

En
Bachergie

Swiss2G Measurement Concept Phase 1

Deliverable T1.2

30. Sept 2010

(Revision 28.11.2011)

Swiss2G deliverable T1.2 of WP1

- WP1: Set-up and site selection
- T1.2: Grid measurement including instructions, specification and purchase of required instrumentation.

Das Projekt Swiss2G ist in Phasen aufgeteilt.

Swiss2G Projekt

Vorarbeiten: Juli 2009- Juni 2010

Phase 1: Juli 2010 – Okt. 2011

Phase 2: Nov. 2011 – Anfangs 2013

Projektziele

- Optimaler Einsatz verteilter Erzeuger, Verbraucher und Speicher
 - angeschlossen im 400V-Verteilnetz
- Dezentral einsetzbarer Algorithmus
 - in Elektroauto, in Waschmaschine, in Boiler, etc.
- Stromsystem
 - lokale, regionale, nationale und Systemstabilität erhalten
- Systemlösung
 - skalierbar, konfigurierbar, offen
 - tiefe, verteilte Zusatzkosten; hoher ökonomischer Nutzen
 - so wenig bidirektionale Kommunikation mit Zentrale wie möglich

Projektpartner (Leiter: KWO)

Co-funding institutions

- Swiss Federal Office of Energy
- Swiss Electric (Research)

Swiss partners

- SUPSI
- KWO
- BFH
- Battery Consult Sagl
- drivetek AG
- BACHER ENERGIE AG

Contents



Situation & Goals

European Power System

Power Frequency Control

Limits/Goals of electricity
grid

Voltage Phase Angle

Swiss2G Concept

Measurement Concept

Metering device and results

Appendix

Ausgangslage und Zielsetzung



Situation & Goals

- Der Klimawandel und das allmähliche Ausgehen der fossilen Energieträger bestimmen die Zukunft sowohl der Stromproduktion als auch der Mobilität
- Bei der Stromproduktion wird der Anteil der neuen erneuerbaren Produktionsanlagen in den nächsten Jahren markant zunehmen - in der Mobilität der Anteil der Plug-In-Hybridfahrzeuge bzw. Elektromobile
- Die Stromeinspeisung durch Batterie der Plug-In-Hybridfahrzeuge und Elektromobile, die „Vorspeicherung“ von Energie in Kühlschränken, die Verzögerung des Waschens mit Waschmaschinen etc. kann dabei auch für die intelligente, kontrollierte Nutzung des Netzes verwendet werden.
- Bei einer steigenden Anzahl von Elektrofahrzeugen wird es deshalb immer wichtiger, dass die Batterie „zum richtigen Zeitpunkt das Richtige macht“. Analoges gilt für Haushalts- und Industriegeräte mit eingebauter Stromnutzung-Intelligenz.



Beispiel einer zentralen Frage: Zu welchem Zeitpunkt soll eine Batterie Strom ins Netz einspeisen und wann soll sie sich aufladen, damit die Netzversorgungssicherheit in Zukunft gezielt erhöht wird?

Um solche Fragen zu beantworten, muss zuerst die Funktionsweise des heutigen Stromsystems verstanden werden. Darauf kann ein zukünftiges, verteiltes System aufgebaut werden.

Swiss2G: Von zentralen Ansätzen hin zur Dezentralität



Situation & Goals

Der Wechsel von der bisherigen Zentralität im Kontrollieren und Steuern des Netzes auf dezentrale Systeme wirft viele neue Fragen auf

Die wachsende Durchdringung des Strommarktes durch verteilte Energieresourcen (erneuerbare Energien, aktive Konsumenten, verteilte Speicher) im Laufe der nächsten Jahrzehnte wird von einem Wandel weg von zentralen hin zu dezentralen Strukturen begleitet



Der Swiss2G-Ansatz versucht Dezentralität in den Vordergrund zu stellen. Es stellen sich viele Fragen:

- Wie kann das bisherige zentrale Netzregelungs- und Versorgungssicherheitskonzept durch regionale, lokale, dezentrale Steuerungsstrukturen ergänzt bis sogar ersetzt werden?
- Welche Informationen braucht eine lokale, dezentrale Intelligenz bei den stromverbrauchenden und –erzeugenden Geräten?
- Wie weit braucht ein dezentrales Konzept noch bidirektionale Kommunikation zu „dezentral organisierten Chefs“?

