größer sein als der Preis pro kW bei einer Leistung zwischen 0 und 1 kW. Der Preis pro kW bei einer Leistung zwischen 2 und 3 kW wiederum könnte um den Faktor  $q$  größer sein als der Preis pro kW bei einer Leistung zwischen 1 und 2 kW (und damit um den Faktor  $q^2$  höher als bei einer Leistung zwischen 0 und 1 kW. Vergleiche Abb. 2-18, dort wurde der Progressionsfaktor  $q=1.5$  angenommen.

## 4.4.2 Erste Analysen

In einem ersten Schritt wurden die Daten importiert und erste Analysen noch ohne Tarifberechnung durchgeführt. Zur ungefähren Beurteilung der Repräsentativität wurde das mittlere Tagesprofil bestimmt, das so wie erwartet dem Standardlastprofil (H0-Profil) ähnelt.

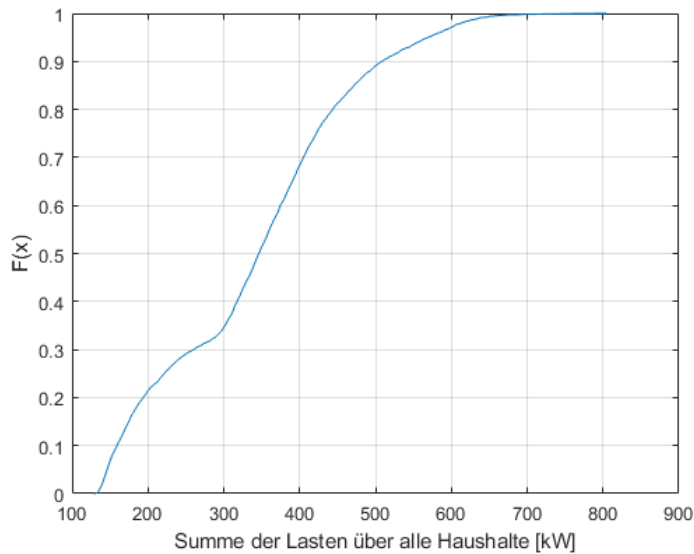


**Abbildung 4-6: Summe der Lasten aller Haushalte in kW abhängig von der Tageszeit gemittelt über alle Tage eines Jahres, eigene Berechnung und Darstellung**

Für die Netzdienlichkeit spielt die Reduktion der Spitzen der Dauerlinie eine große Rolle, da dadurch ein Netzausbau vermieden oder zumindest verzögert werden könnte. Wie zu erwarten, gibt es auch bei dem für die Simulation verwendeten Lastprofil-Datensatz sehr wenige sehr hohe Lastspitzen, wie die folgende kumulative Verteilung der Lastwerte zeigt.

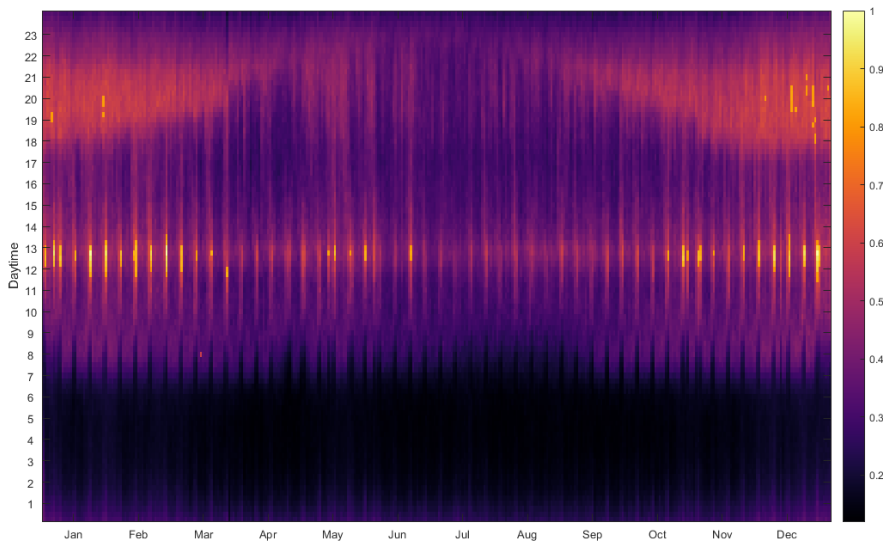
# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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



**Abbildung 4-7: Kumulative Verteilung der Lastsumme aller Haushalte, eigene Berechnung und Darstellung**

Für zukünftige Steuerungs- und Regelungsaufgaben ist es insbesondere wichtig, wann diese Lastspitzen auftreten. Eine grafische Darstellung in Form einer Heatmap, in der die Spitzen (>80% des Maximums) mit hellgelber Farbe markiert sind, zeigt, dass diese Maxima vor allem um die Mittagszeiten an Wochenenden und auch in den Abendzeiten im Winter auftreten. Eine Herabsetzung des Verbrauchs etwa durch LECs oder dynamische Tarife würde also insbesondere zu diesen Zeitpunkten einen Vorteil bringen.



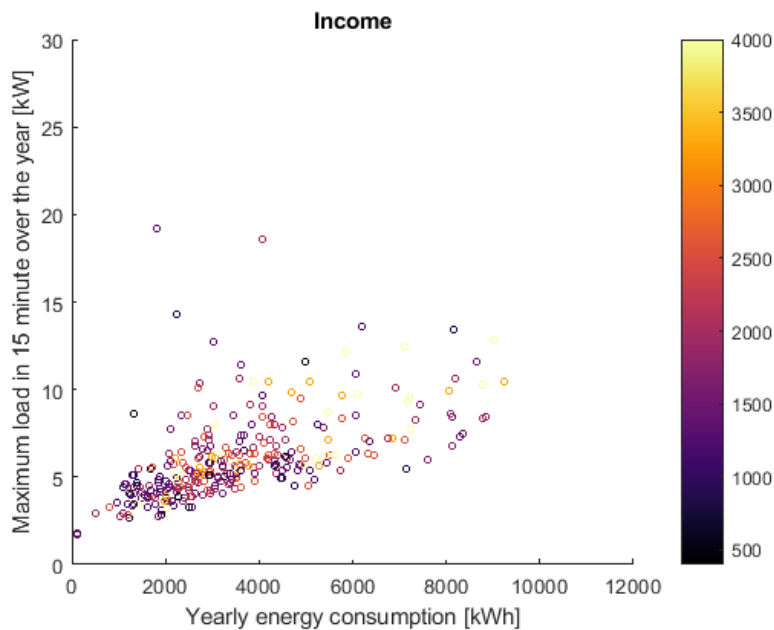
**Abbildung 4-8: Abhängigkeit der über alle Haushalte aufsummierten Last von der Jahreszeit (x-Achse) und der Tageszeit (y-Achse), hellgelbe Stellen markieren die wenigen Zeitpunkte des Jahres mit Lastspitzen (höher als 80% der Maximallast eines Jahres), eigene Darstellung**

Bestehende Tarife basieren einerseits auf dem Gesamtverbrauch und andererseits auf Lastspitzen (sog. peaks) innerhalb eines Monats oder Jahres (konzeptionell, zumindest in

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

Österreich bei Haushalten derzeit noch nicht in Anwendung). Die Beeinflussung dieser zwei Aspekte auf die Haushalte mit unterschiedlichem Einkommen wurde anhand grafischer Analysen studiert, siehe Abbildung 4-9. Während die Abhängigkeit vom Einkommen eher gering ist, zeigt die Grafik schon ohne die echte Anwendung der Tarife, dass die unterschiedliche Gewichtung zwischen Last und Verbrauch in einem Tarif zu deutlichen Unterschieden bei einzelnen Haushalten führen würde (in Übereinstimmung mit bestehender Literatur).



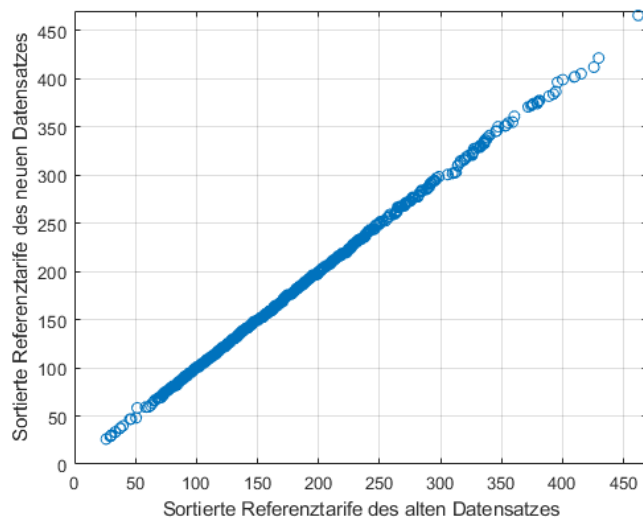
**Abbildung 4-9: Abhängigkeit zwischen Jahresstromverbrauch (x-Achse) und maximaler Last (y-Achse) für alle Haushalte. Das Haushaltseinkommen der einzelnen Haushalte ist farblich markiert, eigene Berechnung und Darstellung**

## 4.4.3 Anwendung der Tarife ohne Auswirkung auf den Verbrauch

Im nächsten Schritt wurden die neuen Tarife mathematisch formuliert, falls möglich für eine einfache Erweiterung verallgemeinert und dann programmiert. Zum Check der korrekten Implementierung der Berechnung und des notwendigen Neuimports der Daten wurden bestehende Tarifmodelle ebenfalls implementiert und mit Ergebnissen aus bestehender Literatur verglichen. Der Datenabgleich (siehe nachfolgende Abbildung) zeigt, dass mit der neuen Implementierung und den neu importierten Daten praktisch identische Referenztarife berechnet werden. Man beachte, dass aufgrund der neuen Importierung kein exaktes 1:1 matching der Haushalte möglich war, daher mussten die berechneten Tarife der Größe nach sortiert werden. Ein analoger Check wurde mit dem Lastspitzentarif T2 erfolgreich durchgeführt.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

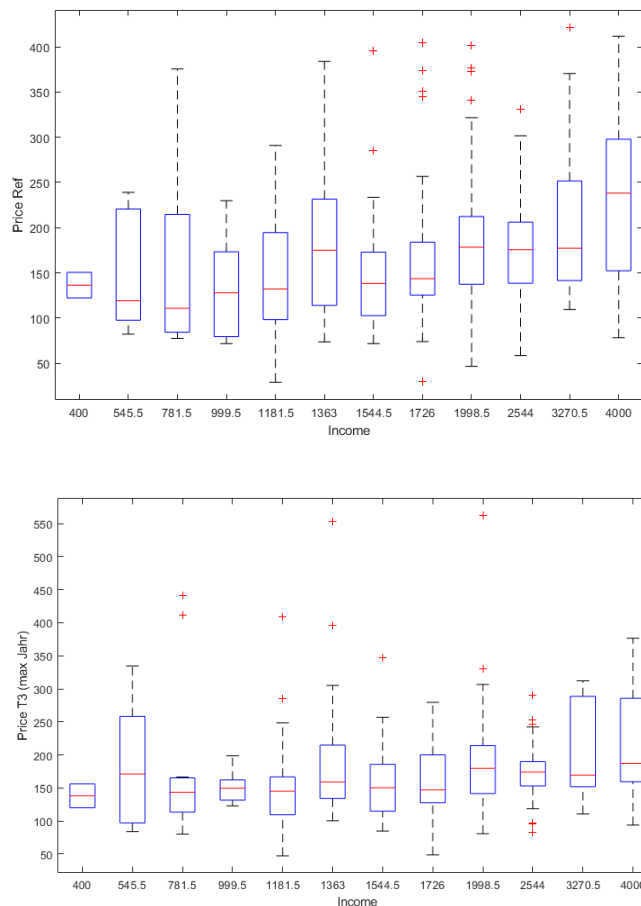


**Abbildung 4-10: Vergleich der Berechnung des Referenztarifs mit dem älteren Datensatz und der alten Implementierung (x-Achse) und der Berechnung des Referenztarifs mit dem neu importierten Datensatz und der neuen Implementierung (y-Achse).**

Eine Analyse der Auswirkung der Tarife auf unterschiedliche Gruppen wurde beispielhaft durchgeführt. Während man beim Referenzpreis eine leichte Erhöhung des Preises abhängig vom Einkommen aus der Grafik herauslesen könnte (obere Grafik Abbildung 4-11), scheint diese Erhöhung bei einem peak-basierten Tarif T2 nicht so ausgeprägt zu sein (obere Grafik Abbildung 4-11). Auffallend ist jedoch die hohe Anzahl an Ausreißern beim peak-basierten Tarif T3 speziell bei niedrigen Einkommen. So könnte eine Änderung des Tarifs mitunter zu Härtefällen führen.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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



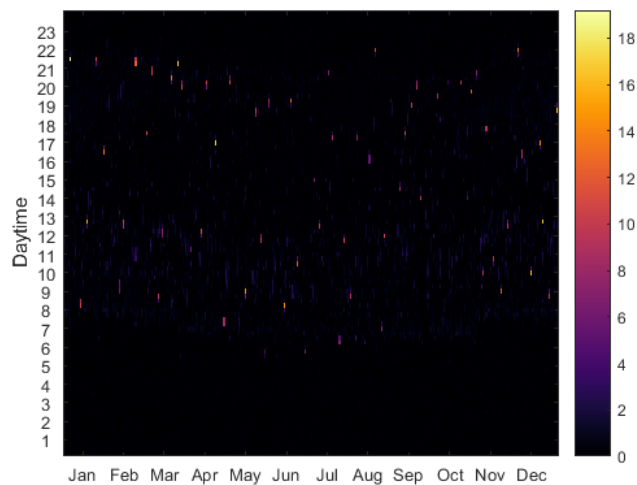
**Abbildung 4-11: Abhängigkeit des Referenztarifs (oben) und des Leistungsspitzen-basierten Tarifs T3 vom Einkommen. Die Zahl für das Einkommen in x-Achse der Abbildung ist der Mittelwert des jeweiligen Intervalls, z.B. ist 545.5 in der Mitte des abgefragten Intervalls [437,654], 781,5 ist in der Mitte von [655, 908] etc.**

Die Betrachtung von Ausreißern ist für Härtefälle wichtig. Eine nachfolgende, erste Analyse der Haushalte, bei denen die größten Unterschiede auftreten, brachte Energieverbrauchsverläufe zutage, mit denen im Vorhinein nicht zu rechnen war.

Im nachfolgenden Bild sieht man einen der Maximalzahler bei Tarif T2. Der Energieverbrauch ist extrem unterschiedlich zum üblichen H0-Profil: typischerweise ist praktisch kein Verbrauch vorhanden, unterbrochen von seltenen, kurzen und sehr hohen Verbräuchen (helle Stellen in der Graphik).

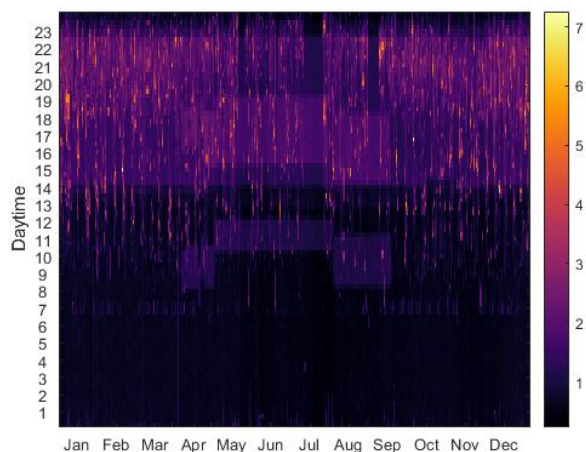
# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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



**Abbildung 4-12: Energieverbrauch eines Maximalzählers bei simuliertem Tarif T3 abhängig von der Jahreszeit und von der Tageszeit.**

Zum Vergleich ein Maximalzähler beim Referenztarif mit sehr hohem Jahresverbrauch.



