

## Simulation des Kommunikationsnetzes im Smart Grid

Richard Pump, Volker Ahlers und Arne Koschel

Hochschule Hannover  
Fakultät IV, Abteilung Informatik  
Ricklinger Stadtweg 120, 30459 Hannover  
[Volker.Ahlers](mailto:Volker.Ahlers@hs-hannover.de) | [Arne.Koschel](mailto:Arne.Koschel@hs-hannover.de) | [Richard.Pump](mailto:Richard.Pump@hs-hannover.de)

### Zusammenfassung:

Zur Untersuchung des portablen mikro-Blockheizkraftwerkes der Hochschule Hannover wurde in einem studentischen Projekt ein Netzwerksimulator erstellt. Dieser bildet die Kommunikation in einem intelligenten Stromnetz standardkonform ab. Grundlage des Simulators bildet das Framework OMNeT++. Im Projekt wurde eine IEC 61850-konforme Bibliothek zur Integration des Kommunikationsmodells GOOSE und von Intelligent Electrical Devices (IEDs) in OMNeT++ geschaffen.

## 1 Einleitung

Im Forschungsschwerpunkt „Skalierbarkeit mobiler mikro-Blockheizkraftwerke“ der Hochschule Hannover werden in Kooperation mit verschiedenen Forschungs- und Industriepartnern seit Ende 2013 bis voraussichtlich Ende 2018 der effiziente Aufbau, der Betrieb und die Skalierung sogenannter portabler mikro-Blockheizkraftwerke ( $\mu$ BHKW) untersucht (Schöner et al. 2018, Pump et al. 2018). Neben dem Aufbau und der Untersuchung der  $\mu$ BHKW selbst ist auch deren (simulierte) Integration in ein Smart Energy Grid Teil der Forschungsarbeiten.

Blockheizkraftwerke erzeugen über das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung thermische und elektrische Energie mit einem hohen Wirkungsgrad. Ausgehend von einem Messmodell einer Power Conditioning Unit (PCU) des Industriepartners IAV GmbH und bekannten Konzepten mit 15kW aus der Fahrzeugtechnik sind auf Basis von Modellierungen Funktionsmuster aufgebaut und im Labor überprüft worden.

Die Ergebnisse wurden ferner auf eine neue Variante mit 1kW theoretisch und konstruktiv übertragen und deren Praxistauglichkeit exemplarisch für die Automobilindustrie an einem Prototypen überprüft. Neben der Ermittlung der Einsatzgrenzen unterschiedlicher Antriebstechnologien soll insbesondere eine geeignete Abstimmung der Systemkomponenten gefunden werden, bei der in diesem neuen Leistungsbereich eine optimale Energieeffizienz erreicht wird.

In diesem Artikel wird die Einbettung von  $\mu$ BHKW in den Rahmen lokaler sogenannter Micro Smart Energy Grids simulativ untersucht. Hierzu wird ein typisches Wohnhausszenario (vgl. Abb. 1) mit Quellen und Senken wie Solaranlage, Heizung, Boiler etc. genutzt, aber auch eine Doppelnutzung von  $\mu$ BHKW sowohl als Range Extender in einem Kfz als auch innerhalb des Wohnhausszenarios wird betrachtet.

Als konkreter Beitrag dieses Artikels wurde hierfür im Rahmen eines Master-Projektes zum Thema „Simulation des Netzverkehrs der Informationstechnologie im Smart Grid“ (SiNeIS) ein Simulationsmodell auf Smart Grid Ethernet-Netzwerkebene erstellt, in dem „intelligente“ Energiequellen und -senken untereinander kommunizieren. Die Simulation basiert hierbei auf dem Standard IEC 61850 (vgl. Abb. 3). Dort werden die Teilnehmer eines Smart Grids als Intelligent Electrical Devices (IEDs) behandelt. Das

zugehörige Kommunikationsmodell ist GOOSE. Im Rahmen von SiNeIS wurde das Simulationsframework OMNeT++ (OpenSim Ltd. 2018) für GOOSE erweitert und u.a.  $\mu$ pBHKW-Komponenten hinzugefügt, um damit das oben genannte Hausnetzzenario zu simulieren.

Im folgenden Kapitel werden kurz die Grundlagen des Smart Grid und der Kommunikation zwischen dessen Elementen vorgestellt. Es folgen das Beispielszenario für unser Simulationsmodell und die Vorstellung der neuimplementierten OMNeT++-Komponenten als Kernbeiträge dieses Artikels. Eine Zusammenfassung und ein Ausblick auf eine geplante Evaluation schließen den Artikel ab.