Netzausregelung heute: Die 5 europäischen Verbundsysteme

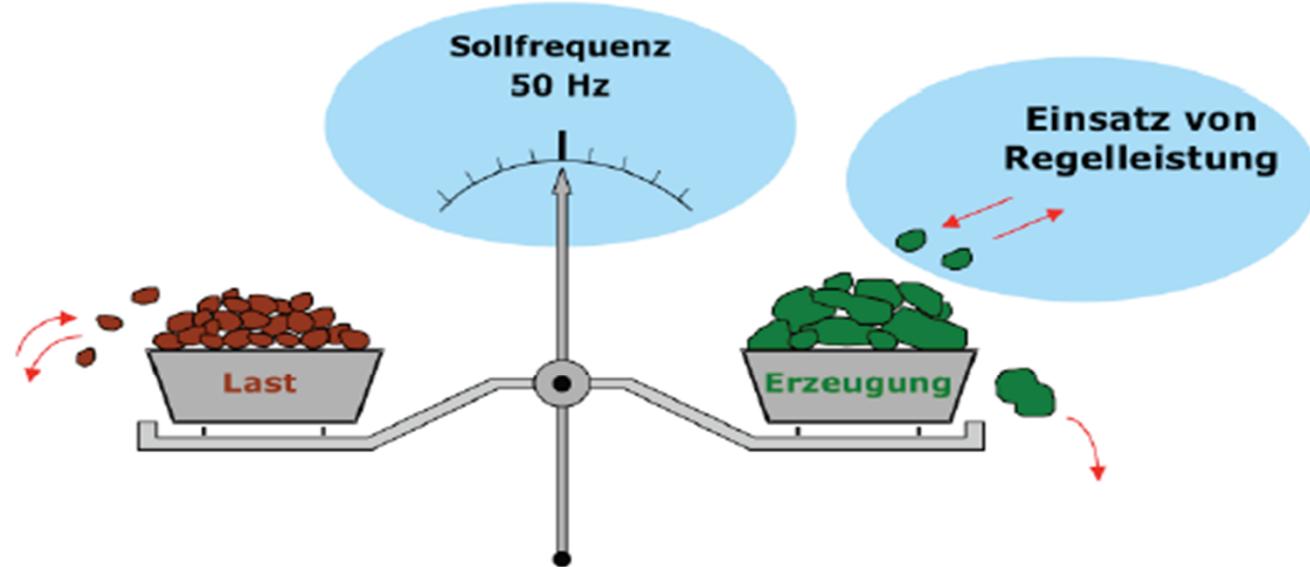
European Power System

Das europäische Stromnetz ist in fünf autarke Verbundsysteme unterteilt. Innerhalb eines Verbundsystems gibt es überall die gleiche Systemfrequenz

Verbundsysteme	Bemerkungen
	<ul style="list-style-type: none">• Das Energieübertragungsnetz ist in Europa in die folgenden fünf Verbundsysteme aufgeteilt<ul style="list-style-type: none">• ENTSOE (ehemalig UCTE)• IPS/UPS• NORDEL• UKTSOA• ATSOI• Ein solches Verbundsystem funktioniert vollkommen autark., d.h. innerhalb eines Verbundsystems<ul style="list-style-type: none">• muss stets ein Gleichgewicht zwischen produzierter (Kraftwerke) und verbrauchter Leistung (Kunden & Netzverluste) herrschen• müssen gewisse Normen (z.B. Amplitude der Spannung, etc.) eingehalten werden• In einem synchronen Verbundsystem ist im Normalzustand an allen Netzknoten die Systemfrequenz identisch.