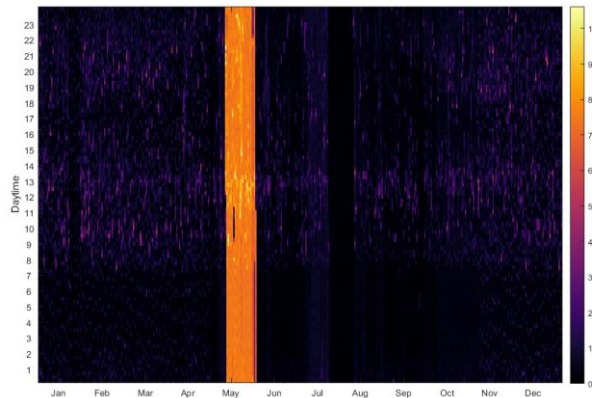
**Abbildung 4-13: Energieverbrauch eines Maximalzählers bei simuliertem Referenztarif abhängig von der Jahreszeit und von der Tageszeit.**

Bei einem Leistungs-basierten Blocktarif T3 haben die „Verlierer“ über einen recht langen Zeitraum einen extrem hohen Verbrauch. Der Grund für diesen Verbrauch ist nicht klar, und es kann nur gemutmaßt werden. Diese Analyse zeigt daher die Wichtigkeit von Zusatzinformationen auf, um untypische Verbrauchsmuster verstehen zu können.<sup>20</sup>

<sup>20</sup> Für das oben gezeigte, untypische Profil wurde im Rahmen einer Expertendiskussion am Rande eines FNT-Konsortialmeetings bspw. die Vermutung aufgestellt, dass sich der Einsatz eines Raumtrocknungsgerätes derartig im Profil abbilden könnte.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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



**Abbildung 4-14: Energieverbrauch eines Maximalzählers bei simuliertem Blocktarif T3 abhängig von der Jahreszeit und von der Tageszeit. Der sehr hohe Verbrauch im Mai ist untypisch, die plausibelste Vermutung ist die Verwendung eines Raumtrockners.**

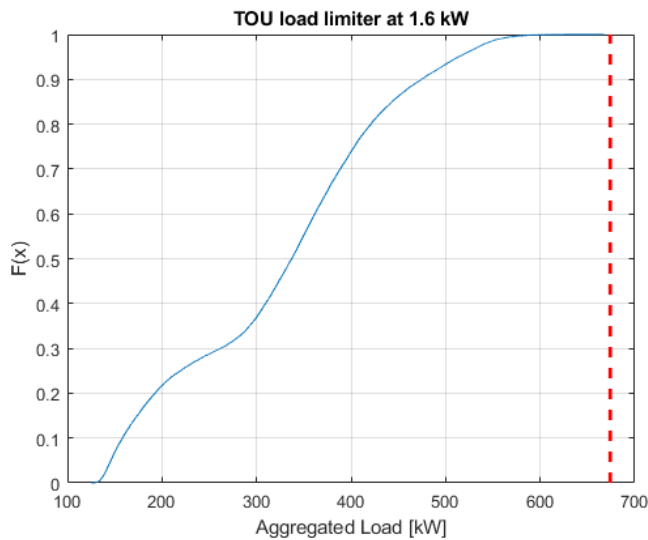
Die durchgeführten Untersuchungen wurden nur bis zu einem gewissen Punkt betrieben, weitere Analysen übersteigen den Umfang des Projektes und werden in Folgeprojekten durchgeführt werden.

## 4.4.4 Auswirkung von Lastbegrenzern

Bei den nachfolgenden Analysen wurde erstmals aktiv der Verbrauch geändert. Da peak-basierte Tarife v.a. Spitzen minimieren sollen, wurde die Auswirkung von Lastbegrenzern auf die Dauerlinie studiert. Das Ziel war es, die oben gefundenen Lastspitzen zu verringern. Die obere Schranke für die Leistung wurde simulativ solange nach unten gesetzt bis die über alle Haushalte summierte Maximallast unter einen bestimmten Wert kommt. Dabei wurde, im Wissen um die Zeiten der Spitzen, der Lastbegrenzer nur mittags und abends angewendet. Überraschenderweise benötigt man eine sehr starke Lastbegrenzung auf maximal 1.6 kW, um die Maximallast auf unter 700kW zu verringern. Die Grenze 700kW wurde gewählt, da nur wenige extreme Ausreißer der Dauerlinie in Abbildung 4-15 diesen Wert überschreiten.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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



**Abbildung 4-15: Auswirkung einer Lastbegrenzung auf 1.6 kW für alle Haushalte auf die kumulative Verteilung der Summe der Energieverbräuche aller Haushalte für alle Messzeitpunkte eines Jahres. Durch die Lastbegrenzung liegt das Maximum des Summenlast eines Jahres bei unter 700 kW (rote, strichlierte Linie).**

Überdies zeigt die Dauerlinie wiederum Spitzen. Die Reduktion des Maximums scheint daher eher kumulativ über alle Haushalte wirksam zu sein. Ein Lastbegrenzer scheint daher keine geeignete Lösung zu sein.

## 4.4.5 Auswirkung von Tarifen auf den Verbrauch

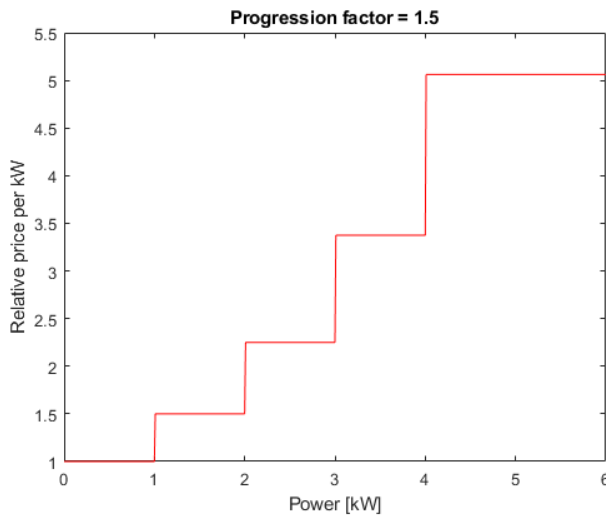
Wichtiger war es, im Rahmen des Sondierungsprojektes eine Möglichkeit zu finden, die Auswirkung der Tarife auf den Verbrauch testen zu können.

Folgende Tarife wurden untersucht: Tarif T1, T2 und T3.

Beim Blocktarif T3 wurde ein Progressionsfaktor  $q=1.5$  angenommen (siehe Tarifbeschreibung und Abbildung 4-16).

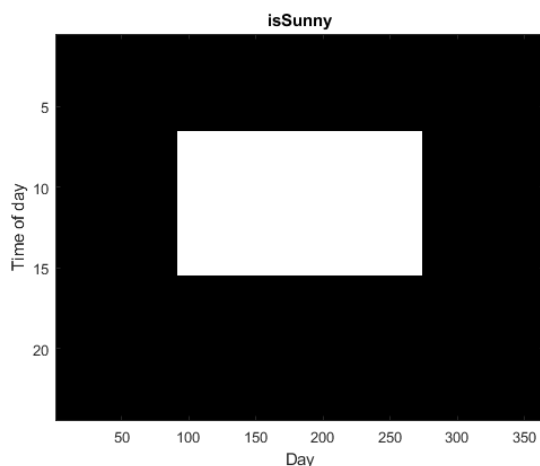
# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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



**Abbildung 4-16: Parametrisierung des simulierten Blocktarifs: Faktor q abhängig von der aktuellen Leistung. Bei hohen Leistungen kostet eine kWh mehr als bei niedrigeren Leistungen. Ziel des Tarifes ist es, hohe Leistungen von Haushalten zu vermeiden.**

Beim Sunny-Tarif T1 wurde in Ermangelung von Messungen über die Sonneneinstrahlung der folgende Zeitbereich (in weiß) mit hoher Sonneneinstrahlung angenommen und deshalb die Kosten mit einem Faktor  $q=0.7$  reduziert.



**Abbildung 4-17: Parametrisierung des Sunny-Tarifs: x-Achse Tag eines Jahres, y-Achse Tageszeit. Im weiß markierten Teil des Jahres wurde ein um einen Faktor  $q=0.7$  billigerer Tarif angenommen.**

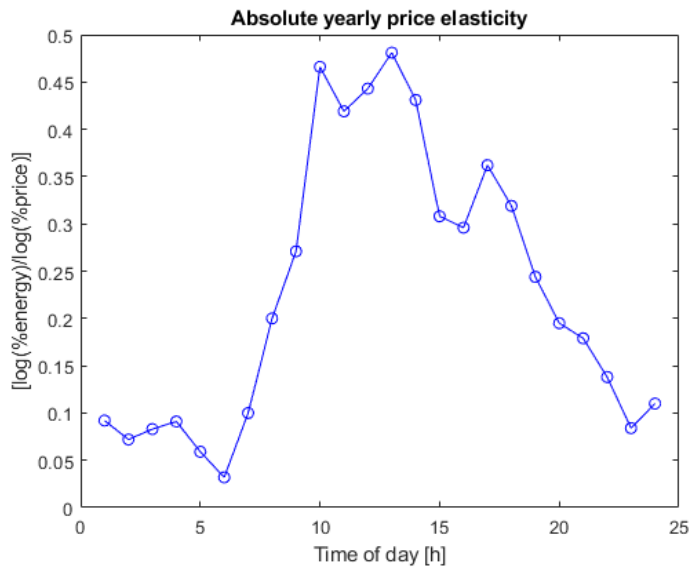
Ein vereinfachtes Preiselastizitätsmodell ermöglicht es den Verbrauch bei unterschiedlichen Kosten abzuschätzen. Die Idee dahinter ist, dass der Verbrauch umso *niedriger* ist, je *höher* die Kosten pro kWh sind. Das in PEAKApp<sup>21</sup> entwickelte Preiselastizitätsmodell wurde aus Zeitgründen im Sinne eines proof of concept dahingehend vereinfacht, dass die Preiselastizität nur vom Hauptfaktor Tageszeit abhängt (die Jahreszeit wird dabei etwa vernachlässigt).

---

<sup>21</sup> Projekt PEAKApp, Section 3

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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



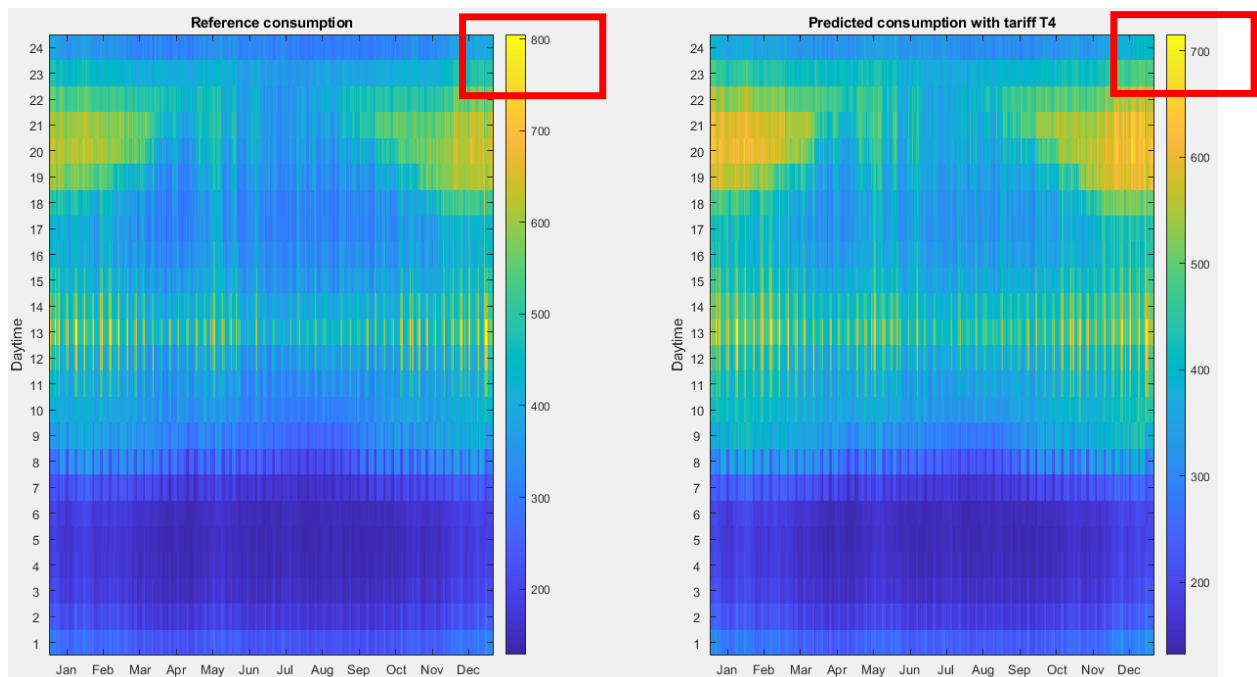
**Abbildung 4-18: Stündliche Preiselastizitäten, die y-Achse ist die Preiselastizität, die x-Achse die Tageszeit.**

Eines der ersten Ergebnisse ist, dass das Preiselastizitätsmodell nicht auf peak-basierte Tarife wie etwa Tarif T2 anwendbar ist. Auch der Sunny-Tarif T1 muss nachgebessert werden: obwohl die Kosten in den Sonnenzeiten geringer werden, sorgt der allerletzte Schritt in der Tarifberechnung dafür, dass die Gesamtkosten für alle Haushalte gleich sind wie beim Referenztarif. Wenn daher die Gesamtkosten in den Sonnenstunden geringer werden, müssen sie in den restlichen Stunden teurer werden. Deshalb führt beim Sunny-Tarif die Normierung auf die Gesamtkosten des Referenztarifs zu keinen nennenswerten Unterschieden zum Normaltarif. Das zeigt, dass die Berechnungsmethodik bei diesem Tarif angepasst werden muss und nach Möglichkeit auf die Normierung verzichtet wird.

Ein wichtiges Ergebnis ist, dass der Blocktarif die aggregierte Maximallast von 804,9 kW (beim Referenztarif) auf 715,4 kW (bei Tarif T4) senken kann, also um 12,5%.

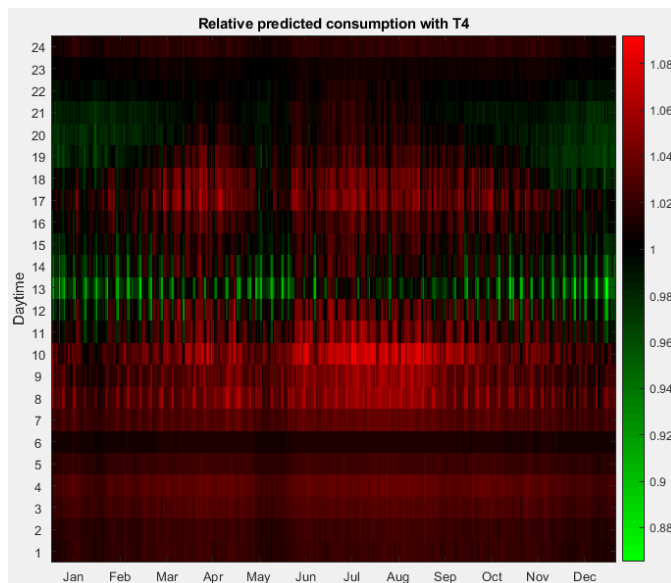
# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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



**Abbildung 4-19: Ergebnis der mit Hilfe des Preiselastizitätsmodells geschätzten Auswirkung des Preises auf den Verbrauch für unterschiedliche Zeitpunkte eines Jahres (x-Achse: Jahreszeit, y-Achse Tageszeit). Die wichtige Aussage der Grafik ist, dass das Jahresmaximum aller Haushalte von 800 auf etwas über 700kW zurückgeht (rote Rechtecke).**

Die Senkung tritt dabei wie erwartet bei Zeiten mit hoher Maximallast auf, bei Zeiten mit geringer Last gibt es eine dementsprechende Erhöhung (siehe Abbildung 4-20). Man beachte aber, dass das Modell nur für jeden Zeitpunkt eine Erhöhung oder Senkung vorhersagt. Es wird nicht vorhergesagt, wie sich etwa ein Energieverbrauch zeitlich verschieben würde.



**Abbildung 4-20: Änderung des Verbrauchs durch die Änderung des Preises für unterschiedliche Zeitpunkte eines Jahres (x-Achse: Jahreszeit, y-Achse Tageszeit). Grün: es wird weniger verbraucht, rot: es wird mehr verbraucht. Die grünen Senkungen gibt es v.a. zu Zeiten höherer Lasten (vgl. Abbildung 4-19) was die Verminderung der Lastspitze erklärt.**

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

Es wurde also zusammenfassend in einem proof of concept gezeigt, dass Blocktarife das Potential haben, Lastspitzen zu senken.

## 4.5 Tarifierungskonzepte für erneuerbare Energiegemeinschaften

Besonderes Augenmerk wird hier dem Anwendungsfall EEG gewidmet. Entsprechend der Rechtslage zum Zeitpunkt der Antragstellung muss in einer EEG in vollem Umfang Netzentgelt bezahlt werden, sobald der Austausch der innerhalb der Gemeinschaft erzeugten Energie über das öffentliche Stromnetz stattfindet. Dadurch fallen jedoch maßgebliche Anreize weg. Es sollen daher Überlegungen für geeignete Tarifkonzepte für EEG angestellt werden.