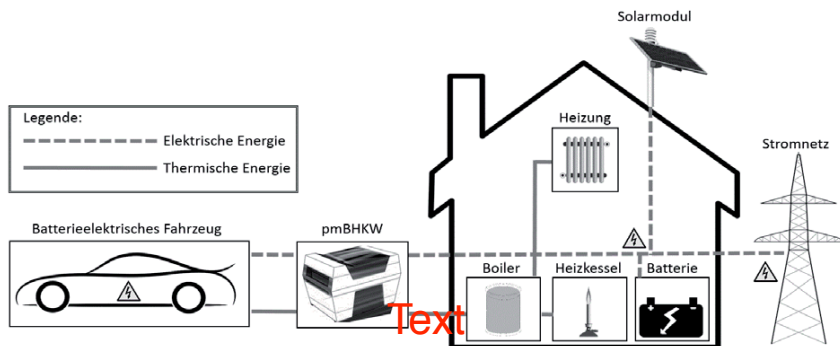


Abbildung 1. Schema Doppelnutzung pmBHKW (Rüscher et al. 2017)

## 2 Smart Grid: Grundlagen und Kommunikation

Zuerst wird ein Überblick über die Grundlagen des intelligenten Stromnetzes gegeben, um eine möglichst realistische Abbildung in der Simulation zu ermöglichen.

Das Smart Grid ist eine Weiterentwicklung des konventionellen Stromnetzes. Bei konventionellen Stromnetzen herrschen weitgehend hierarchische Strukturen, an wenigen zentralen Punkten wird Strom in großen Mengen erzeugt und über ein Verteilernetz an die Endverbraucher geleitet. Diese Struktur unterliegt Problemen bei Ausfällen: Fällt ein Verteilerknoten aus, können ganze Stadtteile ohne Strom dastehen, fällt ein Erzeuger aus, ganze Städte. Hier versucht das Smart Grid durch Struktur und großflächigen Einsatz von IT-Unterstützung einzugreifen.

Im Smart Grid werden lokale Microgrids aufgebaut. Diese umfassen eine Handvoll von Verbrauchern (Haushalte) sowie lokale Kleinerzeuger. Microgrids sind umfassend mit Informationstechnologie durchzogen, welche sowohl Erzeuger als auch Verbraucher steuert um die Netzstabilität zu erhalten. Weiterhin sind Microgrids untereinander sowohl elektrisch als auch informationstechnisch gekoppelt. So kann zwischen zwei Grids Strom gehandelt werden, wenn Überschuss in einem und Unterversorgung im anderen vorliegt.

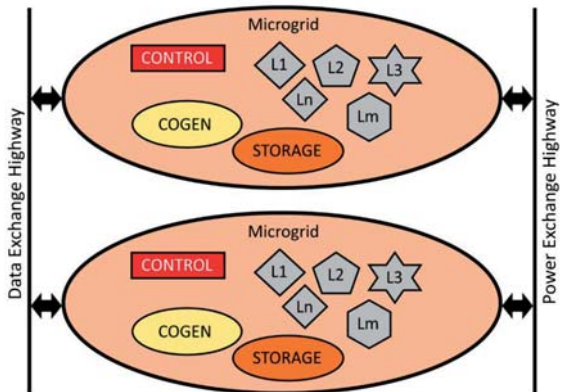


Abbildung 2. Struktur der Microgrids (Farhangi 2010)

Abbildung 2 verdeutlicht das Konzept. Das Microgrid umfasst eine Steuerung (Control), Erzeuger (Cogen), Speicherkapazitäten (Storage) und die Verbraucher (L1 ... Ln). Zwischen den Microgrids existieren IT-Verbindungen (Information Highway) und elektrische Leitungen (Electricity Highway). Die Peer-to-Peer-Architektur von Microgrids ermöglicht ein selbstregulierendes, resilientes System. Fallen die Erzeuger eines Microgrids aus, so sind nur die Verbraucher innerhalb des Microgrids betroffen, sollte keine Leistung aus anderen bezogen werden können.

Für die reibungslose Integration im Smart Grid muss die Kommunikation zwischen den Teilnehmern standardisiert werden. In der DKE-Normungsroadmap E-Energy/Smart Grids 2.0 werden dazu verschiedene Standardisierungsansätze vorgestellt. Hierbei kristallisiert sich der Standard IEC 61850 für die Kommunikation zwischen den Smart Grid Teilnehmern heraus.