Entso-e-Ziele: Der Frequenzmittelwert muss über die Zeit gesehen bei exakt 50 Hz liegen; die absoluten Schwankungen sollen normalerweise max. 0.2 Hz betragen
Das Halten von 50Hz ist ein Balance-Akt zwischen Verbrauchs- und Erzeugungsveränderungen in jeder Regelzone



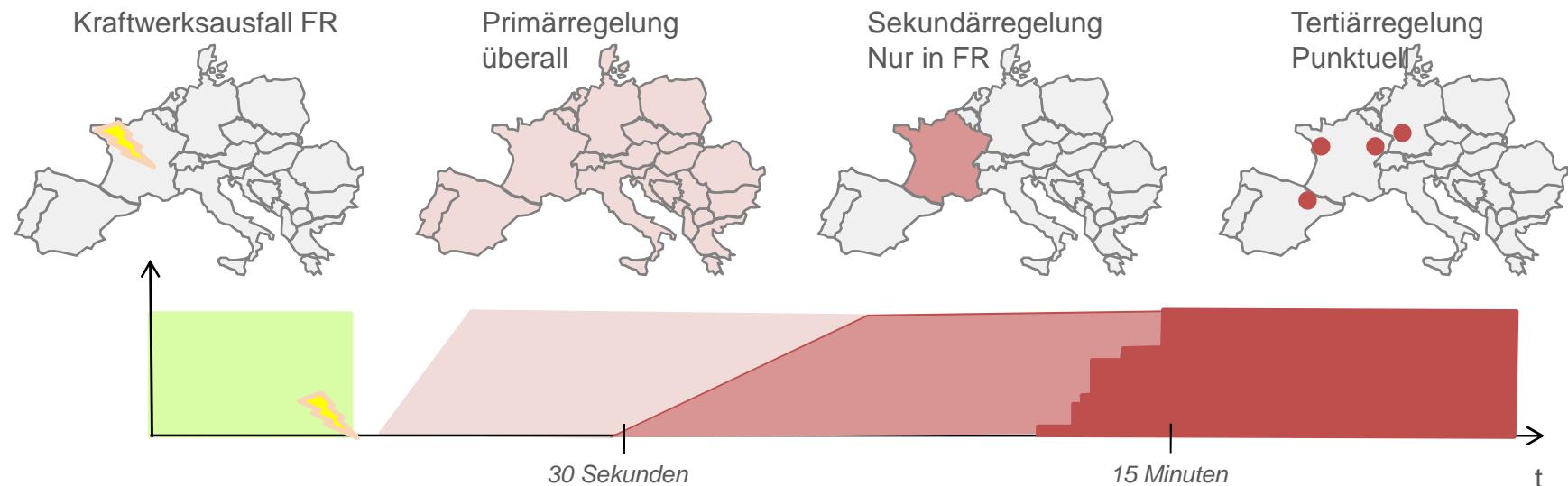
Lastrauschen
Prognoseabweichung
Ausfall Last

Ausfall Erzeugungseinheit
Prognoseabweichung (Wind!)

System heute: Frequenzleistungsregelung



Nach einem KW-Ausfall (z.B. in FR) helfen zuerst alle Kraftwerke in Europa das Einspeisedefizit zu beheben; danach wird das Problem schrittweise wieder lokal gelöst



Primärregelung

- Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb von Sekunden

Sekundärregelung

- Dient zur Wiederherstellung des gewollten Energieaustausches

Tertiärregelung

- Wird vor allem bei längeren Ausfällen eingesetzt, so dass die Sekundärregelreserve für einen allfälligen weiteren Einsatz wieder zur Verfügung steht
- Ist ein Teil des Intraday-marktes

Quelle: Swissgrid

System heute: Primärregelung



Schnelle Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch nach Störeinwirkungen





Die Sekundärregelung dient zur Wiederherstellung des gewollten Energieaustausches