Die rechtliche Grundlage für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEG) und Bürgerenergiegemeinschaften (BEG) ist in Österreich derzeit (März 2020) im Entstehen. Bei beiden Gemeinschaften steht nicht der Gewinn im Vordergrund, sondern ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile. Die Ziele sind lokale Akzeptanz und Beteiligung und Investitionen vor Ort. Bei beiden Gemeinschaftsformen wird Energie erzeugt, verbraucht, gespeichert und verkauft. Während bei EEG die Energieart beliebig sein kann, aber 100% erneuerbar sein muss, ist bei BEG die Energieart auf Strom beschränkt. EEG sind darüber hinaus dahingehend eingeschränkt, dass die Energie in der Nähe verbraucht werden muss und dass kein eigener Netzbetrieb erlaubt ist. Durch die Beschränkung auf erneuerbare Energien und das Nähekriterium sind EEGs daher natürliche rechtliche Gemeinschaften, die Local Energy Communities (LECs) bilden könnten.

Im Rahmen des FNT-Projektes wurden bereits folgende weiterführende Überlegungen angestellt. Um den Vorgaben der Netzdienlichkeit zu genügen bzw. Anreize zu netzdienlichem Verhalten zu setzen, soll eine zeitliche Komponente der Tarifierung gesetzt werden. In Zeiten hoher Einspeisung in das Verteilernetz könnten Tarifanreize bewirken, dass ein erhöhter lokaler Verbrauch das Netz entlastet, weil der Abtransport von lokalem Überschuss vermieden wird.

Anhand dreier Fallbeispiele von Haushalten mit PV-Erzeugung wird in der Folge demonstriert, wie sich das BMNT die Förderung von LECs mit Hilfe der EEG vorstellt. Während die Mitglieder der EEG den PV-Überschuss in die EEG einspeisen können, müssen Nichtmitglieder ins öffentliche Netz einspeisen. Ebenso können natürlich auch nur Mitglieder der EEG Energie beziehen. Dabei sind die Bezugsmengen aus der EEG aufgrund folgender Mechanismen vergünstigt: aufgrund des Nähekriteriums wird der günstige „Ortsnetztarif“ (Netzebenen 6 und 7) angewandt. Außerdem entfällt die Elektrizitätsabgabe. Noch nicht ganz klar ist der Entfall des Ökostromförderbeitrags und der Entfall der USt. für den Bezug aus der EEG.

Klarerweise führt der Entfall von Abgaben, beziehungsweise ein günstigerer Netztarif garantiert zu Vorteilen für den Kunden. Prinzipiell ist es zu begrüßen, dass das Ministerium schnell eine Lösung mit hoher Anreizwirkung ermöglicht. Durch die Beschränkung auf erneuerbare Energien werden auch garantiert nur erneuerbare Energien gefördert. Es ist

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

allerdings nicht klar, in welchem Maß diese Lösung die damit möglicherweise einhergehenden Herausforderungen für das Stromnetz löst. Zumindest sollte die sinnvolle Begrenzung auf lokale Netzebenen und auch auf die damit verbundene Netzbelastung beschränkt bleiben. Die dahinterliegende Annahme scheint zu sein, dass der Markt das Problem lösen wird und es ist somit keine situationsbezogene Steuerungsmaßnahme, wie etwa oben dargestellt, angedacht.

## 4.5.1 Tarifmodelle

Wie bereits in den vorigen Kapiteln erläutert, wird für die Förderung von Energiegemeinschaften und somit für die Förderung des Ausgleichs zwischen lokaler Produktion und Verbrauch, über Ortsnetztarife bzw. Erleichterungen/Ausnahmen bei Pauschalen, Förderbeiträgen, Entgelten (zB Netzverlustentgelt) diskutiert. Die folgenden Tarife sind nicht nur exklusiv für Energiegemeinschaften konzipiert, sondern ganz generell für die Bepreisung der Netzinfrastruktur. Entscheidend für die abweichende Bepreisung der Energiegemeinschaften stellt sich die Berechnungsbasis der Tarife heraus, d.h. welche Kosten welcher Netzebenen dafür herangezogen werden.

Generell erläutert dieses Kapitel folgende Preismodelle:

- Reines Peak-Pricing
- Reines Verbrauchs-Pricing
- Two-Part/Three-Part Tariffs
  - Fixe Komponente (Prämie der Versorgungssicherheit)
  - Variable Komponente Arbeit
  - Variable Komponente Leistung

Für die Beschreibung der Tarife wird die folgende Notation verwendet

- $c, c_1, c_2, \dots$  sind konstante Faktoren, die typischerweise so berechnet werden, dass die neuen Tarife über alle Haushalte summiert dieselbe Summe wie der Referenzpreis ergeben.
- $kW_i$  ist die  $i$ -te Leistungsmessung eines Haushaltes in einem Jahr
- $kWh_i$  ist die  $i$ -te Verbrauchsmessung eines Haushaltes in einem Jahr
- $kW_{p,m}$  ist die maximale (peak) Leistung im Monat  $m$  in der gegebenen zeitlichen Granularität
- $kW_{p,j}$  ist die maximale (peak) Leistung im Jahr  $j$  in der gegebenen zeitlichen Granularität
- Die Indikatorfunktion  $I(x)$  ist 1, falls  $x > 0$  ist und sonst 0

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

## 4.5.1.1 Reines Peak Pricing

### 4.5.1.1.1 Tarif 1

- **Durchschnitt der 12 Monatsspitzen der ¼ h Leistungswerte**
- $c \cdot \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} kW_{p,m}$
- Peaks werden über das Kalenderjahr geglättet – einmaliges Fehlverhalten kann sich ausgleichen

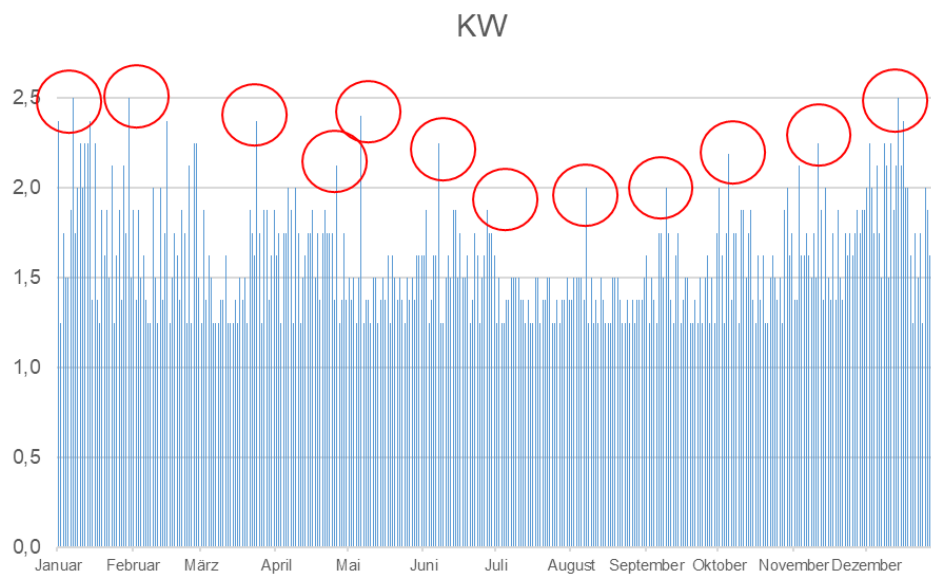


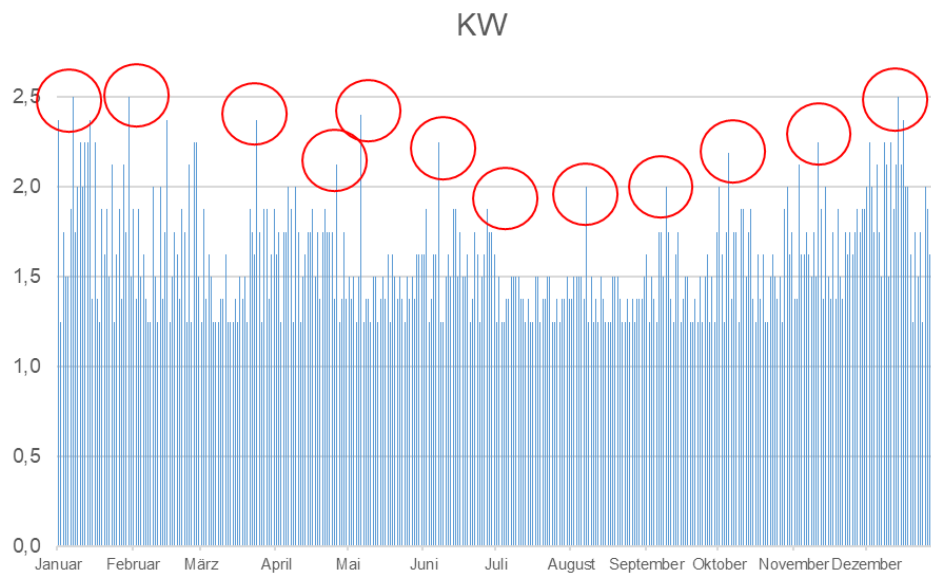
Abbildung 4-21: Grafische Darstellung Tarif 1

### 4.5.1.1.2 Tarif 2

- **Maximalwert im Monat (Dynamische Rechnung)**
- $c \cdot \sum_{m=1}^{12} kW_{p,m}$
- Das Netznutzungsentgelt ändert sich dynamisch monatlich – abhängig vom jeweiligen Monatspeak

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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



**Abbildung 4-22: Grafische Darstellung Tarif 2**

## 4.5.1.1.3 *Tarif 3*

- **Maximalwert im Jahr**
- $c \cdot kW_{p,j}$
- Einmaliges Fehlverhalten wird für das ganze Kalenderjahr penalisiert

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

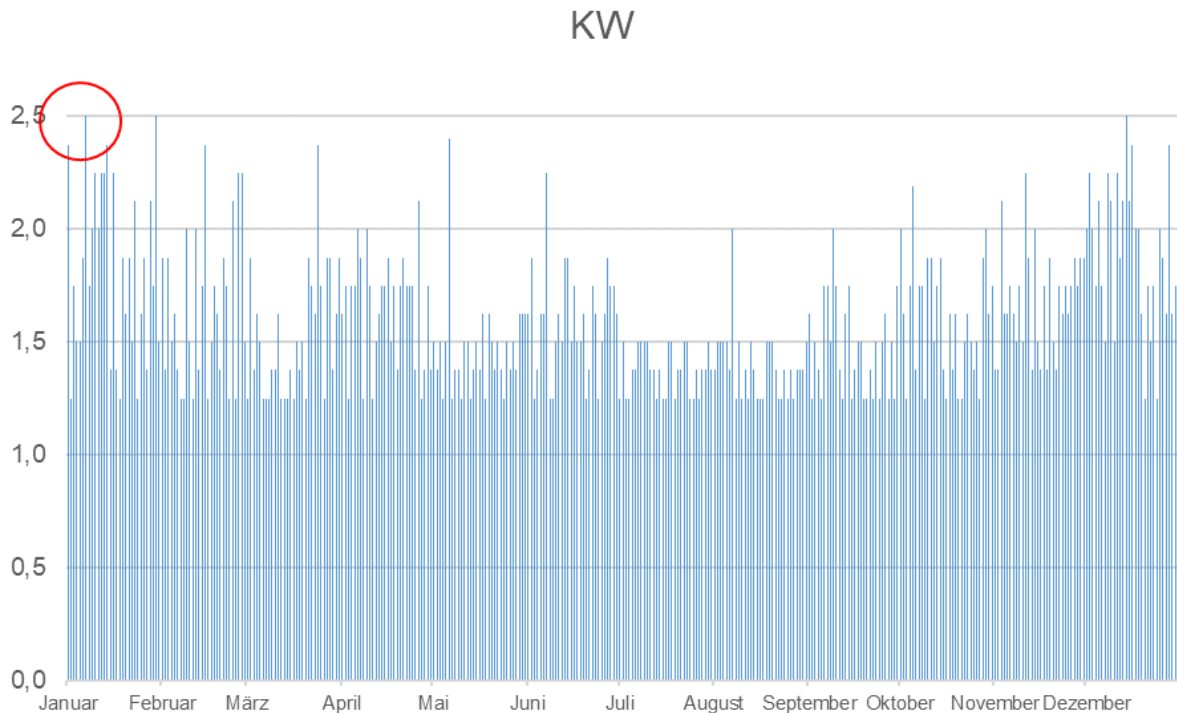


Abbildung 4-23: Grafische Darstellung Tarif 3

## 4.5.1.1.4 Tarif 4

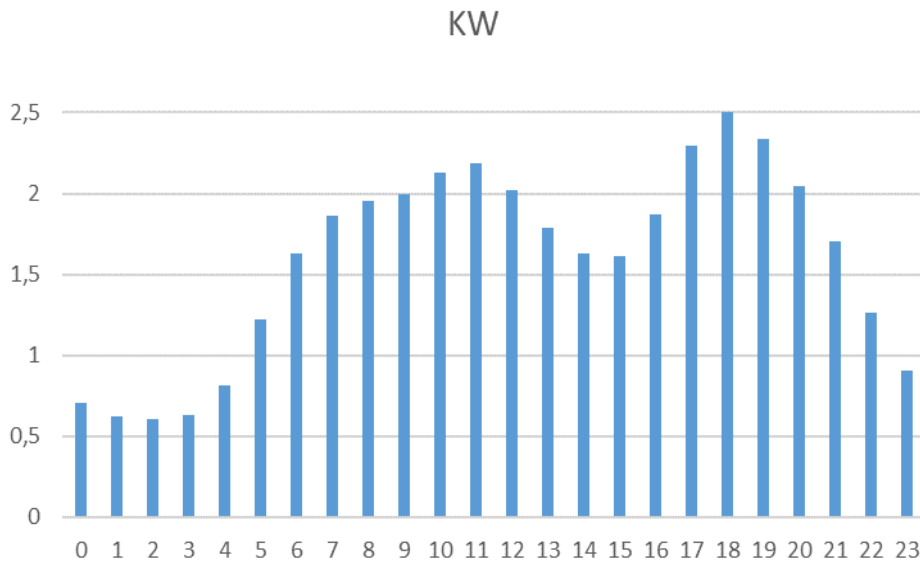
→ **Netznutzungsvertrags-basiertes Pricing**

$$\rightarrow \frac{\sum \text{Netzkosten} / 8760}{\sum \text{kWNetznutzungsverträge}} * kW_{NN} + c_1 \sum_{i=1}^{8760} (kW_i - kW_{NN}) \cdot I(kW_i > kW_{NN}) + c_2 \sum_{i=1}^{8760} (kW_{NN} - kW_i) \cdot I(kW_i < kW_{NN})$$

→ Jeder Netzbewerter bezahlt Netznutzungsentgelt laut Netznutzungsvertrag (z.B. wäre die kontingentierte Netznutzung eines Haushalts  $kW_{NN} = 4$  KW) und bezahlt bei Überschreitung des vereinbarten Kontingents (zweiter Summand) eine Pönale (d.h. wie z.B. bei Industrie schon heute) bzw. erhält einen Rabatt (bei Nichtausnutzung des Kontingents, dritter Summand). Die jeweiligen Faktoren müssten noch sinnvoll festgelegt werden, so dass sich die zwei letzten Summanden auf Null aufsummieren, wenn über alle Haushalte aufsummiert wird).