Im Standard IEC 61850 (vgl. Abb. 3) werden die Teilnehmer des Smart Grids als Intelligent Electrical Devices (IEDs) umgesetzt. IEDs bilden komplette Geräte, z.B. Solaranlagen, ab, welche sich aus mehreren Logical Devices zusammensetzen. Logical Devices wiederum sind Teile der Geräte, zum Beispiel ein einzelnes Solarpanel. Zuletzt werden die einzelnen elektrotechnischen Komponenten wie z.B. Messgeräte oder Trennschalter in Logical Nodes innerhalb der Logical Devices dargestellt. So kann ein konkretes Teilgerät innerhalb des Netzes adressiert werden. Die Teilgeräte bieten Informationen in Form von klassischen Objekten mit Attributen an. Über Geräte-, Objekt- und Attributname stehen exakte Informationen über den Zustand des elektrischen Netzes an konkreten Messtellen zur Verfügung.

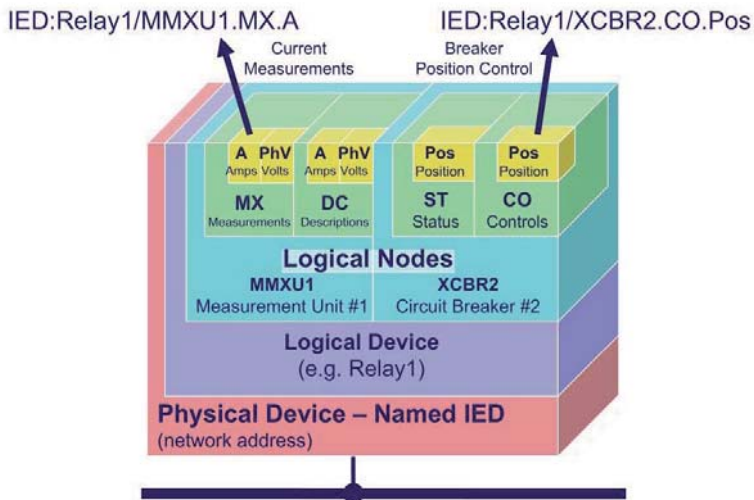


Abbildung 3. Aufbau von IEDs im Standard IEC 61850 (Mackiewicz 2011)

Das zugehörige Protokoll GOOSE spezifiziert den Datenaustausch zwischen den IEDs. GOOSE baut auf Ethernet-Ebene im OSI-Stack auf und nutzt VLANs zum Aufbau von Nachrichtenkanälen. Innerhalb eines VLANs kommunizieren die Teilnehmer ähnlich zu einem BUS, d.h. sämtliche Nachrichten werden als Multicast umgesetzt. Die Teilnehmer senden dabei regelmäßig oder bei bestimmten Ereignissen Zustandsmeldungen oder Steueranweisungen als GOOSE-Telegramme.

Zur detailgetreuen Simulation eines Microgrids muss dieser Standard innerhalb des Simulators umgesetzt werden. OMNeT++ bietet dazu lediglich eine veraltete Bibliothek an, welche zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Artikels nicht mehr funktionsfähig ist. Eine Anpassung an die aktuelle Version von OMNeT++ wurde versucht, war allerdings nicht erfolgreich. Somit wurde eine eigene Implementation von GOOSE erstellt.

### 3 Beispielszenario: Grundlage für zu entwickelnde Features

Im Folgenden soll das Beispielszenario erläutert werden, welches dem Team die Grundlage für die zu entwickelnden Features gab. Das Beispielszenario wurde möglichst realistisch entwickelt, weist aber einige Schwächen auf, auf die an den entsprechenden Stellen genauer eingegangen wird.

Grundlage des Szenarios ist eine imaginäre Nachbarschaft von zehn Häusern unterschiedlichen Modernisierungsgrades. Alle Häuser besitzen eine Solaranlage, ein  $\mu$ BHKW, einen Stromspeicher, eine Heizung und einen Wärmespeicher (vgl. Abb. 4). Zusätzlich misst ein Smart Meter den aktuellen Verbrauch und ermöglichen Trennschalter die Abschaltung von Haus und Solaranlage. Diese Zusammensetzung ist zur Zeit wenig realistisch, enthält allerdings sämtliche für unseren Forschungsansatz notwendigen Elemente.