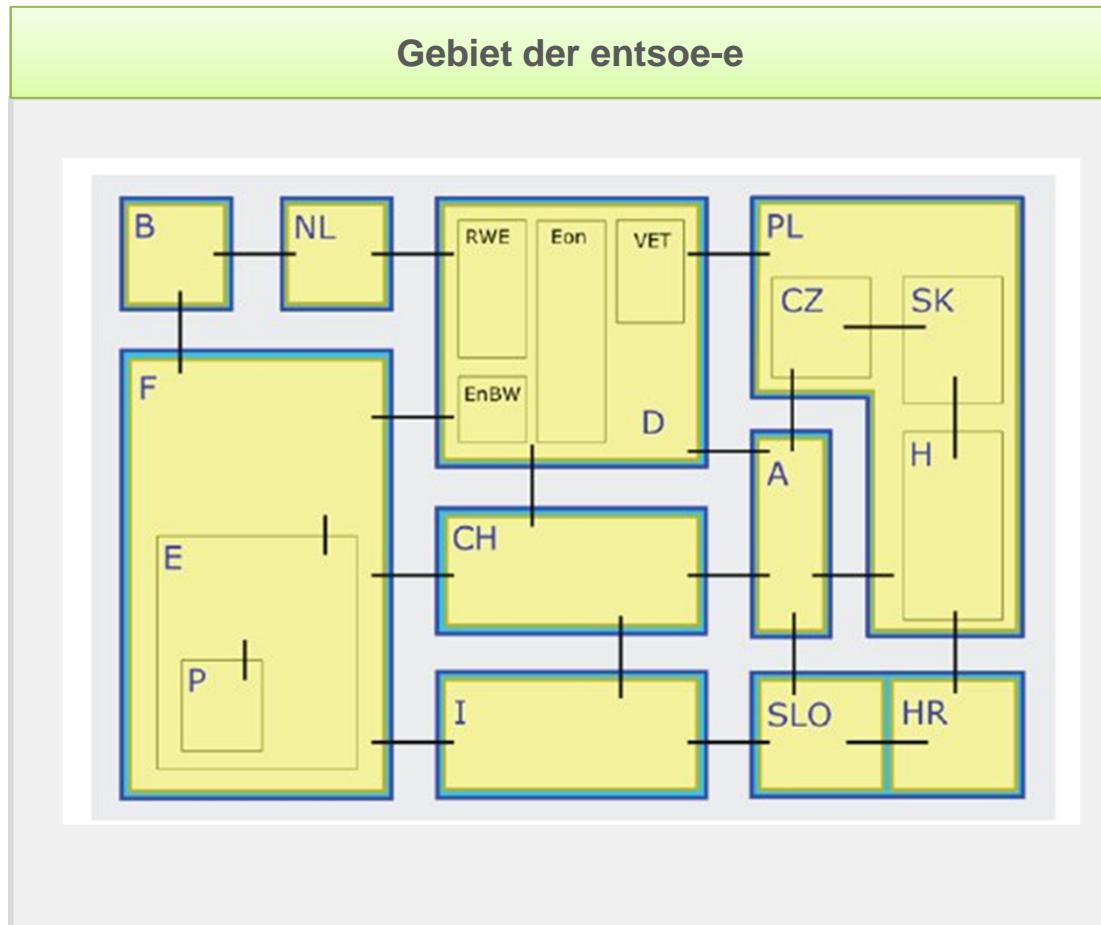


- Einhaltung des gewollten Energieaustausches einer Regelzone mit den anderen Regelzonen im ENTSOE-Verbund bei gleichzeitiger integraler Stützung der Frequenz
- Area Control Error (ACE).
- Der ACE ist ein synthetischer d.h. berechneter Wert
- ACE = fkt.(Leistungsdifferenz zwischen wirklichem und geplantem Austausch aus bzw. in die Regelzone, Differenz zwischen aktueller Frequenz und Sollfrequenz (50 Hz), Tiefband)
- Im Falle eines Ungleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch wird Sekundärregelleistung durch den zentralen Netzregler automatisch bei den eingebundenen Kraftwerken abgerufen
- Hierzu müssen die Stellwerte von Kraftwerken und von Austauschprogrammen angepasst werden
- Für das Vorhandensein der Sekundärregelung ist das Land zuständig, in dem der Fehler aufgetreten ist (in unserem vorherigen Beispiel also Frankreich)
- 2008 betrug der schweizerische Sekundärregelenergieleistungsbedarf 350 MW sowohl für positive als auch negative Schwankungen (Quelle: Swissgrid)

Die Regelzonen in der entso-e (ucte)