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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



**Abbildung 4-24: Grafische Darstellung Tarif 4 - stündlich differenzierte Preise mit Kontingentsüberschreitung**

## 4.5.1.2 Reines Verbrauchs-Pricing

### 4.5.1.2.1 *Tarif 5*

- Stündlich differenzierte Verbrauchsbepreisung, Verordnete stündliche Netztarife ( $c_i$ , ähnlich HT & NT)
- 1/4h Leistungswerte werden über die Stunde geglättet – nahe einem Peak Pricing jedoch wird die einzelne 1/4h nicht so stark penalisiert

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

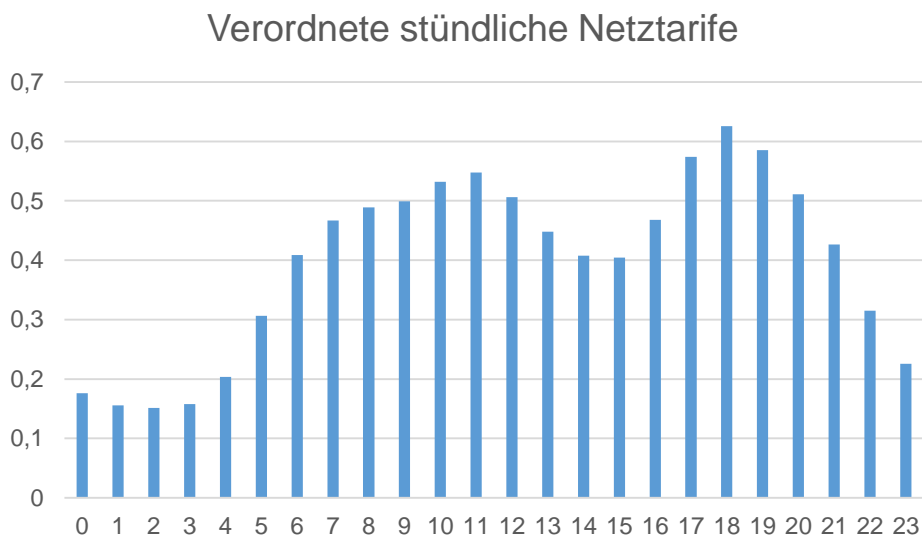


Abbildung 4-25: Grafische Darstellung Tarif 5

## 4.5.1.2.2 Tarif 6

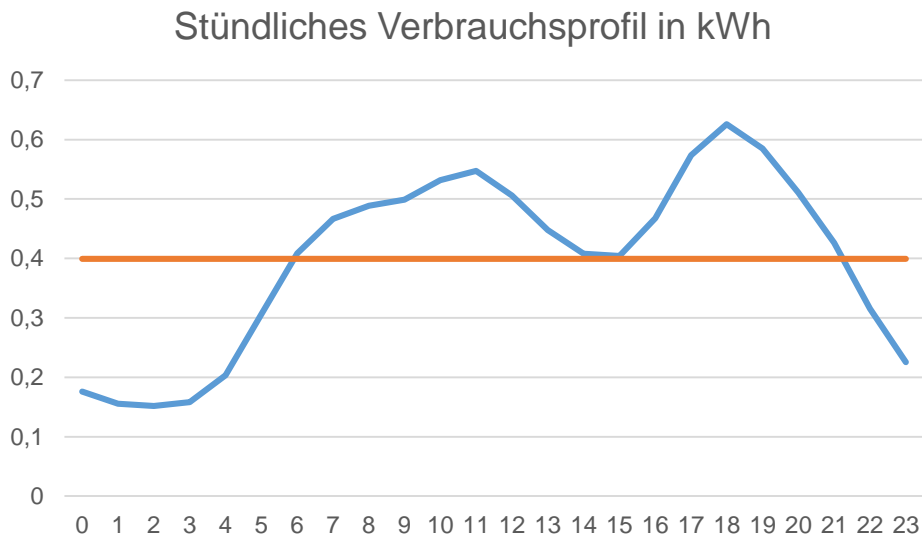
→ **Gleichmäßigkeitsbepreisung**

$$\rightarrow c_1(c_2 \overline{kW} + (1 - c_2) \sum_{i=1}^{8760} |kW_i - \overline{kW}|)$$

→ In dieser Formel ist  $\overline{kW}$  der durchschnittliche Verbrauch eines Haushaltes über ein ganzes Jahr. Es soll jedoch nicht nur der durchschnittliche Verbrauch niedrig sein, der Verbrauch soll auch möglichst gleichmäßig sein (Bandbezug), d.h. die Abweichungen vom Durchschnitt sollen gering sein. Parameter  $c_2$  sorgt für die relative Gewichtung dieser 2 Summanden, Parameter  $c_1$  sorgt dafür, dass die Gesamtkosten für alle Haushalte festgelegt werden kann.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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



**Abbildung 4-26: Grafische Darstellung Tarif 6**

## 4.5.1.3 Two-Part/Three-Part Tariffs

### 4.5.1.3.1 *Tarif 7*

→ **Kombi Fix + Verbrauch**

→ A=Pauschale, i=Stunde,  $c_1$  = Arbeitspreis

$$\rightarrow A + c_1 \sum_{i=1}^{8760} kWh_i$$

### 4.5.1.3.2 *Tarif 8*

→ **Kombi Fix + Leistung**

→ A=Pauschale, i=1/4h,  $c_1$ =Leistungspreis

$$\rightarrow A + c_1 \sum_{i=1}^{4 \cdot 8760} kW_i$$

### 4.5.1.3.3 *Tarif 9*

→ Kombi Fix + Arbeit + Leistung,

→ A=Pauschale,  $c_1$ = Arbeitspreis,  $c_2$ =Leistungspreis

$$\rightarrow A + c_1 \sum_{i=1}^{8760} kWh_i + c_2 \sum_{i=1}^{4 \cdot 8760} kW_i$$

## 4.5.2 Energy Community vs. Eigene PV-Anlage

Durch das Clean Energy Package haben Verbraucher nun erstmals die Möglichkeit Energiegemeinschaften außerhalb eines Gebäudes zu bilden im Gegensatz zum derzeitigen

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

EIWOG 2010.<sup>22</sup> Wie in der Richtlinie ersichtlich sollen Anreize geschaffen werden, um die Etablierung von Energiegemeinschaften zu unterstützen. Es gibt derzeit grundsätzlich 2 Varianten der Einspeisung, die Volleinspeisung und die Überschusseinspeisung. Insofern ist die Tarifierung der Erneuerbaren Energiegemeinschaft davon abhängig, welches Einspeisemodell in der ersten Phase nach der Errichtung gewählt worden ist. Bei der Volleinspeisung werden die Anteile entweder dynamisch oder statisch den Mitgliedern zugewiesen und darauffolgend bepreist.

Im Gegensatz steht die Überschusseinspeisung, in der nur jene Einheiten zugeteilt werden, die als Überschuss des Teilnehmers mit der Produktionseinheit an die Teilnehmer abgegeben werden. Dieser Überschuss wird wieder statisch oder dynamisch verteilt und mit einem Ortsnetztarif belegt. Der restliche Netzbezug wird für jeden Teilnehmer mit den bereits bestehenden Netztarifen bepreist.

Aktuell gibt es aus Fördertechnischen Gründen noch viele Volleinspeiser; das folgende Rechenbeispiel<sup>23</sup> zeigt aber, dass es Sinn macht nach Ablauf der Förderung auf Überschusseinspeisung zu wechseln.

## Beispiel: 3er Energiegemeinschaft

- A, B und C gründen eine Energiegemeinschaft, die PV Anlage befindet sich am Dach von A und produziert in einem gewissen Zeitraum 100 Einheiten.
- A, B und C vereinbaren Anteile (50,25,25)
- In diesem Beispiel ist der Verbrauch innerhalb der Gemeinschaft höher als die Produktion
- **Herausforderung:** Es stellt sich die Frage ob anstatt in Anteile einer Energiegemeinschaft zu investieren es sich lohnt selbiges Kapital in eine eigene PV Anlage zu stecken?
- **Ceteris Paribus:** es wird in jeder Variante der gleiche Konsum angenommen und einer fiktiven eigenerrichteten Anlage (die ceteris paribus auch gleich dimensioniert ist) gegenübergestellt
- **Investitionskosten:** Die Unterschiede in den Investitionskosten werden hier nicht beachtet, lediglich die Kosten der Nutzung. Dies sollte bei der Interpretation der Resultate berücksichtigt werden.

### 4.5.2.1 Statische Zuweisung Volleinspeiser

Verbrauch eines Teilnehmers wird maximal bis zu eigenem Anteil als EC-intern interpretiert = mit Ortsnetztarif bepreist, Rest NE7

---

<sup>22</sup> Vgl. § 16a EIWOG 2010, idF BGBl I 108/2017

<sup>23</sup> Aufgrund der Einfachheit und Nachvollziehbarkeit sind realitätsferne Verbräuche und Einspeisungen jedoch einfach zu rechnende Werte angenommen worden

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

Teilnehmer	Energy Community			Einheiten Ortsnetztarif	Einheiten Tarif NE7	Smart Meter zeigt an	
	Produktion physisch	vereinbarter Anteil	Tatsächlicher Verbrauch	p1	p2	Bezug	Einspeisung
A	100	50	70	50	20	70	100
B	0	25	60	25	35	60	0
C	0	25	15	15	0	15	0
<b>Total:</b>	<b>100</b>		<b>145</b>	<b>90</b>	<b>55</b>		
				$\Sigma = 135$		$\Delta = 45$	

Teilnehmer	Individuell			Einheiten Ortsnetztarif	Einheiten Tarif NE7	Smart Meter zeigt an	
	Produktion physisch	vereinbarter Anteil	Tatsächlicher Verbrauch	p1	p2	Bezug	Einspeisung
A	50	-	70	-	20	20	0
B	25	-	60	-	35	35	0
C	25	-	15	-	0	0	10
<b>Total:</b>	<b>100</b>		<b>145</b>	<b>-</b>	<b>55</b>		
				$\Sigma = 55$		$\Delta = 45$	

In diesem Szenario stellt sich die Frage ob genügend Anreize bestehen einer Energiegemeinschaft beizutreten oder ob selbiges Investitionskapital nicht direkt in eine kleinere, eigene PV-Anlage investiert werden sollte (unter der Voraussetzung, dass dies auch technisch, rechtlich, etc. möglich wäre).

Vernachlässigt man die Unterschiede in den Investitionskosten einer größeren gemeinsamen Anlage und einer Individuallösung für den Einzelnen, dann wären nur die laufenden Netzkosten als Kriterium heranzuziehen. In diesem Falle wären A, B und C besser beraten eine eigene PV Anlage zu installieren:

- A:  $50p_1 + 20p_2$  vs.  $20p_2$   
 B:  $25p_1 + 35p_2$  vs.  $35p_2$   
 C:  $15p_1 + 0p_2$  vs.  $0p_2$

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

## 4.5.2.2 Dynamische Zuweisung Volleinspeiser

Teilnehmer	Energy Community			Einheiten Ortsnetztarif	Einheiten Tarif NE7	Smart Meter zeigt an	
	Produktion physisch	vereinbarter Anteil	Tatsächlicher Verbrauch	p1	p2	Bezug	Einspeisung
A	100	70/145	70	48	21	70	100
B	0	60/145	60	41	19	60	0
C	0	15/145	15	10	5	15	0
<b>Total:</b>	<b>100</b>		<b>145</b>	<b>99</b>	<b>45</b>		
				$\Sigma = 145$		$\Delta = 45$	

Teilnehmer	Individuell			Einheiten Ortsnetztarif	Einheiten Tarif NE7	Smart Meter zeigt an	
	Produktion physisch	vereinbarter Anteil	Tatsächlicher Verbrauch	p1	p2	Bezug	Einspeisung
A	50	-	70	-	20	20	0
B	25	-	60	-	35	35	0
C	25	-	15	-	0	0	10
<b>Total:</b>	<b>100</b>		<b>145</b>	<b>-</b>	<b>55</b>		
				$\Sigma = 55$		$\Delta = 45$	

Bei der dynamischen Zuweisung lässt sich dieser Befund wiederum nicht unbedingt teilen, hier kommt es auf die Werte von p1 und p2 an, jedoch Nutzer A und Nutzer C würden auf jeden Fall eine eigene Anlage installieren:

$$\begin{array}{lcl}
 \text{A:} & 48p_1 + 21p_2 & \text{vs.} & 20p_2 \\
 \text{B:} & 41p_1 + 19p_2 & \text{vs.} & 35p_2 \\
 \text{C:} & 10p_1 + 5p_2 & \text{vs.} & 0p_2
 \end{array}$$

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

## 4.5.2.3 Statische Zuweisung Überschusseinspeiser

Verbrauch eines Teilnehmers wird maximal bis zu eigenem Anteil als EC-intern interpretiert = mit Ortsnetztarif bepreist, Rest NE7

Teilnehmer	Energy Community			Einheiten Ortsnetztarif	Einheiten Tarif NE7	Smart Meter zeigt an	
	Produktion physisch	vereinbarter Anteil	Tatsächlicher Verbrauch	p1	p2	Bezug	Einspeisung
A	100	70	70	0	0	0	30
B	0	30/2	60	15	45	60	0
C	0	30/2	15	15	0	15	0
<b>Total:</b>	<b>100</b>		<b>145</b>	<b>30</b>	<b>45</b>		
				$\Sigma = 75$		$\Delta = 45$	

Teilnehmer	Individuell			Einheiten Ortsnetztarif	Einheiten Tarif NE7	Smart Meter zeigt an	
	Produktion physisch	vereinbarter Anteil	Tatsächlicher Verbrauch	p1	p2	Bezug	Einspeisung
A	50	-	70	-	20	20	0
B	25	-	60	-	35	35	0
C	25	-	15	-	0	0	10
<b>Total:</b>	<b>100</b>		<b>145</b>	<b>-</b>	<b>55</b>		
				$\Sigma = 55$		$\Delta = 45$	

Für Nutzer A ist die Energiegemeinschaft interessant da er seinen Überschuss abgeben kann. Bei Nutzer B kommt es auf die Ausgestaltung von p1 und p2 an, Nutzer C wiederum wäre mit einer eigenen Anlage besser beraten:

$$A: 0p1 + 0p2 \quad \text{vs.} \quad 20p2$$

$$B: 15p1 + 45p2 \quad \text{vs.} \quad 35p2$$

$$C: 15p1 + 0p2 \quad \text{vs.} \quad 0p2$$

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

## 4.5.2.4 Dynamische Zuweisung Überschusseinspeiser

Teilnehmer	Energy Community			Einheiten Ortsnetztarif	Einheiten Tarif NE7	Smart Meter zeigt an	
	Produktion physisch	vereinbarter Anteil	Tatsächlicher Verbrauch	p1	p2	Bezug	Einspeisung
A	100	70	70	0	0	0	30
B	0	60/75	60	24	36	60	0
C	0	15/75	15	6	9	15	0
<b>Total:</b>	<b>100</b>		<b>145</b>	<b>30</b>	<b>45</b>		
				$\Sigma = 75$		$\Delta = 45$	

Teilnehmer	Individuell			Einheiten Ortsnetztarif	Einheiten Tarif NE7	Smart Meter zeigt an	
	Produktion physisch	vereinbarter Anteil	Tatsächlicher Verbrauch	p1	p2	Bezug	Einspeisung
A	50	-	70	-	20	20	0
B	25	-	60	-	35	35	0
C	25	-	15	-	0	0	10
<b>Total:</b>	<b>100</b>		<b>145</b>	<b>-</b>	<b>55</b>		
				$\Sigma = 55$		$\Delta = 45$	

Nutzer A profitiert wie bei der statischen Zuweisung schon gesehen von niedrigeren Investitionskosten. Nutzer B und Nutzer C würden hingegen in eine eigene Anlage investieren.

$$A: 0p_1 + 0p_2 \quad \text{vs.} \quad 20p_2$$

$$B: 24p_1 + 36p_2 \quad \text{vs.} \quad 35p_2$$

$$C: 6p_1 + 9p_2 \quad \text{vs.} \quad 0p_2$$

### 4.5.3 Fazit

Die Analyse dieses fiktiven Beispiels im derzeitigen System der Volleinspeiser und Überschusseinspeiser gemäß § 16 lit.a EIWOG 2010 zeigt, dass es für Volleinspeiser keine bzw. nur für manche Anreize gibt einer Energiegemeinschaft beizutreten. Bei Überschusseinspeisern sind Anreize für Investitionen für diejenigen vorhanden, die die Erzeugungsanlage installiert haben, da sie in diesem Fall die dynamische Investition optimal ausnutzen (wenn sich die restlichen Teilnehmer an der Investition beteiligen). Für Teilnehmer einer Energiegemeinschaft ist diese nur dann sinnvoll, wenn keine Möglichkeit zur Errichtung einer eigenen Anlage besteht. Diese Gründe können mannigfaltig sein: Eigentumsrechte, suboptimale Lage, keine Mittel für Investitionen, etc. In diesem Falle sind Energiegemeinschaften wegen verringerter Netzentgelte und mangelnder Alternativen vorzuziehen.

## 4.6 Security & Privacy Aspekte

In FNT wurde die Datenkommunikation von KundInnen zu den Netzbetreibern bzw. zu anderen Marktteilnehmern untersucht. Durch die besondere Rolle des Netzbetreibers als Betreiber kritischer Infrastruktur und für das Clearing, ist die Verfügbarkeit aller Daten, die beim Smart Metering erhoben werden, beim Netzbetreiber wichtig und zweckdienlich. Die Weitergabe an andere Marktteilnehmer, entweder direkt durch die KundInnen, bzw. durch die IKT-Infrastruktur, unterliegt in der Betrachtung anderen Kriterien und kann, je nach Aufgabe in aggregierter oder reduzierter Form erfolgen.