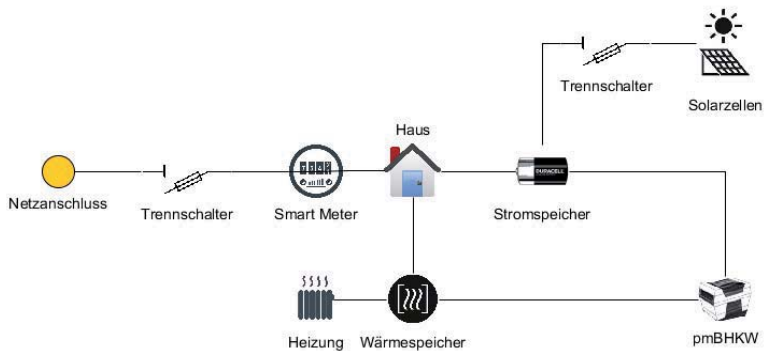


Abbildung 4. Elemente der Haus-Simulation

Das Haus im Netz stellt eine Zusammenfassung sämtlicher Verbraucher innerhalb des Hauses dar. Hierbei werden sowohl Strom als auch Wärmeverbrauch betrachtet, um die duale Nutzung des pmBHKW zu ermöglichen. Für den Verbrauch im Haus wurden die VDI-Norm 4655, Wetterdaten des DWD und Informationen über Häuser aus dem EnEV herangezogen. So besteht der Stromverbrauch aus dem Pro-Kopf Verbrauch, verteilt über die Referenzlastkurve aus VDI 4655. Der Wärmeverbrauch unterteilt sich in Transmissionswärmeverlust nach EnEV, abhängig von der momentanen Außentemperatur aus den DWD-Daten, sowie den Warmwasserverbrauch nach VDI 4655. Für die Hausgröße wurde eine durchschnittliche Wohnfläche von 150m<sup>2</sup> angenommen, als Wettergrundlage wurde eine Woche im September 2016 in Hannover verwendet. Die Hausgröße wurde in einer Umfrage des „Hausbau Blogs“ als durchschnittliche Wohnfläche von Neubauten ermittelt (Kalies 2018). Die Septemberwoche wurde aufgrund ihrer mäßigen Temperatur und Sonneneinstrahlung verwendet.

Auf der folgenden Seite sind eine Übersicht über Verbrauchs- und Erzeugerdaten der verschiedenen Häuser (Abb. 5), der Beispielstromverbrauch des ersten Hauses (Abb. 6) sowie der Transmissionswärmeverlust des ersten Hauses an einem frei gewählten Tag im Herbst (Abb. 7) dargestellt.

Hausart	Bewohneranzahl	Hausoberfläche (m <sup>2</sup> )	Transmissionswärmeverlust (W/K)	Stromverbrauch (kWh/a)	Stromverbrauch tägl. (kWh)	Heizkapazität (kW)	Wärmepuffergröße (in L)	max. Photovoltaik-Leistung (kW)	Speichergröße (kWh)
KfW 70	3	344,93	107,89	5250	14,38	4	220	3	3
KfW 55	4	421,3	108,53	7000	19,18	4	220	4	4
KfW 40	5	366,63	74,21	8750	23,97	3	165	2	2
EnEV	3	392,82	144,56	5250	14,38	6	330	3	3
KfW 70	2	360,45	112,75	4000	10,96	4	220	3	3
KfW 55	1	427	110	2000	5,48	4	220	4	4
KfW 40	4	396,99	80,35	7000	19,18	3	165	3	3
EnEV	3	589,86	217,07	5250	14,38	8	440	7	7
KfW 70	4	371,59	116,23	7000	19,18	5	275	3	3
KfW 55	2	382,98	98,66	4000	10,96	4	220	3	3

Abbildung 5. Auszug aus Verbrauchstabelle des Beispielszenarios.

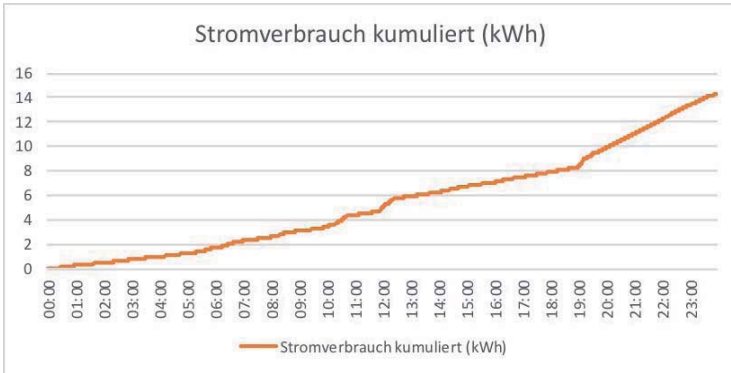


Abbildung 6. Beispielstromverbrauch Haus 1 nach Referenzlastkurve ÜWH aus VDI 5655.