Entso-e vereinigt viele Netzbetreiber in Europa



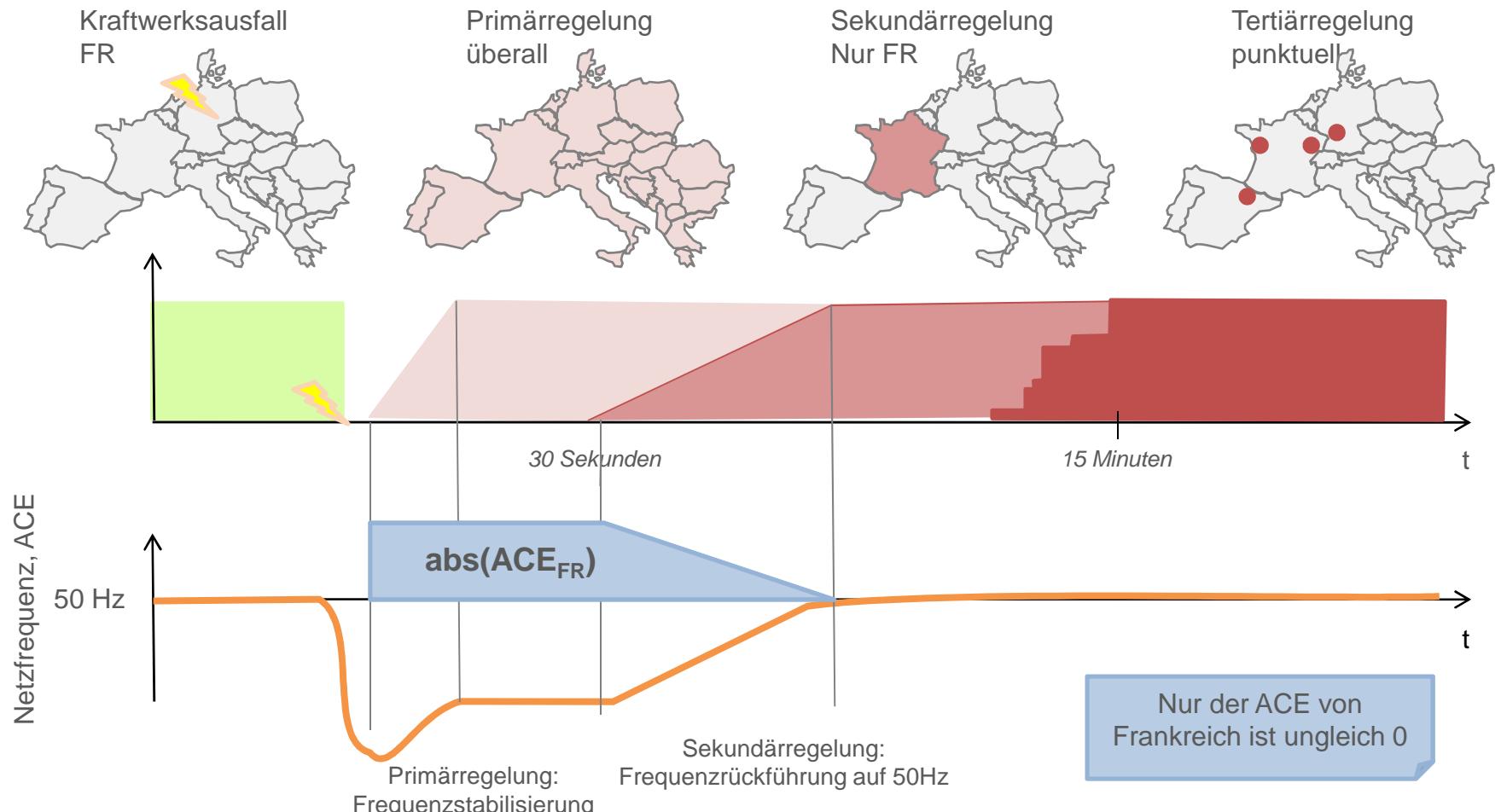
Bemerkungen

- Im Gebiet der entso-e sind heute Regelzonen mit teilweise Unter-Regelzonen festgelegt.
- Jede Regelzone führt die Sekundärregelung durch.
- Regelzonen sind über (oft schwache) Netze miteinander verbunden.
- Normalerweise sind die Übertragungsnetze innerhalb einer Regelzone aber nicht überlastet

System heute: Frequenzverhalten bei Grossstörungen (schematisch)



Solange die Sekundärregelung noch nicht zu 100% aktiviert ist, gibt es nach einem Störfall im Energienetz eine Frequenz, die von 50Hz abweicht



System heute: Heisst Unterfrequenz, dass stets überall Leistung eingespeist werden soll? NEIN