Da beim FNT-Projekt Netztarife mit unterschiedlichen Konzepten berechnet werden, wurde untersucht, welche Methoden es grundsätzlich gibt, bei der Tarifberechnung Datenschutzaspekte noch deutlich intensiver zu berücksichtigen ohne bei der Praktikabilität der Anwendung dieser Tarife Abstriche machen zu müssen.

Im Vergleich zu den anderen Aktivitäten im Projekt ist dieser Aspekt forschungslastiger und theoretischer. Dieser Projektteil ist im Sinne eines Monitoring gegenwärtiger Forschungsaktivitäten und nicht für die praktische Anwendung in naher Zukunft gedacht.

Eine detaillierte Literaturrecherche zeigte, dass es Methoden gibt, Tarife zu berechnen, ohne die einzelnen Messwerte an die Stelle, welche die Berechnung durchführt, im Klartext zu übermitteln. Diese Methoden werden im Folgenden beschrieben und diskutiert. Bereits 2011 wurde eine ausgefeilte Methodik entwickelt, die viele günstige Eigenschaften hat (Rial, 2011)<sup>24</sup>. Dabei agiert der Smart Meter nur als Messinstrument, das die Messwerte signiert an ein Gateway im Haushalt des Kunden übermitteln. Das Gateway übernimmt die Kommunikation mit dem Datenkonzentrator des Netzbetreibers und hat die Möglichkeit, auch komplexere Verschlüsselungsoperationen durchzuführen. Die wichtigsten Eigenschaften für solch ein Protokoll werden dabei erfüllt: einerseits ist die Integrität, d.h. die Fälschungssicherheit des berechneten Preises garantiert, andererseits kann die Korrektheit der Berechnung mit Hilfe von kryptografischer Verifizierung durch Non-Interactive Zero Knowledge Proofs (NIZK) vom Datenkonzentrator nachgeprüft werden.

Aufgrund der Verwendung von kryptographischen *commitments* sind jedoch die möglichen Tarife beschränkt. Möglich ist ein „linearer Tarif“, bei dem jede Verbrauchseinheit mit einem Faktor (der vom Abrechnungszeitraum abhängig sein kann) multipliziert wird. Damit könnte etwa ein Time Of Use (TOU) Tarif realisiert werden. Ebenso möglich ist ein sogenannter „kumulativer Tarif“, der sich bei genauerer Betrachtung als eine spezielle Variante des Blocktarifs entpuppt. Wie beim Blocktarif wird der Verbrauch in Intervalle unterteilt. Es seien

---

<sup>24</sup> Rial, A., & Danezis, G. (2011), Privacy-preserving smart metering. *Proceedings of the 10th Annual ACM Workshop on Privacy in the Electronic Society*, 49–60. <https://doi.org/http://doi.acm.org/10.1145/2046556.2046564>

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

etwa die folgenden Intervalle Tarifen zugeordnet:  $[0,3] \rightarrow 2$ ,  $(3,7] \rightarrow 5$  und  $(7,\infty) \rightarrow 8$ . Ein Verbrauch von 9 Einheiten würde also zu einem Preis  $3 \cdot 2 + 4 \cdot 5 + 2 \cdot 8 = 42$  führen. Die Möglichkeit, einen linearen Tarif mit einem Intervalltarif zu kombinieren wird erwähnt aber nicht genauer beschrieben. Dieser Tarif würde dem Blocktarif entsprechen. Ebenso möglich wäre, dass der Tarif eine Polynomfunktion abhängig vom Verbrauchswert ist. Nicht möglich sind Tarife, bei denen Maxima gebildet werden, also peak-basierte Tarife. Das ist nicht überraschend, da kryptographische Methoden, die nur bestimmen, welche von 2 Zahlen die größere ist, schon vergleichsweise aufwendig sind.

Das Verfahren wurde 2016 erweitert<sup>25</sup>, so dass nun ein Messgerät mehreren Benutzern zugeordnet werden kann und auch ein Benutzer Messungen von mehreren Geräten bekommt, das könnten also auch ein Strom-, ein Gas- und ein Wasserzähler sein. Weiters wurde die Effizienz der Protokolle erhöht, sodass nun speziell bei Tarifen mit *splines* der Rechenaufwand reduziert wurde.

In diesen Protokollen wird keine Interaktion mit dem Kunden benötigt, da auch der Tarif vom Netzbetreiber in signierter Form automatisch zur Verfügung gestellt wird und das Gateway alle Berechnungen automatisch durchführt. Das Smart Meter spielt dabei jeweils nur die Rolle eines Messgerätes, das signierte und damit später unfälschbare Messwerte ausgibt.

Zusammenfassend kann man sagen, dass es bereits interessante erste Schritte gibt. Man beachte jedoch, dass diese Verfahren nur theoretisch beschrieben und nicht praktisch umgesetzt wurden.

## 4.7 IKT Anforderungen an digitale Lösungen für Energy Communities

Dieser Abschnitt widmet sich dem Aspekt von IKT-Architekturen im Kontext von Energiegemeinschaften. In Abschnitt 4.2.2 ist beschrieben, welche Aktivitäten Erneuerbare Energiegemeinschaften (REC) und Bürgerenergiegemeinschaften (CEC) ausführen können. Dabei gibt es viele Gemeinsamkeiten aber auch manche Unterschiede. Für die Betrachtung der IKT-Architekturen legen wir den Fokus auf eine einheitliche Lösung und verwenden hier deshalb den Begriff einer Local Energy Community (LEC).

IKT-Architekturen sind ein technisches Hilfsmittel, um konkrete Anwendungen zu ermöglichen. Insofern stellt sich zunächst die Frage nach den relevanten LEC Anwendungen. Energiegemeinschaften gibt es in unterschiedlichen Formen und Ausprägungen. Die EU Definitionen von REC und CEC listen gewisse Aktivitäten explizit auf (bspw. Erzeugung, Konsum, Speicherung, Teilen). Damit wird bestätigt, dass Energiegemeinschaften solche Aktivitäten durchführen und ihnen diesbezüglich ein nicht-diskriminierender Marktzugang zu

---

<sup>25</sup> Rial, A., Danezis, G., & Kohlweiss, M. (2016), Privacy-preserving smart metering revisited. *International Journal of Information Security*, 1–31. [https://doi.org/10.1007/978-3-658-00333-3\\_11](https://doi.org/10.1007/978-3-658-00333-3_11)

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

gewähren ist.<sup>26</sup> Es bedeutet jedoch nicht, dass andere Aktivitäten, die nicht aufgelistet sind, automatisch unmöglich sind.<sup>27</sup> Energiegemeinschaften bieten ihren Mitgliedern bspw. auch zunehmend Energieeffizienzdienstleistungen, z.B. in der Form von Beratung und Online-Plattformen. Welche (Bündel an) Aktivitäten sich am Markt etablieren werden, wird sich zeigen. Das wird natürlich auch von den detaillierten regulatorischen Rahmenbedingungen abhängen. Urbantschitsch & Proidl (2019)<sup>28</sup> gehen davon aus, dass sich unter engen Vorgaben am ehesten ein Modell mit einer Kombination aus PV Installationen und Energiespeichern herausbilden wird und dass umfangreichere Aktivitäten durch einen speziellen Netztarif für lokalen Verbrauch ermöglicht werden würden.

Es wird zukünftig also unterschiedliche Ausprägungen von LECs mit einem voraussichtlich breiten Spektrum an Anwendungen geben. Aus dieser Perspektive lässt sich natürlich auch nicht die *eine* IKT-Architektur definieren, welche die Anforderungen all dieser Anwendungen erfüllen kann.

Aus diesem Grund wird im Folgenden zunächst beleuchtet, welche Standards es grundsätzlich für die Entwicklung von IKT-Architekturen im Smart Grid gibt und wie sich LECs als weiterer Akteur im (elektrischen) Energiesystem in dieses einordnen.

Eine fundamentale Grundlage für viele (zukünftige) moderne Energieanwendungen sind Smart Meter Daten. Es wird daher kurz anschließend zusammengefasst, wie die Smart Meter Architektur in Österreich aussieht und wie diese auch für LECs im Parallelbetrieb genutzt werden kann.

Danach wird analysiert, wie IKT-Architekturentwicklung in aktuellen oder kürzlich abgeschlossenen EU H2020 Projekten betrieben wurde. Es wurden dazu zahlreiche Projekte studiert, die sich direkt mit Energiegemeinschaften oder möglichen Dienstleistungen von LECs und deren Schnittstellen zu anderen Akteuren im Smart Grid beschäftigen. Einige der Projekte werden kurz vorgestellt.

Abschließend werden die Analysen zusammengefasst und es werden relevante Forschungsfragen für zukünftige Vorhaben abgeleitet.

## 4.7.1 Entwicklung von IKT-Architekturen für LECs

Das Smart Grid ist ein komplexes Konstrukt, das eine große Menge an Domänen, Technologien, Geschäftsfeldern und Akteuren umfasst. Zahlreiche Standardisierungsgremien sind in die Entwicklung von Normen, die im Smart Grid zur Anwendung kommen können,

---

<sup>26</sup> Joshua Roberts, Dorian Frieden, Stanislas d’Herbement (2019), „Energy Community Definitions“, EU Project COMPILE, Explanatory Notes, May 2019

<sup>27</sup> COMPILE Konsortium (2019), „Local Energy Systems: Operational requirements, use cases and KPIs“, Juli 2019

<sup>28</sup> Wolfgang Urbantschitsch, Harald Proidl (2019), „Tackling the Energiewende One Energy Community at a Time“, European Energy Journal #28/#29, Volume 8 Issue 3/4, July 2019

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

eingebunden. Die Europäische Kommission und die Europäische Freihandelsassoziation (EFTA) haben die Gremien CEN (Europäisches Komitee für Normung), CENELEC (Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung) und ETSI (Europäisches Normungsinstitut für Telekommunikation) im Jahr 2011 beauftragt, ein Framework zu entwickeln, das europäischen Standardisierungsgremien eine kontinuierliche Entwicklung von Smart Grid Standards ermöglicht (das sog. M/490<sup>29</sup> Mandat).

Ein wesentliches Ergebnis dieser Arbeit ist das „Smart Grid Architecture Model“ (SGAM), das den strukturierten Rahmen für Smart Grid Architekturen in Europa vorgibt. Es ermöglicht die kohärente Betrachtung von Interoperabilität aus unterschiedlichen Blickwinkeln. Diese Interoperabilität ist ein essentieller Aspekt im Zusammenspiel verschiedener Stakeholder mit unterschiedlichen Geräten, Protokollen, Informationsmodellen, Funktionen und Geschäftsmodellen.

In der praktischen Entwicklung von Smart Grid Anwendungen werden (äußerst verkürzt dargestellt) die für die Anwendung relevanten Use Cases definiert und in den verschiedenen Interoperabilitätsebenen analysiert und modelliert. Dies kann beispielsweise mithilfe der SGAM Toolbox, einer Entwicklung des Zentrums für sichere Energieinformatik an der FH Salzburg, erfolgen.

Die jeweiligen Interoperabilitätsebenen müssen im SGAM Ansatz mit der Smart Grid Ebene zusammengeführt werden. Diese Ebene wird durch die Domänen (domains) und Zonen (zones) aufgespannt. Die Elemente der Interoperabilitätsebenen werden dadurch "verortet", d.h. den relevanten Domänen und Zonen zugeordnet. Die Domänen haben einen physischen Bezug zum elektrischen Netz und beinhalten: Erzeugung, Übertragung, Verteilung, Verteilte Energiequellen (DER) und Kundenanlagen. Die Zonen beziehen sich auf die hierarchischen Automatisierungsebenen (Prozess, Feld, Station, Betrieb) und erstrecken sich weiter bis zu Enterprise und den Märkten.

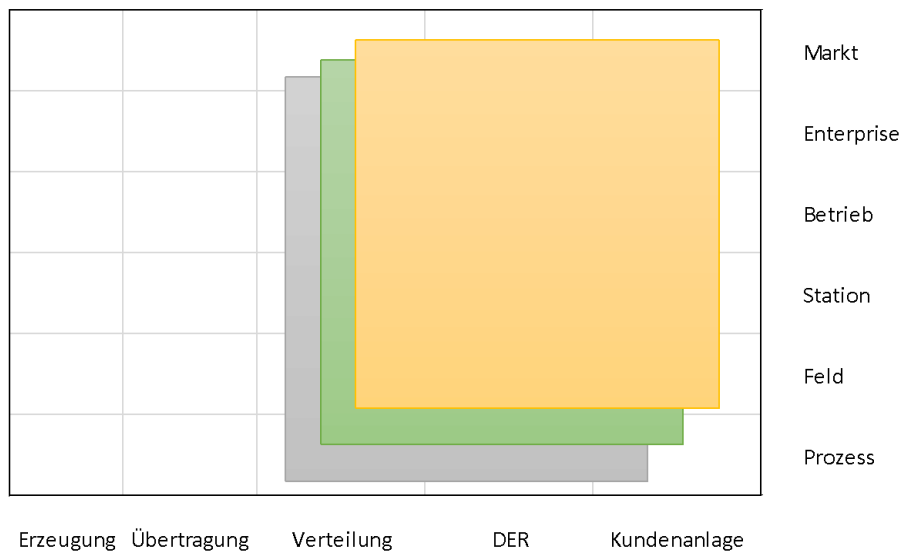
Für die Entwicklung von IKT-Architekturen sind vor allem die technischen Interoperabilitätsebenen i) Komponenten; ii) Kommunikation und iii) Information relevant. Die Komponentenebene beschreibt die Geräte der Energietechnik (Primärtechnik, Schutzgeräte, etc.), Netzwerktechnik (Router, Firewall, etc.) und Informationstechnik (Server, Datenbank, etc.) auf der physikalischen Ebene. Die Kommunikationsebene beschreibt die Netzwerkprotokolle zum Austausch von Information sowie zur Steuerung von Geräten. Die Informationsebene definiert die Informationsmodelle und -objekte, die übermittelt werden. Die folgende Abbildung 4-27 skizziert, in welchem Bereich des Smart Grid Architecture Model die IKT-Architecturentwicklung von Energy Communities stattfindet.

---

<sup>29</sup> Smart Grid Mandate (2011) - M/490 EN - Standardization Mandate to European Standardization Organizations (ESOs) to support European Smart Grid deployment

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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



**Abbildung 4-27: IKT-Architekturentwicklung für LECs im SGAM**

Zusätzlich gibt es noch Querschnittsthemen, die sich über alle Ebenen erstrecken und entsprechend beachtet werden müssen. Im Kontext von IKT-Architekturen sind hier vor allem die Themen Privacy und Security von äußerst hoher Relevanz. Das amerikanische National Institute of Standards and Technology (NIST) hat sich in einer sehr umfassenden Arbeit (NISTIR 7628 Rev. 1)<sup>30</sup> dem Thema Smart Grid Cybersecurity und Privacy gewidmet. Die Richtlinien beinhalten ein Konzept, wie Privacy- und Sicherheitsanforderungen in Smart Grid Lösungen integriert werden können. Auch im deutschsprachigen Raum wird Security seit einigen Jahren mittels NIST 7628 modelliert. Diese Richtlinien sind dementsprechend auch in die „Referenzarchitektur für sichere Smart Grids in Österreich“<sup>31</sup> aufgenommen worden. Ein tragfähiges Security Konzept kann nur entstehen, wenn es von Anfang an integraler Bestandteil der Entwicklung ist. Eine Entwicklungsmethode, die ein solches "security by design" auf Basis von SGAM und NISTIR 7628 ermöglicht, wurde in Neureiter, Engel & Uslar (2016)<sup>32</sup> ausgearbeitet.

Das SGAM bzw. die darauf aufbauende „Referenzarchitektur für sichere Smart Grids in Österreich“ sind also das Fundament, auf dem die IKT-Architekturentwicklung in Smart Grids und somit auch LECs durchgeführt werden sollte.