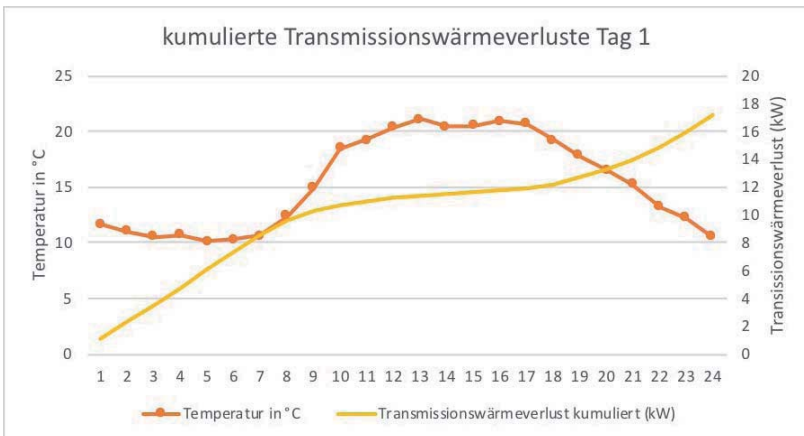


Abbildung 7. Beispielwärmeverlust Haus 1 nach EnEV, Oberflächenberechnung (Abb. 5) und Temperaturverlauf am 23.09.2016 in Hannover (DWD).

Die Erzeuger innerhalb des Microgrids orientieren sich an Durchschnittswerten und Best Practices. So erzeugen die Solarzellen im Schnitt bis zu 100 Watt auf 1m<sup>2</sup> Solaranlage, generell wurde die Hälfte der Dachfläche für Solaranlagen veranschlagt. Als Abschätzung zur Energiegenerierung wird das Verhältnis der Sonnenminuten pro Stunde mit der Maximalleistung der Solaranlage multipliziert. So erzeugt eine PV-Anlage mit max. 4 kW Leistung in einer Stunde mit 30 Minuten Sonneneinstrahlung 2 kWh Strom. Diese Annahme ist sehr ungenau, so wird z.B. die Sonnenintensität, welche die PV-Leistung beeinflusst, dabei vernachlässigt. Vermutlich ist dadurch die Solarleistung höher als real. Da das Szenario lediglich als Feature-Grundlage dient, beeinflussen diese und auch andere Ungenauigkeiten die Arbeit nicht negativ.

Für das pμBHKW wird die in Messreihen bestätigte Maximalleistung von 2,1 kW elektrisch/6 kW thermisch veranschlagt. Hierbei wird der duale Charakter als Strom-

und Wärmereizeuger innerhalb des Hauses beachtet. Die Wärmeleistung ist direkt an die elektrische Leistung gekoppelt. Innerhalb des Szenarios wird das  $\mu$ BHKW allerdings thermisch geführt, also anhand der benötigten thermischen Leistung gesteuert.

Neben dem  $\mu$ BHKW sind im Haus ein Wärmespeicher und eine Heizung im Einsatz. Die Heizung ist dabei nach EnEV dimensioniert, der Wärmespeicher nach der Faustregel von 55 Liter Wasser pro kW Heizleistung.

Das Microgrid wird von einem zentralen Controller gesteuert. Dieser hat die Aufgabe den Eigenverbrauch des Microgrid zu decken. Hierzu kann der Controller das Microgrid jederzeit mit dem restlichen Stromnetz verbinden oder davon trennen. Existiert eine lokale Überproduktion, werden zuerst die lokalen Energiespeicher gefüllt, bevor Erzeuger abgeschaltet werden. Eine Einspeisung von Strom in das restliche Stromnetz findet nicht statt.

#### 4 Umgesetzte Features im Master-Projekt SiNeIS

Basierend auf dem zuvor vorgestellten Szenario wurde von der studentischen Arbeitsgruppe der eigentliche Simulator auf Basis von OMNeT++ (OpenSim Ltd. 2018) erstellt. OMNeT++ ist ein in C++ implementiertes, eventbasiertes Simulationsframework für Netze. Mögliche Anwendungszwecke umfassen die Simulation von herkömmlichen Computernetzen (mittels INET-Framework) bis hin zu Verkehrssimulationen (mittels SUMO). Das Framework ist Open-Source und gut dokumentiert (Pump et al. 2017).