Mit dem heutigen Netzbetrieb bedeutet eine Unterfrequenz nicht automatisch, dass in jeder Regelzone mehr Leistung ins Netz eingespeist werden muss

Primärregelung (überall)



Sekundärregelung (nur FR)



Tertiärregelung (punktuell)



Frequenz und ACE

- Mit dem Ausfall des KWs in Frankreich (FR) sinkt die Netzfrequenz sofort
- Hat die Primärregelung leistungsmässig den KW-Ausfall kompensiert, pendelt sich die Netzfrequenz auf einem tieferen Niveau ein
- Der ACE von FR wird sofort mit dem KW-Ausfall ungleich „0“, alle anderen ACE im ENTSOE-Netz bleiben 0

Elektroauto

- Die Batterie der Elektroautos, die am Stromnetz hängen, können durch kurzfristige Energieeinspeisung nach einem Frequenzabfall mithelfen, die Netzfrequenz im ENTSOE-Netz auf einem Frequenzniveau unter 50 Hz zu stabilisieren

Sekundärregelung (nur FR)

- Durch die Aktivierung zusätzlicher Kraftwerksleistung in der fehlerverursachenden Regelzone beginnt die Netzfrequenz zu steigen
- Kompensiert die neue dazu geschaltete Kraftwerksleistung vollständig die ausfallene Kraftwerksleistung in der franz. Regelzone, so ist die Netzfrequenz wieder 50 Hz und der ACE von Frankreich wie alle anderen ENTSOE-ACE „0“

Tertiärregelung (punktuell)

- Die europäische Netzfrequenz beträgt wieder 50Hz
- Der ACE in allen europäischen Regelzonen ist wieder bei „0“