<sup>30</sup> The Smart Grid Interoperability Panel (2014), Smart Grid Cybersecurity Committee. „Guidelines for Smart Grid Cybersecurity; Technical Report NISTIR 7628 Revision 1“; National Institute of Standards and Technology (NIST): Gaithersburg, MD, USA, 2014, Volume 1–3

<sup>31</sup> A. Berger, M. Meisel, L. Langer, M. Litzlbauer, M. Uslar (2016), „Stakeholderprozess der Initiative 'Referenzarchitektur für sichere Smart Grids in Österreich'“, Mai 2016

<sup>32</sup> Neureiter, Engel & Uslar (2016), „Domain Specific and Model Based Systems Engineering in the Smart Grid as Prerequisite for Security by Design“. electronics. 5. 1-44. 10.3390/electronics5020024.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

Neben SGAM hat die Smart Grid Coordination Group im Zuge des M/490<sup>33</sup> Mandats auch einen weiteren Bericht<sup>34</sup> veröffentlicht, der für die Entwicklung von IKT-Architekturen eine wesentliche Rolle spielt. Der Bericht listet Standards, anhand derer der Informationsaustausch und die Integration aller Akteure im europäischen Smart Grid konsistent umgesetzt werden kann. Der Report ist als Wegweiser durch die Flut an existierenden Standards zu verstehen und bietet eine Entscheidungshilfe für die Auswahl der relevantesten Standards. Es werden insgesamt 23 Typen von Smart Grid Systemen diskutiert und dabei wird auf über 500 Standards von mehr als 50 Standardisierungsgremien verwiesen.

Es werden des Weiteren viele generische Smart Grid Use Cases in sogenannten Use Case (UC) Clustern aufgelistet, die jeweils auf mehrere high-level UCs heruntergebrochen werden. Es gibt natürlich auch Use Case Cluster bzw. Use Cases, die mögliche Aktivitäten von LECs betreffen. Als ein Beispiel sei der Cluster „Demand and production (generation) flexibility systems“ genannt. Zu diesem Cluster wird exemplarisch ein „aggregated prosumers management system“ diskutiert und es werden beispielhaft 3 Interoperabilitätsebenen (Komponenten, Kommunikation, Information) entworfen. Solche Beispiele können sicherlich nicht eins-zu-eins zur Anwendung gebracht werden. Sie liefern dennoch wertvolle Blaupausen, die als Ausgangsbasis für den IKT-Architekturentwurf von ähnlichen Anwendungen in LECs verwendet werden können.

## 4.7.2 Smart-Meter Infrastruktur in Österreich

Die CEN-CENELEC-ETSI „Smart Metering Coordination Group“ hat im Mandat M/491 eine europäische Referenzarchitektur für Smart Metering Systeme definiert.<sup>35</sup> Auf dieser Grundlage wurde die Smart Meter Architektur für Österreich entwickelt.

Ein Smart Meter misst den Energieverbrauch des Kunden in bestimmten Zeitintervallen. In der Standardeinstellung wird 1 x pro Tag gemessen. Falls der Kunde seine Zustimmung gibt, erfolgt die Erfassung der Messwerte in 15 Minuten Intervallen. In beiden Fällen wird der Messwert bzw. werden die Messwerte erst am Folgetag an den Verteilnetzbetreiber übermittelt.

Die Smart Meter Daten werden entweder direkt vom Smart Meter an das zentrale System des Netzbetreibers gesendet. Alternativ, erfolgt die Kommunikation in zwei Abschnitten über ein Gateway (bspw. in der Trafostation). In beiden Fällen ist die Übertragung verschlüsselt und Ende-zu-Ende gesichert. Das Gateway kann den Datenstrom nicht entschlüsseln. Er übersetzt

---

<sup>33</sup> Smart Grid Mandate (2011) - M/490 EN - Standardization Mandate to European Standardization Organizations (ESOs) to support European Smart Grid deployment

<sup>34</sup> CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group (2014), „Framework for Smart Grid Standardization Version 3.1“, Brussels, October 2014

<sup>35</sup> CEN-CENELEC-ETSI (2011), „Functional reference architecture for communications in smart metering systems“, Dezember 2011

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

lediglich zwischen 2 Übertragungstechnologien.<sup>36</sup> Als Übertragungstechnologien im Smart Meter kommen vor allem Power Line Communication (PLC) und Mobilfunk zum Einsatz. Trafostationen können beispielsweise auch per Glasfaser angebunden sein.

Die Smart Meter Daten werden dem Kunden zur Verfügung gestellt. Einmal im Monat übermittelt sie der Verteilnetzbetreiber an den Energielieferanten, der auf Basis dieser Daten die Abrechnung erstellt. Auf ausdrückliche Zustimmung des Kunden werden Daten auch an andere Marktteilnehmer, bspw. an Energieberater oder einen LEC Betreiber weitergegeben.

In Österreich wird von den Netzbetreibern die Kommunikationsplattform „Energiewirtschaftlicher Datenaustausch (EDA)“ betrieben. Über diese sichere Plattform werden zwischen Marktteilnehmern die für ihre Marktrolle erforderlichen Daten diskriminierungsfrei in einheitlicher Form mittels dem Standard ebXML ausgetauscht.

Wie bereits erwähnt, werden die Smart Meter Daten erst am Folgetag an den Netzbetreiber übermittelt. Dies gilt auch bei Messungen in 15 Minuten Intervallen. Sollte ein LEC Betreiber entweder Messungen in einer höheren zeitlichen Auflösung und/oder die Daten zeitnäher benötigen, so kann er sie demnach nicht vom Netzbetreiber beziehen. In diesem Fall müssten die Daten vom Endkunden am Smart Meter über die Kundenschnittstelle automatisiert ausgelesen werden. Diese liefert Messwerte in einer zeitlichen Auflösung, die im Sekundenbereich liegt. Ein typischer Einsatzbereich für solche „real-time“ Werte sind In-House-Displays, die den aktuellen Energieverbrauch anzeigen bzw. lokale Energiemanagementsysteme<sup>37</sup>. Für LECs scheinen solche Echtzeitdaten aus heutiger Sicht nicht notwendig.

## 4.7.3 IKT-Architekturentwicklung in ausgewählten EU H2020 Projekten

Wie einleitend erwähnt, wurde untersucht, wie die IKT-Architekturentwicklung in relevanten EU H2020 Projekten durchgeführt wurde. Einige dieser Projekte werden im Folgenden kurz in Tabellenform portraitiert. Es wird auch jeweils ein zentrales oder charakteristisches Architekturbild dargestellt. Dabei geht es nicht darum, die IKT-Architektur im Detail zu erklären sondern lediglich einen Eindruck und eine visuelle Referenz zu geben.

---

<sup>36</sup> Projektgruppe End2End Security Smart Metering (2018), „Anforderungskatalog Ende-zu-Ende Sicherheit Smart Metering“, Jänner 2018

<sup>37</sup> Piti, A.; Verticale, G.; Rottondi, C.; Capone, A.; Lo Schiavo, L. (2017), „The Role of Smart Meters in Enabling Real-Time Energy Services for Households: The Italian Case.“ *Energies* 2017, 10, 199

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

<b>ELSA</b>		
Energy Local Storage Advanced system	04/2015 – 12/2018	<a href="https://elsa-h2020.eu/">https://elsa-h2020.eu/</a>
<b>Inhaltlicher Fokus und Relevanz</b>		
Integration von 2nd-Life EV-Batterien in einem intelligenten Energiemanagementsystem (EMS). Anbindung an den Verteilnetzbetreiber.		
Anwendungen: → LECs: Eigenverbrauchserhöhung → EV-Ladestationen: Peak-Shaving → DSOs: Frequenz-/Spannungsregelung in Umspannwerken / Trafostationen	6 Pilotsysteme mit unterschiedlichen Use Cases → Peak shaving → Automated Demand Response Dienste → Kostenminimierung → Erhöhung des Eigenverbrauchs → Glättung der PV Leistung → Systemdienstleistungen	
<b>Anmerkungen zur IKT-Architektur</b>		
Die folgende Abbildung zeigt die IKT-Plattform des Pilotsystems in Terni, Italien. Es wurden die Anwendungsfälle „PV Power Smoothing“ and „Peak shaving consumption“ implementiert. Außerdem wurden Systemdienstleistungen (Primärreserve, Dynamic Reactive Power Control, Reactive Power Compensation, etc.) evaluiert. Dazu wurde auf einem Gateway die Modbus Kommunikation des Speichersystems auf die IEC 61850 Kommunikation des DSO übersetzt.		
<p><i>Abbildung 4-28: IKT-Plattform des Pilotsystems in Terni (Italien). Quelle [ELSA-D6.3]</i></p> <p>ELSA ist eines der Projekte, bei denen die IKT-Architektur sehr spezifisch für das jeweilige Pilotsystem entworfen wurde. Eine Entwicklung gemäß SGAM Modell wurde offensichtlich nicht vorgenommen (bzw. ist sie zumindest nicht dokumentiert). Konkret wurden 4 verschiedene IKT-Systeme entwickelt und umgesetzt.</p>		

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

## Referenzen:

[EL-D6.3] ELSA Konsortium. „D6.3 Results of service evaluation“, November 2018

## EMPOWER (INVADE)

Local Electricity Retail Markets For Prosumer Smart Grid Power Services

01/2015 – 04/2018

<http://empowerh2020.eu/>

## Inhaltlicher Fokus und Relevanz

Das EMPOWER Projekt fördert die Teilnahme von Bürgern als aktive Konsumenten und Produzenten im elektrischen Energiesystem.

Folgende Anwendungsfälle werden in Piloten untersucht:

- Consumption and generation monitoring
- Production Management
- Flexibility Management
- EV Charging Station Management
- Battery Management
- DSO Interactions Management
- Island Operation Management

## Anmerkungen zur IKT-Architektur

Es wird ein System names SESP (Smart Energy Service Provider) entwickelt. Es besteht aus 3 Ebenen, die sich auf die SGAM Zonen abbilden lassen:

- Ebene 1: Feldgeräte (DER, Smart Meter, Home Gateway)
- Ebene 2: Kommunikationsplattform. Sie empfängt die Informationen der Feldgeräte und sendet sie an die Cloud Plattform in Ebene 3.
- Ebene 3: Cloud-basierte Dienste und Applikationen

Die folgende Abbildung zeigt die SESP IKT-Architektur.

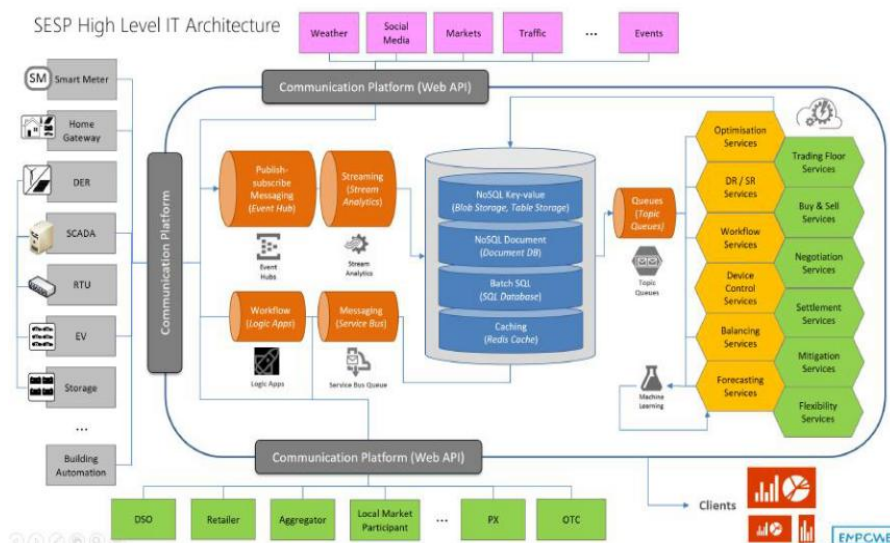


Abbildung 4-29: IKT-Architektur des EMPOWER Projektes. Quelle [EMP-D4.2]

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

Das EMPOWER Projekt setzt eine Cloud-zentrierte IKT-Architektur um. Alle Komponenten innerhalb des abgerundeten Rechtecks werden in der Microsoft Azure Cloud betrieben und bauen auf deren Diensten auf. Dabei steht der Machine Learning Dienst im Zentrum des Systems (Zitat: „Azure Machine Learning (ML) will act as the brain of the modern smart grid“ [EMP-D4.1]).

Der Azure Event Hub wird zum Einsammeln jeglicher Telemetrie-Daten verwendet. Vorhersagemodelle werden in Azure ML gerechnet, um Kapazitätsengpässe vorherzusagen. Die Lasten in Gebäuden werden automatisch gesteuert, um Ausfälle zu verhindern. Der Azure IoT Hub wird für die Kommunikation der zentralen Anwendungen an den Local Controller (und somit indirekt zu den Feldgeräten) genutzt.

Die Smart Meter Daten werden in EMPOWER nicht vom DSO sondern direkt von den Smart Metern via Kundenschnittstelle gelesen. Dies wird damit begründet, dass es in dem Projekt nur einen DSO aus Norwegen gab, der die Daten aus rechtlichen Gründen nicht weiterleiten durfte.

Das EU H2020 Projekt INVADE (01/2017 – 12/2019, <https://h2020invade.eu/> ) übernahm die grundlegende Architektur von EMPOWER und hat den service-orientierten Ansatz durch die Umstellung auf Micro-Services fein-granularer ausgestaltet [IN-D4.1].

## Referenzen:

[EMP-D4.1] EMPOWER Konsortium. „Communications Specifications Plan“, March 2016

[EMP-D4.2] EMPOWER Konsortium. „Functional and technical documentation of relevant API-functions“, March 2016

[IN-D4.1] INVADE Konsortium, „Overall INVADE architecture“, Juli 2017

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

<b>Flex4Grid</b>		
Prosumer Flexibility Services for Smart Grid Management	01/2015 – 03/2018	<a href="https://www.flex4grid.eu/">https://www.flex4grid.eu/</a>
<b>Inhaltlicher Fokus und Relevanz</b>		
<p>Das Flex4Grid Projekt beschäftigt sich mit dem Management der Flexibilität von (Gruppen von) Prosumern. Dabei sollen die Flexibilitäten hinsichtlich Verbrauch und Produktion zum Vorteil aller wesentlichen Stakeholder gesteuert werden. Das Flex4Grid System verbindet in Form einer Daten- und Servicedrehscheibe die Akteure: Prosumer, Gruppe von Prosumern (LEC), DSO und unspezifizierte Dritte. Die Flex4Grid Applikationen bieten mitunter folgende Dienste:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>→ Datenaggregation, -anonymisierung, -analyse. Prognose von Peaks in Verbrauch und Aggregation.</li> <li>→ Holistisches Datenmanagement und einen vereinheitlichten Datenaustausch zwischen den beteiligten Akteuren.</li> <li>→ Kommunikationsschnittstellen zu Energiemanagementsystem von Gebäuden, Heimautomatisierung, Invertern und Energiespeichern. Aussenden von Preisanreizen. (Ab-)Regeln von Produktion, Steuern von Verbrauchern.</li> </ul>		
<b>Anmerkungen zur IKT-Architektur</b>		
<p>Das Flex4Grid Projekt implementiert eine serviceorientierte Architektur. Es basiert auf Microservices, die anhand gängiger Methoden und Protokolle interagieren (REST, HTTP, MQTT, JSON, etc.). Die Services werden in virtuellen Maschinen bzw. Docker Containern innerhalb von virtuellen Maschinen zum Einsatz gebracht. Die VMs / Container laufen in einer von den Projektpartnern selbst aufgesetzten Cloud-Infrastruktur (private Cloud). Die IKT-Architektur des Flex4Grid Systems ist in der folgenden Abbildung dargestellt.</p> <p>Das System wurde in 3 verschiedenen Pilotsystemen ausgerollt. Dabei kam eine pilotspezifische Implementierung des Daten-Service für die personenbezogenen Daten der Prosumer zum Einsatz (um Länderspezifika berücksichtigen zu können).</p>		
		<p><b>Abbildung 4-30: IKT-Architektur des serviceorientierten Flex4Grid Prototypen.</b> Quelle [F4G-D5.6]</p>
Referenzen:		
[F4G-D5.6] Flex4Grid Konsortium. „Final System Prototype“, Juli 2017		