SiNeIS teilt sich in drei Komponenten auf: die Implementation des IEC 61850, die selbst implementierten Logiken für Smart-Grid-Teilnehmer und die Anpassungen an OMNeT++-Komponenten für eigene Zwecke.

Die Implementation des IEC 61850 besteht aus mehreren Teilen (vgl. Abb. 8). Die Logik der IEDs wird innerhalb der IEDLogic abgebildet. Hierfür kann von einer Basisklasse geerbt werden, welche die notwendigen Methoden definiert und die Integration in OMNeT++ vereinfacht. Für die Kommunikation über das GOOSE-Protokoll wurde die gooseApp erstellt, welche für die richtige Umwandlung zwischen GOOSE-Nachricht und Events in der IEDLogic vermittelt. Weiterhin sorgt die gooseApp für die Einhaltung der im Protokoll vorgeschriebenen regelmäßigen Sendeintervalle. Zur einfachen Verwendung werden Objekte der beiden Klassen in einem IED-Modul zusammengefasst, welches als Teilnehmer in eine Netzwerkbeschreibung (aus OMNeT++) eingefügt werden kann. Für die Implementation eines neuen IEDs muss so nur eine neue IEDLogic erstellt werden, das nötige Rahmenwerk zur Einbettung in ein Smart Grid besteht bereits.

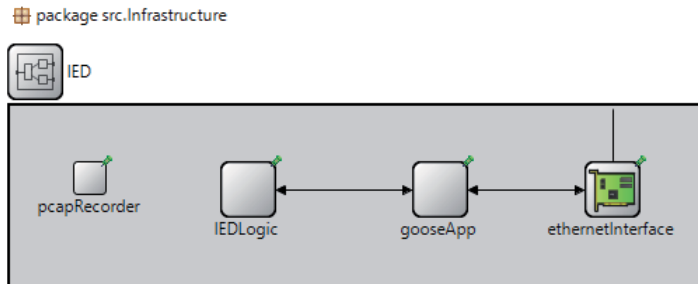


Abbildung 8. Aufbau des IED-Modules für OMNeT++.

Von der IEDLogic-Klasse leiten sich wiederum die eigentlichen Smart Grid-Teilnehmer ab. So wurden z.B. eine rudimentäre Batterie, ein Smart Meter und ein  $\mu$ BHKW implementiert (vgl. Abb. 9). Die IEDs stellen alle, wie im IEC 61850 vorgeschrieben, ihre Betriebsdaten wie z.B. den Ladezustand periodisch per GOOSE zur Verfügung, sodass der Controller das Microgrid überwachen kann. Weiterhin können die IEDs auch Nachrichten des Controllers verarbeiten um Steuerbefehle umzusetzen, sodass z.B. der Trennschalter geöffnet oder geschlossen werden kann.

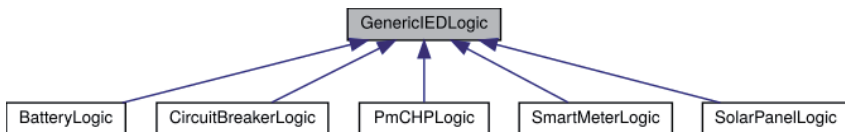


Abbildung 9. Verschiedene implementierte IEDs zur Verwendung im Beispielszenario.

Für die Nutzung von GOOSE-Nachrichten war eine eigene Implementation von VLANs auf Ethernet-Ebene notwendig. Im INET-Framework sind bereits Switches enthalten, welche allerdings keine VLANs unterstützen. Hierfür mussten eigene Adresstabellen dem Switch aus INET hinzugefügt werden, welche die Übersetzung zwischen VLANs und MAC-Adressen erlauben. Zwischen den IEDs und den GOOSE-fähigen Relays können die von INET mitgelieferten Verbindungen genutzt werden.

Zuletzt wurde ein eigener PcapRecorder erschaffen, der es ermöglicht den Netzverkehr auf Ethernetebene mitzuschneiden und im .pcap-Format abzuspeichern. Diese Dateien können anschließend von üblichen Werkzeugen wie z.B. Wireshark verarbeitet werden.

Für die Umsetzung des Beispielszenarios werden alle Komponenten über eine Network-Description miteinander verbunden und mittels einer Konfigurationsdatei genauer parametrisiert. Hierbei kommen sowohl die programmatischen Komponenten aus der eigenen Implementierung als auch die aufbereiteten Daten aus dem Szenario zum Einsatz. So können zugrunde liegende Werte, wie z.B. der Energieverbrauch (vgl. Listing 1 Zeile 30) eines Hauses einfach geändert werden.



```
00 [General]
01 network = MicroGrid
02 image-path = "../images"
03 eventlog-file = "results/events.log"
04
05 **.csmacdSupport = false
06 **.interfaceTableModule = ""
07
08 # Smart Grid controller
09 **.gridController.controllerGOOSEApp.tickInterval = 1s
10 **.gridController.controllerGOOSEApp.vlan = 0
11 **.gridController.hasPcapRecorder = true
12 **.gridController.pcapRecorder.pcapFile = "results/MicroGrid.pcap"
13
14 # Main circuit breaker
15 **.main_circuit_breaker.IEDLogicType = "CircuitBreakerLogic"
16 **.main_circuit_breaker.gooseApp.vlan = 0
17 **.main_circuit_breaker.id = "circuit_breaker_main"
18 **.main_circuit_breaker.IEDLogic.type = "Main"
19 **.main_circuit_breaker.IEDLogic.closed = true
20 **.main_circuit_breaker.hasPcapRecorder = true
21 **.main_circuit_breaker.pcapRecorder.pcapFile = "results/CircuitBreaker.pcap"
22
23 # House 1
24 **.house1.numIeds = 6
25 **.house1.ied[*].gooseApp.vlan = 1
26
27 **.house1.ied[0].IEDLogicType = "SmartMeterLogic"
28 **.house1.ied[0].tickInterval = 60s
29 **.house1.ied[0].IEDLogic.consumptionCurveFilePath =
    "../Data/defaultConsumer.csv"
30 **.house1.ied[0].IEDLogic.powerConsumptionPerDay = 14.3835616438kWh
31 **.house1.ied[0].id = "smart_meter_house1"
32 **.house1.ied[0].hasPcapRecorder = true
33 **.house1.ied[0].pcapRecorder.pcapFile = "results/House1IED1.pcap"
```

Listing 1. Auszug aus der Konfiguration des Beispielszenarios.

Eine Veröffentlichung der selbstimplementierten OMNeT++-Komponenten wurde diskutiert, zum Zeitpunkt dieses Artikels allerdings noch nicht umgesetzt.

Während der Simulation stehen die vollen Funktionalitäten von OMNeT++ zur Verfügung. So kann der Simulator mit zwei verschiedenen GUIs oder in der Kommandozeile betrieben werden. Informationen über Teilnehmer, z.B. Erzeugerleistung der PV-Anlage, werden kontinuierlich über das Eventlog aufgezeichnet.

Abbildung 10 zeigt die Oberfläche der Simulation während eines Testlaufes. Auf der linken Seite ist die Übersicht über den Netzwerkaufbau mit aktuellen Parametern aufgelistet. Die rechte Seite zeigt das Eventlog, in welchem alle Nachrichten und Meldungen der Netzwerkkomponenten erfasst werden. Der mittlere Bereich visualisiert das Netzwerk und die übertragenen Nachrichten.

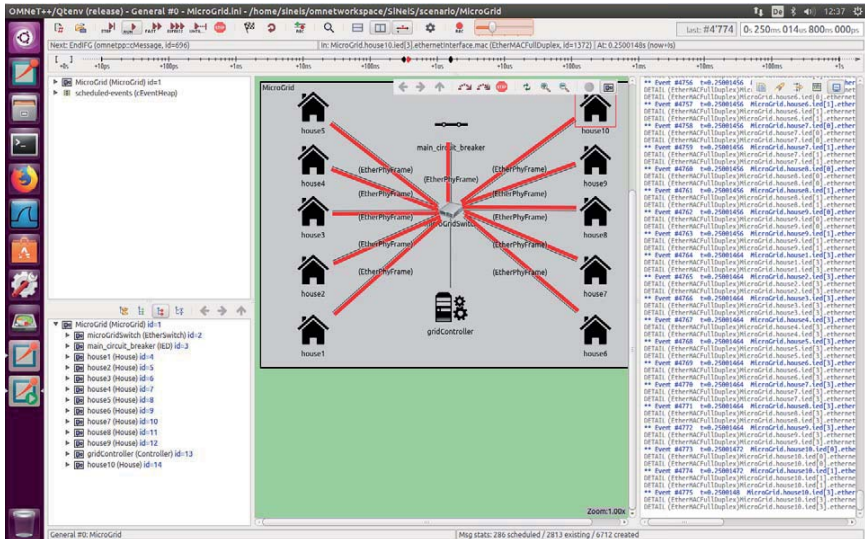


Abbildung 10. Grafische Benutzeroberfläche von OMNeT++ mit SiNeIS.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