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

<b>GOFLEX</b>		
Generalized Operational FLEXibility for Integrating Renewables in the Distribution Grid	11/2016 – 02/2020	<a href="https://goflex-project.eu/">https://goflex-project.eu/</a>
<b>Inhaltlicher Fokus und Relevanz</b>		
<p>GOFLEX beschäftigt sich mit verteilten Flexibilitäten und automatisierten dynamischen Preisen. Konkret sollen ausgereifte, skalierbare Lösungen entwickelt werden, die einfach in Betrieb zu nehmen sind und als marktreife Lösungen in den kommerziellen Betrieb überführt werden können. Zu diesem Zweck werden technische Lösungen entwickelt, mit denen Flexibilitäten aggregiert und gehandelt werden können. Die Zielgruppe sind regionale Akteure wie Produzenten, Verbraucher, Prosumer, Betreiber von Microgrids und Energiegemeinschaften.</p>		
<b>Anmerkungen zur IKT-Architektur</b>		
<p>GOFLEX verfolgt einen service-orientierten Ansatz und spricht von „flexibility as a service“. Der Kern von GOFLEX ist eine integrierte, cloud-basierte Plattform die aus Bausteinen (Hardware und Software) besteht, die durch offene Schnittstellen miteinander verbunden sind bzw. werden können.</p>		
<p><b>Abbildung 4-31: IKT-Architektur der cloud-basierten GOFLEX Plattform. Quelle [GF-D5.1]</b></p>		
<p>Der GOFLEX Philosophie ist, dass je nach Anwendungsfall spezifische Bausteine der Plattform aktiviert werden. Je nach Anforderungen der involvierten Marktteilnehmer, können die Bausteine zusammengebaut als integriertes System oder aber als einzelne Services genutzt werden. Bestehende (Alt-)Systeme können über offene Schnittstellen eingebunden werden.</p>		
Referenzen:		

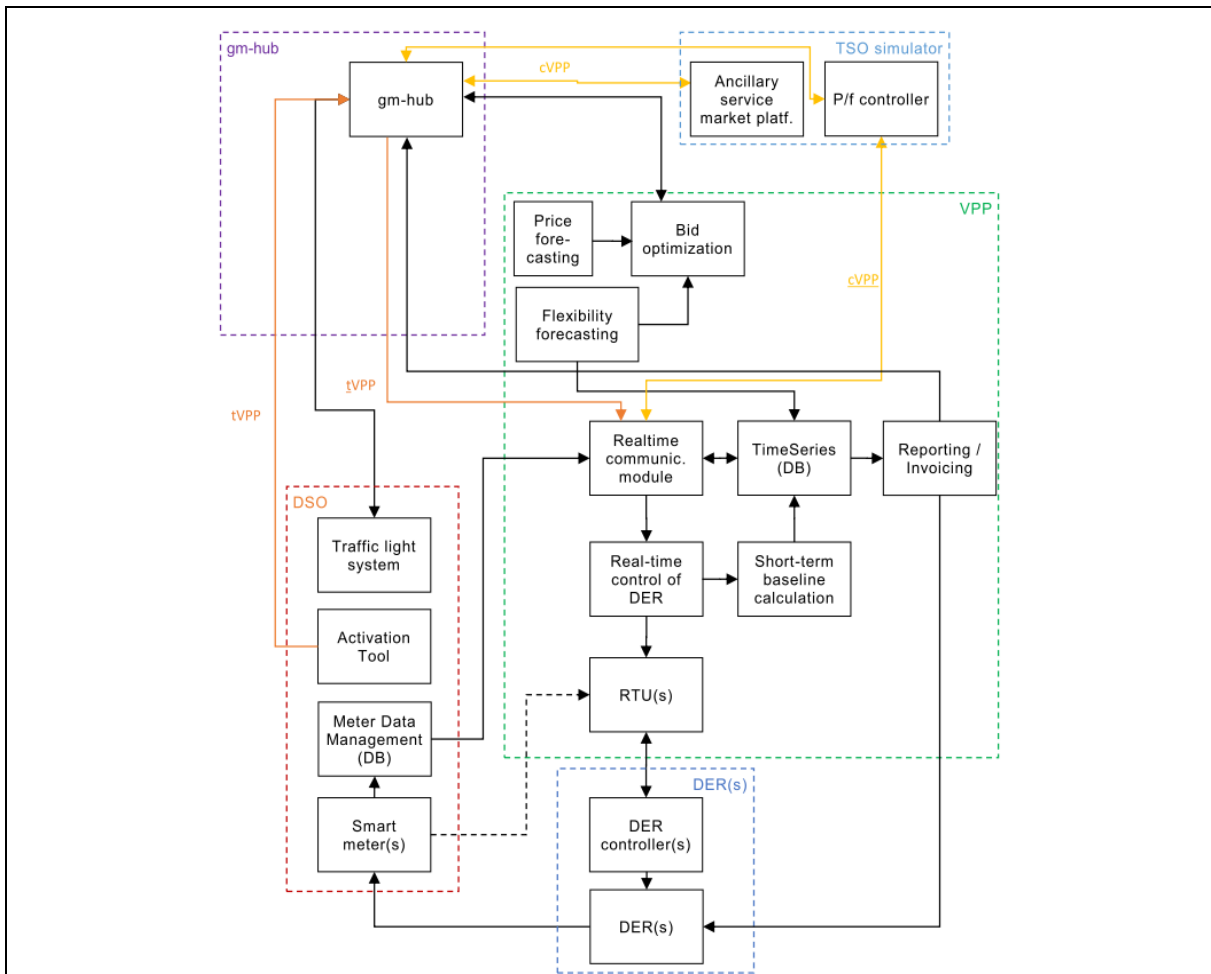
# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

[GF-D5.1] GOFLEX Konsortium. „Cloud-based Service Platform Requirement and Interface Specification“, April 2017		
<b>InteGrid</b>		
Demonstration of INTElligent grid technologies for renewables INTEgration and INTERactive consumer participation enabling INTERoperable market solutions and INTERconnected stakeholders	01/2017 – 06/2020	<a href="https://integrid-h2020.eu/">https://integrid-h2020.eu/</a>
<b>Inhaltlicher Fokus und Relevanz</b>		
<p>Die Vision von InteGrid ist es, die Lücke zwischen Bürgern und Technologieanbietern wie DSOs, Aggregatoren, Anbietern von Energiedienstleistungen, etc. zu überbrücken. Konkrete Ziele sind:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>→ Zu demonstrieren, wie DSOs unterschiedlichen Akteuren die aktive Teilnahme am Energiemarkt ermöglichen können.</li><li>→ Skalierbare und replizierbare Lösungen, die DSOs die Planung und den Betrieb der Verteilnetze mit einem hohen Anteil an verteilten, erneuerbaren Energiequellen zu ermöglichen. Dabei sollen durch Interaktionen mit den Teilnehmern die Flexibilitäten genutzt werden.</li></ul>		
<b>Anmerkungen zur IKT-Architektur</b>		
<p>Zur Erreichung der Ziele werden High-Level Use Cases und Primary Use Cases auf der Business- bzw. Funktionsebene des SGAM Modells definiert. Auf dieser Basis werden in der Folge die niedrigeren Interoperabilitätsebenen spezifiziert. In der technischen Umsetzung seien als ein Beispiel die Use Cases zu Commercial und Technical Virtual Power Plant (cVPP / tVPP) [IG-D1.2] herausgegriffen.</p> <p>Die VPPs basieren auf einer Micro-Services Architektur. Jedes Modul besteht aus zumindest einem dedizierten Micro-Service, welches in einem Container läuft. Ein Modul stellt eine gewisse Teilmenge der Gesamtfunktionalität zur Verfügung. Die Services bzw. Module sind durch die Schnittstellen (APIs), die sie zur Verfügung stellen, spezifiziert. Das API stellt den Vertrag dar; die Implementierungen sind austauschbar. Die Interaktionen zwischen den Services/Modulen sind (soweit wie möglich) zustandslos, was große Vorteile in Bezug auf die Verfügbarkeit und Skalierbarkeit mit sich bringt. Der Betrieb der Micro-Services wird anhand von Kubernetes durchgeführt [IG-D4.1].</p> <p>Die folgende Abbildung zeigt die Architektur der Micro-Service-basierten VPP Module.</p> <p>Sehr bemerkenswert in InteGrid ist das Arbeitspaket 8, das eine Analyse zur Skalierbarkeit und Replizierbarkeit des InteGrid Systems zum Ziel hat. Diese Analyse wird sowohl für die IKT-Domäne als auch in Bezug auf Funktionalität, Wirtschaftlichkeit und regulatorische Aspekte durchgeführt. Damit hebt sich das Projekt deutlich von anderen Projekten ab. Federführend in der Umsetzung ist das Austrian Institute of Technology (AIT). Deliverable [IG-D8.n] beschreibt den methodischen Ansatz ( der Endbericht ist zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Dokuments noch nicht verfügbar). Der Aspekt der Skalierbarkeit der IKT-Architektur spielt bei LECs aufgrund ihrer beschränkten Ausdehnung eine untergeordnete Rolle. Die Frage der Replizierbarkeit auf andere LECs dafür jedoch eine umso größere.</p>		

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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



**Abbildung 4-32: IKT-Architektur der Micro-Service-basierten VPP Module**

**Referenzen:**

- [IG-D1.2] InteGrid Konsortium. „Use Case and Requirements“, Dezember 2017
- [IG-D4.1] InteGrid Konsortium. „Detailed specification and guidelines for field testing in SL“, Juni 2018
- [IG-D8.n] InteGrid Konsortium. „Definition of Scenarios and Methodology for the Scalability and Replicability Analysis“, Dezember 2017

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

<b>Interflex</b>		
Interactions between automated energy systems and Flexibilities brought by energy market players	01/2017 – 12/2019	<a href="https://interflex-h2020.com/">https://interflex-h2020.com/</a>
<b>Inhaltlicher Fokus und Relevanz</b>		
<p>InterFlex untersuchte die Verwendung von lokalen Flexibilitäten, um Netzengpässe zu entlasten. Es wurden neue Lösungen gesucht, um den Anteil von verteilten, erneuerbaren Energien erhöhen zu können. Das Projekt wurde vor allem aus der Sicht von Bedürfnissen der DSOs getrieben. In 5 Demonstratoren in 5 Ländern wurden anhand von 18 Use Cases unterschiedliche Lösungen untersucht, mit denen DSOs Flexibilitäten aktivieren können.</p> <p>Aus Sicht des Projektes konnte erfolgreich demonstriert werden, wie direkt vom DSO angesteuerte Flexibilitäten sowie lokale Flexibilitätsplattformen umgesetzt werden können. Die in InterFlex untersuchten Demand Response Lösungen werden als Werkzeuge gesehen, um die Entwicklung von Bürgerenergiegemeinschaften zu erleichtern.</p>		
<b>Anmerkungen zur IKT-Architektur</b>		
<p>Zunächst wurden die Demonstratoren und Use Cases vom Standpunkt der Interoperabilität analysiert. Dazu wurden alle Demonstratoren auf das SGAM abgebildet. Im Ergebnis zeigte sich, dass die Use Cases und Schnittstellen grundsätzlich vergleichbar sind, die konkreten technischen Umsetzungen und Protokolle jedoch sehr spezifisch sind [IF-D3.1]. Auf Basis dieser Modellierung konnte gemeinsame Konzepte und Kommunikationsmuster identifiziert werden. Das Ziel von InterFlex war nicht die Vereinheitlichung der individuellen Lösungen sondern vielmehr die Entwicklung einer offenen Programmierschnittstelle (API) zum Management von Flexibilitäten anhand der unterschiedlichen Lösungen. Dieses API soll es ermöglichen, die ganze Kette der Aktivierung von Flexibilitäten von der Kundenanlage bis zur Übertragungsebene initiieren zu können. Es wurden dahingehend standardisierte Subsysteme und Schnittstellen entwickelt und in einer Cloud-basierten Plattform erfolgreich getestet [IF-D8.8].</p>		<pre> graph TD     DSO[DSO] --&gt; Interflex_API[Interflex API]     subgraph Flexibility_Platform [Flexibility Plattform]         Interflex_API --&gt; Open_API[Open API]         Open_API --&gt; Interoperable_API[Interoperable API]         Open_API -.-&gt; Demand_Forecast[Demand Forecast]         Open_API -.-&gt; Weather_Forecast[Weather Forecast]         Interoperable_API -.-&gt; Database[Database]         Interoperable_API -.-&gt; Authentication[Authentication]     end     subgraph External_Services [External Services]         Demand_Forecast         Weather_Forecast     end     subgraph Internal_Services [Internal Services]         Database         Authentication     end     Interoperable_API --&gt; Aggregator[Aggregator]     Aggregator --&gt; Flexibilities[Flexibilities]     </pre>
<p><b>Abbildung 4-33: Cloud-basierte Flexibilitätsplattform mit Fokus auf Schnittstellen. Quelle [IF-D8.8]</b></p>		
<p>Referenzen:</p> <p>[IF-D3.1] InterFlex Konsortium. „Demo and use case view on required interfaces/functionalities v2.0“, August 2019</p> <p>[IF-D8.8] InterFlex Konsortium. „Listed requirements for open APIs. Version 1.0“, Juni 2019</p>		

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

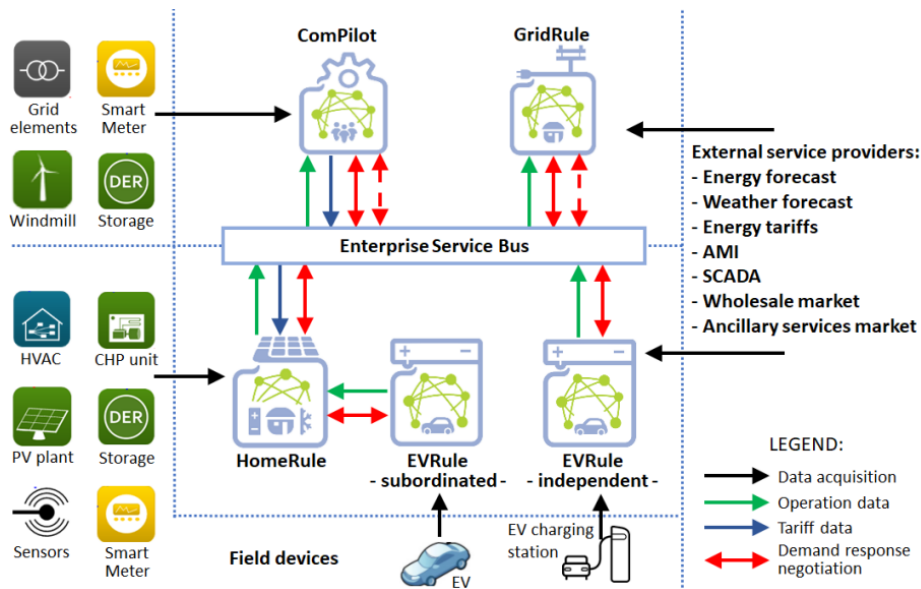
<b>COMPILE</b>		
Integrating community power in energy islands	11/2018 – 04/2022	<a href="https://www.compile-project.eu/">https://www.compile-project.eu/</a>
<b>Inhaltlicher Fokus und Relevanz</b>		
<p>Das übergeordnete Ziel von COMPILE ist es, die Potentiale von Energieinseln in Bezug auf die Dekarbonisierung der Energieversorgung und den Aufbau von Energiegemeinschaften (als Überbegriff zu REC und CEC) zu erforschen und in Pilotsystemen umzusetzen. Eine Energieinsel ist dabei definiert als ein Gebiet, das nur eine schwache Anbindung an das übergeordnete Verteilnetz bzw. das Potential zu einem hohen Grad an Selbstversorgung hat.</p> <p>COMPILE ist bestrebt, die Energieproduktion aus erneuerbaren Quellen (RES) in eingeschränkten Netzen stark auszubauen und Gemeinschaften von aktiven Endkunden in dezentralisierten und sicheren Netzen zu etablieren. Das Ziel ist eine verstärkte Integration von RES bei gleichzeitiger Verbesserung der Versorgungssicherheit. Dies soll ohne die (bzw. nur eine reduzierte) Notwendigkeit von herkömmlichen Maßnahmen, also die Verstärkung der Netze, gelingen.</p>		
<b>Anmerkungen zur IKT-Architektur</b>		
<p>Die Ziele sollen durch einen Mix aus organisatorischen und technischen Maßnahmen erreicht werden. Die Umsetzung erfolgt auf Basis von COMPILE Tools. Das Projekt geht hier im Unterschied zu anderen Projekten den Weg, dass eine Reihe von integrierten Tools innerhalb eines „COMPILE Ökosystems“ entwickelt werden sollen, die explizit für die Verwendung von (zukünftigen) Energiegemeinschaften außerhalb des Projektes in Europa vorgesehen sind. Es ist ein dediziertes Ziel von COMPILE, eine hohe Skalierbarkeit und Replizierbarkeit zu erreichen, s.d. die Ergebnisse von Energiegemeinschaften quer durch Europa verwendet werden können<sup>38</sup>.</p> <p>Methodisch arbeitet das Projekt so nahe an der SGAM Methodologie wie kein anderes der untersuchten Projekte. COMPILE-bezogene Use Cases wurden definiert und mit der SGAM Methodik und dem Rahmenwerk modelliert. Dann wurden Applikationen ausgewählt, anhand derer die Use Cases umgesetzt werden können. Die COMPILE Tools und Services wurden dann wiederum im Detail gemäß SGAM modelliert. Im Ergebnis liegt für jeden „Secondary Use Case“ (das sind operative Use Cases, welche die nicht-ausführbaren, abstrakteren „Primary Use Cases“ unterfüttern) und für jedes COMPILE Tool ein SGAM-bezogenes Modell auf den 3 technischen Interoperabilitätsebenen (Komponenten, Kommunikation, Information) vor. Die Integration der einzelnen Tools erfolgt über einen „Enterprise Service Bus“ (ESB), der konkret mit dem open-source Produkt RabbitMQ umgesetzt wird [CP-D2.2].</p> <p>Die COMPILE Tools und die zugrundeliegende IKT-Architektur bauen auf den Ergebnissen von diversen europäischen Vorprojekten auf (INCREASE, STORY, WISEGRID, NOBEL GRID, INCH). Konkret werden die folgenden technischen Tools definiert [CP-D2.4]:</p> <p>→ GridRule: Betrieb eines Micro-Grids.</p>		

<sup>38</sup> COMPILE Konsortium (2019), „Local Energy Systems: Operational requirements, use cases and KPIs“

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

- HomeRule: Home Energy Management System zur Steuerung und Optimierung der Produktion und des Verbrauchs von Wohnhäusern und Geschäftsgebäuden.
- EVRule: Betrieb von EV Ladestation und den dahinterliegenden Geschäftsprozessen.
- ComPilot: Management der Energiegemeinschaft mit dem Ziel, die Zusammenarbeit der aktiven Endkunden untereinander zu stärken.