In dem Master-Projekt „Simulation des Netzverkehrs der Informationstechnologie im Smart Grid“ (SiNeIS) wurde eine Simulation der Einbindung portabler mikro-Blockheizkraftwerke ( $\mu$ BHKWs) in ein Smart Energy Grid ermöglicht. Dazu wurde das Simulationsframework OMNeT++ um Intelligent Electrical Devices (IEDs) sowie das Kommunikationsprotokoll GOOSE gemäß dem Standard IEC 61850 erweitert. Ausgehend von einem Beispielszenario, Verbrauchsdaten nach EnEV und VDI-Norm 4655 sowie Messdaten der  $\mu$ BHKW-Prüfstände der Hochschule Hannover wurden erste Simulationen durchgeführt.

Im nächsten Schritt müssen die Ergebnisse der Simulation im Vergleich mit realen Daten validiert werden. Dazu stehen wir im Kontakt mit lokalen Energieversorgern, um anonymisierte Nutzungsdaten zu erhalten. Schließlich soll der im Master-Projekt entstandene Simulator eingesetzt werden, um mögliche Betriebsstrategien für  $\mu$ BHKWs im übergeordneten Forschungsschwerpunkt „Skalierbarkeit mobiler mikro-Blockheizkraftwerke“ zu evaluieren.

## Danksagung

Dieses Projekt wird von der VolkswagenStiftung und dem Niedersächsischen Ministerium für Wissenschaft und Kultur im Rahmen des Forschungsschwerpunktes „Skalierbarkeit mobiler mikro-Blockheizkraftwerke“ unterstützt (FKZ VWZ2891). Wir danken den Studierenden des Master-Projektes sowie unseren Kollegen und Kolleginnen aus dem Forschungsschwerpunkt und dem Institut für Konstruktionselemente, Mechatronik und Elektromobilität (IKME) für ihre Unterstützung und gute Kooperation.

**Literaturangaben**

- Schöner, D.; Pump, R.; Rüscher, H.; Koschel, A.; Ahlers, V. (2018): Providing a sustainable, adaptive IT infrastructure for portable micro-CHP test benches. In O'Jacques, B.; Hitzelberger, P.; Naumann, S.; Wohlgemuth, V. (Hg.): From Science to Society (Proceedings of EnviroInfo 2017). Progress in IS, S. 297–307. Springer International Publishing, Cham.
- Pump, R.; Koschel, A.; Ahlers, V.: (2018): On microservices in smart grid capable pmCHP. In Koschel, A.; Klink, J.; Hausotter, A. (Hg.): SERVICE COMPUTATION 2018: The Tenth International Conference on Advanced Service Computing. S. 30–35. IARIA.
- Rüscher, H.; Bitner, D.; Saul, D.; Guwy, A.; Premier, G.; Gusig, L-O. (2017): Application scenarios for a dual use of a portable micro-CHP unit in a BEV and building. Sustainability in Energy and Buildings: Research Advances 6(1), S. 14–19.
- IEC 61850: Standard IEC 61850: Communication networks and systems for power utility automation. International Electrotechnical Commission, Genf.
- Mackiewicz, R. (2011): IEC 61850 Tutorial. UCAIug 2011 Summit Meeting, Austin, TX.  
[http://www.ucaiug.org/meetings/austin2011/shared%20documents/iec\\_61850-tutorial.pdf](http://www.ucaiug.org/meetings/austin2011/shared%20documents/iec_61850-tutorial.pdf), zuletzt aufgerufen am 26.04.2018.
- Farhangi, H. (2010): The path of the smart grid. IEEE Power and Energy Magazine 8(1), S. 18–28.
- Kalies, A. (2018): <http://www.haus-bau-blog.de/hausbau-planung/hausbau-deutschland-neubau-einfamilienhaus/>, zuletzt aufgerufen am 26.04.2018.
- OpenSim Ltd. (2018): <https://www.omnetpp.org/>, zuletzt aufgerufen am 26.04.2018.
- Pump, R.; Rüscher, H.; Schöner, D.; Saul, D.; Ahlers, V.; Koschel, A. (2017): Simulation des Netzverkehrs der Informationstechnologie im Smart Grid. In Wittmann, J. (Hg.): Simulation in den Umwelt- und Geowissenschaften (Workshop Berlin 2017). ASIM Mitteilung AM 163, S. 85–96. Shaker, Aachen.