**Abbildung 4-34: Vereinfachte Darstellung der COMPILE IKT-Architektur. Quelle [CP-D2.4]**

Der Ansatz, IKT-Tools für typische LEC Anwendungen zu entwickeln und dabei auf die Skalierbarkeit und Replizierbarkeit zu fokussieren scheint vielversprechend. Befremdlich erscheint ob dieser Zielsetzung jedoch die Tatsache, dass es im COMPILE Projekt aktuell jeweils 2 unterschiedliche Ausprägungen der GridRule und HomeRule Tools gibt, hinter denen jeweils unterschiedliche Firmenpartner stehen. Das COMPILE Projekt läuft bis April 2022.

## Referenzen:

[CP-D2.1] COMPILE Konsortium, „Local Energy Systems: Operational requirements, use cases and KPIs“, Juli 2019

[CP-D2.2] COMPILE Konsortium, „System architectur“, Juli 2019

[CP-D2.4] COMPILE Konsortium, „Report on interoperability guidelines“, Oktober 2019

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

## 4.7.4 Zusammenfassung und abschließende Empfehlungen

Auch wenn ein Teil der analysierten EU-Projekte darauf verzichtet, so ist eine modell-basierte IKT-Architecturentwicklung gemäß SGAM und der damit verbundenen Methodik der aktuelle State of the Art und die empfohlene Vorgehensweise. Hierzulande ist speziell auf die „Referenzarchitektur für sichere Smart Grids in Österreich“ Bezug zu nehmen, die mitunter die NIST 7628 Richtlinien zur Smart Grid Cybersecurity und Privacy berücksichtigt. Diese beiden Querschnittsthemen sollten unbedingt von Anfang an in einer „by design“ Entwicklungsmethode, bspw. gemäß Neureiter, Engel & Uslar (2016)<sup>39</sup>, behandelt werden.

Bei der Studie der IKT-Architekturen diverser EU H2020 Projekte wurden recht unterschiedliche Zugänge sichtbar. In manchen Projekten wurde die IKT-Architektur völlig auf die konkreten Pilotsysteme zugeschnitten. Teilweise gibt es dadurch innerhalb eines Projektes pro Demonstrator eine eigene IKT-Architektur. Auf der positiven Seite kann so sichergestellt werden, dass die Architektur auf die lokalen Gegebenheiten zugeschnitten ist und die konkreten Anforderungen der untersuchten Anwendung sehr gut erfüllt werden. Es ist jedoch schwer einzuschätzen und tendenziell fraglich, ob eine Wiederverwendbarkeit geben ist.

Bei den diversen (micro-)service-orientierten Ansätzen werden zunächst einzelne Dienste entwickelt und Schnittstellen für diese definiert. Konkrete Anwendungen lassen sich durch eine kombinierte Verwendung dieser Dienste realisieren. Durch die diversen Services entsteht gewissermaßen ein Baukastensystem, das die Wiederverwendung von Diensten für andere Applikationen ermöglicht. Es können auch für ein Service (API) unterschiedliche Implementierungen bereitgestellt werden, bspw. um länderspezifische Anpassungen umsetzen zu können. Ein service-orientierter Ansatz führt somit zu einer höheren Replizierbarkeit – zumindest für verschiedene Anwendungen und Demonstratoren innerhalb eines Projektes.

Für eine darüberhinausgehende Verwendung von Services müssen die APIs bekannt, gefestigt und/oder standardisiert sein. Diesen Ansatz verfolgte das InterFlex Projekt, das sich mitunter zum Ziel gesetzt hatte, ein offenes API zum Thema Flexibilitätsmanagement zu etablieren.

Wiederum anders einzustufen ist die Herangehensweise des COMPILE Projekts. Dort wird versucht ein paar wenige IKT-Tools zu etablieren, die auf (mögliche) konkrete Anwendungen in Energiegemeinschaften zugeschnitten sind. Besonderer Wert wird auf die Skalierbarkeit und Replizierbarkeit der Tools gelegt, so dass diese in ganz Europa zur Anwendung gebracht werden kann. Die Tools sind lose in einem erweiterbaren Ökosystem auf Basis eines Enterprise Service Bus verbunden.

---

<sup>39</sup> Neureiter, Engel & Uslar (2016), „Domain Specific and Model Based Systems Engineering in the Smart Grid as Prerequisite for Security by Design“. electronics. 5. 1-44. 10.3390/electronics5020024

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

Auch in Bezug auf die Verwendung von IKT-Infrastruktur finden sich in den analysierten Projekten unterschiedliche Zugänge, die private bzw. public Clouds benutzen oder aber auch ohne Cloud-basierte Infrastrukturen agieren.

Aus der Studie der Projekte und ihrer unterschiedlichen Zugänge zum Thema IKT-Architektur lässt sich eine wesentliche übergeordnete Forschungsfrage ableiten:

## **Welche Charakteristika muss eine IKT-Architektur für LECs aufweisen, um einen möglichst hohen Grad an Replizierbarkeit zu erreichen?**

Während der Aspekt der Skalierbarkeit bei LECs aufgrund der beschränkten räumlichen Ausdehnung und der Anzahl von Teilnehmern eine eher untergeordnete Rolle spielt, ist die Frage der Wiederverwendbarkeit im Gegenzug umso relevanter. Diese Frage wurde im Studium der Projekte sehr offensichtlich - wird jedoch praktisch nie behandelt. Eine Ausnahme stellt das Projekt InteGrid dar, in dem unter der Leitung des AIT unter anderem die technische Replizierbarkeit der im Projekt entwickelten IKT-Architektur bewertet wird. Mit einer derartigen nachträglichen Bewertung sticht das Projekt heraus. Die umgekehrte Frage, wie nämlich eine IKT-Architektur für Smart Grid Anwendungen (oder auch nur LECs) grundsätzlich zu entwerfen ist, um eine hohe Replizierbarkeit zu erreichen, ist aktuell ungelöst und wird auch in keinem der vielen untersuchten Projekte behandelt.

Die eingehende Bearbeitung dieser Frage erscheint für ein FNT-Nachfolgeprojekt lohnenswert, wenngleich die Dimension eines solchen Vorhabens substantiell wäre. Folgende Teilfragen können jedoch beispielsweise dieser übergeordneten Fragestellung zuarbeiten:

- Welche wesentlichen Anforderungen muss eine sichere und die Privatsphäre der Beteiligten respektierende IKT-Architektur für LECs erfüllen?
- Welche Konzepte der Modularisierung eignen sich speziell für die Realisierung der IKT-Architektur von LECs?
- Gibt es am Markt etablierte offene Schnittstellen (siehe bspw. Interflex API), auf denen LECs aufbauen sollten?
- Welche Art der Bereitstellung von Recheninfrastruktur (bspw. unterschiedliche Cloud-Modelle) sollten für welche Teile einer IKT-Architektur für LECs zum Einsatz kommen?
- Wie kann eine sichere und resiliente Kommunikation sowohl zwischen den LEC Teilnehmern als auch zwischen den Endkunden und dem LEC Betreiber über das öffentliche Internet gewährleistet werden?
- Welches Modell eignet sich für die Bereitstellung und die Ausrollung / Aktualisierung von LEC Anwendungen?

## 5 Ausblick und Empfehlungen

Das Sondierungsprojekt FNT hatte die Zielsetzung, durch vorläufige Analysen über die Anforderungen und Effekte möglicher neuer Tarifierungsschema für das Stromnetz die Entwicklung einer detaillierten Forschungsagenda zu neuen Tools und Geschäftsmodellen zu ermöglichen. Um den Entwicklungsbedarf konkreter Lösungen identifizieren zu können und die Barrieren bzw. Herausforderungen klar einordnen zu können, wurden in FNT eine Reihe von qualitativen und quantitativen Untersuchungen durchgeführt.

Es hat sich gezeigt, dass enormes Potential zur Unterstützung zahlreicher wirtschaftspolitischer, sowie umweltpolitischer, Ziele in der geeigneten Festlegung von Netztarifen liegt. So kann eine entsprechende Festlegung einerseits eine starke Förderung bestimmter Technologien darstellen, etwa solche die helfen Lastspitzen zu vermeiden, andererseits kann die Verursachergerechtigkeit und damit einhergehende soziale Akzeptanz der Energiewende durch neue Tarife gesteigert werden.

Im Projekt wurden die Eckpunkte von Energiegemeinschaften herausgearbeitet unter denen diese sowohl zu einer Erhöhung des Anteils erneuerbaren Stroms beitragen können, als auch eine langfristig effiziente Betriebsweise von Netzen unterstützen können. Als finaler Schritt wurden die Erkenntnisse von FNT in eine Forschungsagenda überführt, die zur Entwicklung konkreter IT-Lösungen für einen solchen netzdienlichen Betrieb von Energiegemeinschaften beitragen kann. Die erarbeitete Forschungsagenda wurde im Nachklang zu FNT im Energieforschungsprogramm des Klima- und Energiefonds (6. Ausschreibung) im Rahmen des Projektantrags ECOSINT eingereicht.

## 6 Literaturverzeichnis

A. Berger, M. Meisel, L. Langer, M. Litzlbauer, M. Uslar (2016), „Stakeholderprozess der Initiative 'Referenzarchitektur für sichere Smart Grids in Österreich'“, Mai 2016

AGGM/APA (2019), <https://www.aggm.at/energy-news/energiegemeinschaften-als-neue-strom-akteure-der-zukunft?fullversion=1>, Zugriff 25.04.2019 16:35

BMNT (2018), Parlamentarische Beantwortung der Anfrage Nr. 1953/J,2008/AB vom 12.12.2018 zu 1953/J (XXVI.GP), Geschäftszahl: BMNT-LE.4.2.4/0155-RD 3/2018

CEN-CENELEC-ETSI (2011), „Functional reference architecture for communications in smart metering systems“, Dezember 2011

CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group (2014), „Framework for Smart Grid Standardization Version 3.1“, Brussels, October 2014

COMPILE Konsortium (2019), „Local Energy Systems: Operational requirements, use cases and KPIs“

E-Control (2019), Marktstatistik, Elektrizitätsmarkt in Österreich (Öffentliches Netz), Verbraucherstruktur 2018, (Datenstand: Juli 2019)

E-Control (2019), Marktstatistik, Elektrizitätsmarkt in Österreich (Öffentliches Netz), Preisentwicklungen 2018, (Datenstand: Juli 2019)

Eurostat (2020), Electricity prices components for household consumers - annual data (from 2007 onwards), (Datenstand: Februar 2020)

Eurostat (2020), Electricity prices components for non-household consumers - annual data (from 2007 onwards), (Datenstand: Februar 2020)

Fachtagung Clean Energy Package (2019), „Energiegemeinschaften – Möglichkeiten und Hürden“

Federal Energy Regulatory Commission (2006), “Assessment of Demand Response & Advanced Metering”

Harenberg Lexikon Verlag (1994)

J. Schwarzer, D. Engel, and S. Lehnhoff (2018), “Conceptual Design of an Agent-based Socio-technical Demand Response Consumer Model,” in *International Conference on Industrial Informatics*, pp. 680–685.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

John Rawls, *A Theory of Justice*, Cambridge (1971), DA, VA: Eine Theorie der Gerechtigkeit, Frankfurt a.M. 1975

Josh Roberts (2019), „What Energy Communities need from regulation“, *European Energy Journal* #28/#29, Volume 8 Issue 3/4, July 2019

Joshua Roberts, Dorian Frieden, Stanislas d'Herbement (2019), „Energy Community Definitions“, EU Project COMPILE, Explanatory Notes, May 2019

M. H. Albadi and E. F. El-Saadany (2007), „Demand response in electricity markets: An overview,“ 2007 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES, pp. 1–5 networks, *IEEE Trans Power Syst* 2013;28(2):639-49

Neureiter, Engel & Uslar (2016), „Domain Specific and Model Based Systems Engineering in the Smart Grid as Prerequisite for Security by Design“. *electronics*. 5. 1-44. 10.3390/electronics5020024.

OpenThesaurus (2019), <https://www.openthesaurus.de/synonyme/leistbar>, Zugriff 19.07.2019 11:44

Piti, A.; Verticale, G.; Rottondi, C.; Capone, A.; Lo Schiavo, L. (2017), „The Role of Smart Meters in Enabling Real-Time Energy Services for Households: The Italian Case.“ *Energies* 2017, 10, 199

Politik Lexikon (2019), <http://www.politik-lexikon.at/gerechtigkeit/>, Zugriff 19.07.2019 10:49

Projektgruppe End2End Security Smart Metering (2018), „Anforderungskatalog Ende-zu-Ende Sicherheit Smart Metering“, Jänner 2018

Refe, Mercados & Indra (2015), Study on tariff design for distribution systems, S.111

Rial, A., & Danezis, G. (2011), Privacy-preserving smart metering. *Proceedings of the 10th Annual ACM Workshop on Privacy in the Electronic Society*, 49–60. <https://doi.org/http://doi.acm.org/10.1145/2046556.2046564>

Rial, A., Danezis, G., & Kohlweiss, M. (2016), Privacy-preserving smart metering revisited. *International Journal of Information Security*, 1–31. [https://doi.org/10.1007/978-3-658-00333-3\\_11](https://doi.org/10.1007/978-3-658-00333-3_11)

RL 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates v 11.12.2018 Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, *Abl L* 2018/328, 121

Shaaban MF, Atwa YM, El-Saadany EF (2013), DG allocation for benefit maximization in distribution

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

Smart Grid Mandate (2011) - M/490 EN - Standardization Mandate to European Standardization Organizations (ESOs) to support European Smart Grid deployment

The Smart Grid Interoperability Panel (2014), Smart Grid Cybersecurity Committee. „Guidelines for Smart Grid Cybersecurity; Technical Report NISTIR 7628 Revision 1“; National Institute of Standards and Technology (NIST): Gaithersburg, MD, USA, 2014, Volume 1–3

Urbantschitsch & Proidl (2019), European Energy Journal, Volume 8 Issue 3/4 July 2019, S.11/88

Wolfgang Urbantschitsch, Harald Proidl (2019), „Tackling the Energiewende One Energy Community at a Time“, European Energy Journal #28/#29, Volume 8 Issue 3/4, July 2019

Zhichuan Huang, Ting Zhu, David Irwin, Aditya Mishra, Daniel S. Menasché, Prashant Shenoy (2016), Minimizing Transmission Loss in Smart Microgrids by Sharing Renewable Energy, S.20

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

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

## 7 Kontaktdaten

Dr. Johannes Reichl

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

Altenberger Straße 69 • 4040 Linz

Tel.: +43-732-2468-5656

Fax: +43-732-2468-5651

[reichl@energieinstitut-linz.at](mailto:reichl@energieinstitut-linz.at)

<http://www.energieinstitut-linz.at>

<https://projekte.ffg.at/projekt/3205642>

Projektpartner:

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Netz Oberösterreich GmbH

Salzburg Netz GmbH

Fachhochschule Salzburg GmbH

Salzburg Research Forschungsgesellschaft m.b.H.

Netz Niederösterreich GmbH