- Die Elektroautos würden im Ruhezustand verharren

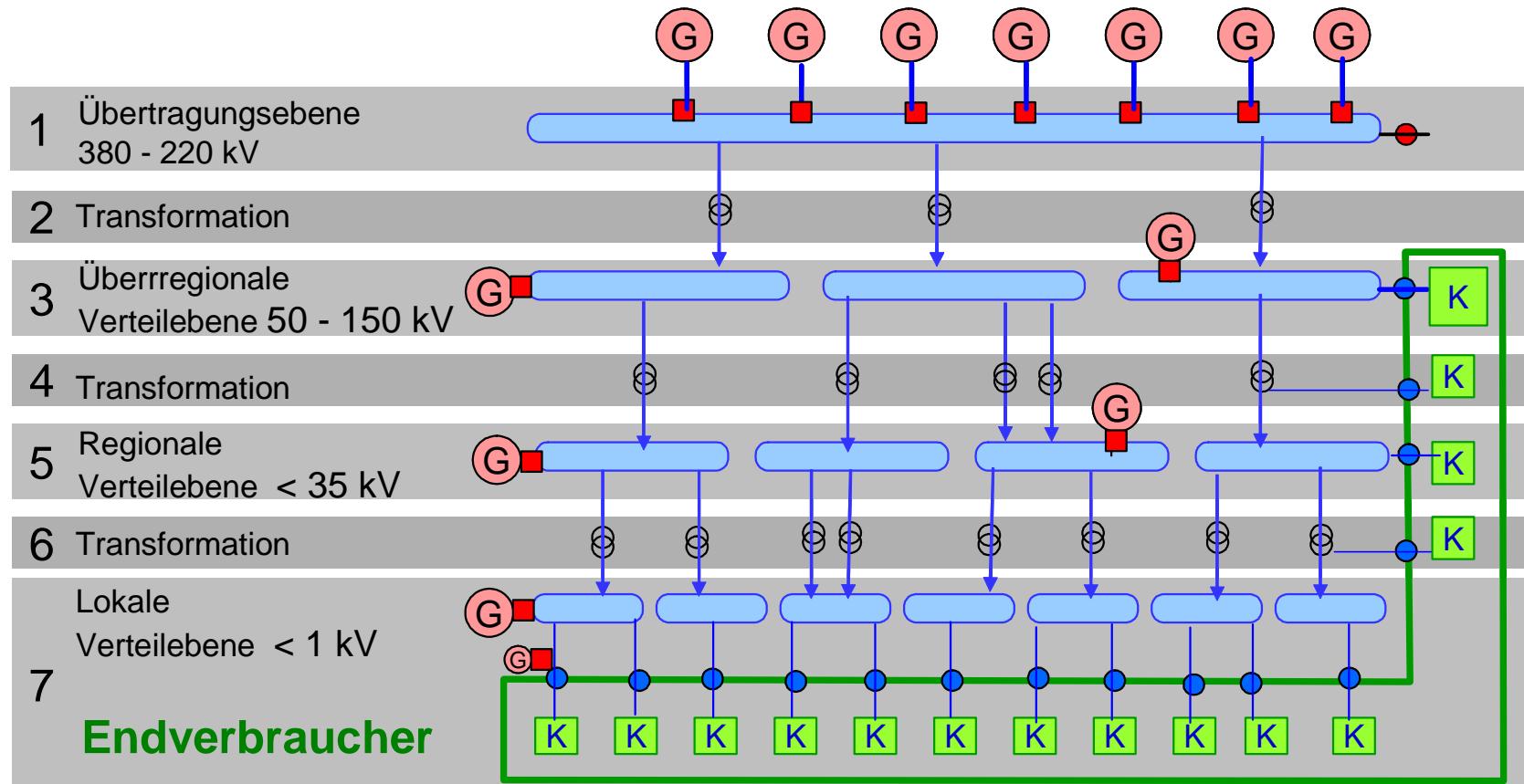
Das Netzbasierte Stromsystem heute



Limits/Goals of
electricity grid

Aus Netzsicht setzt es sich aus sieben Ebenen zusammen. Ebene 1 und 2 gehören zur Übertragungsebene, alle anderen sind Verteilnetzebenen

Gros der Produktion



Limiten des netzbasierten Stromsystems



Limits/Goals of
electricity grid

Die max. durch eine Leitung fliessende Leistung wird durch den Strom begrenzt, der bei einem ohmschen Widerstand zu Verlustwärme führt

Energieübertragung

Energieverteilung

Thermische Limite

- Das schwächste Element bei einer Leitung / einem Kabel (z.B. Trenner) ist die thermische Limite. Viele im Verteilnetz angeschlossene Elektroautos (EV) und Erzeuger können zu hohen Übertragungsnetzflüssen führen, sowohl im Lade- wie auch im Einspeisemodus von EV.

- Eine Freileitung kann kurzfristig im Notfall für einige Minuten wegen der thermischen Trägheit oberhalb der thermischen Limite betrieben werden.
- Speziell der ungeplante Ausfall einer Leitung kann bei anderen Leitungen hohe Ströme bewirken, die gegen oben begrenzt sein müssen.

Spannungsgrenzen

- Spannungen müssen im Normalbetrieb an den Sammelschienen innerhalb von +/- 5% der Nennspannung liegen

- Da ein Kabel durch Überbeanspruchung schneller altert und zudem wesentlich teurer als eine Freileitung ist, wird keine kurzfristige Überbeanspruchung erlaubt.

- Die Spannung am Hausanschluss muss 230V +/- 10 % betragen

Model of flows in electricity lines using voltage phase angles, voltage magnitudes and line parameters



The flows between two connected nodes k and m of the grid can be modelled with high accuracy

Assumptions

- Assumption: perfect 50 Hz voltage and current signals
- Active (P_{km}) and reactive (Q_{km}) power flow between nodes k and m; The flows can be modelled as a non-linear combination of phase angles (Φ_{km}) between voltages at nodes k and m and the voltage magnitude V_k and V_m at the nodes k and m.
- g_{km} and b_{km} and b_{km}^{sh} are line model parameters of a line between nodes k and m.

Equations

$$P_{km} = U_k^2 g_{km} - U_k U_m g_{km} \cos \phi_{km} - U_k U_m b_{km} \sin \phi_{km}$$

$$Q_{km} = -U_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + U_k U_m b_{km} \cos \phi_{km} - U_k U_m g_{km} \sin \phi_{km}$$

Example values

$$g_{km} + j b_{km} = 1/(r_{km} + j x_{km}) = (r_{km} - j x_{km}) / (r_{km}^2 + x_{km}^2)$$

380 kV Transmission Grid: $r_{km} + j x_{km}$

$= 0.03 + j 0.26 \Omega/km$ pro Leiter

0.6/1kV Distribution Grid (Cu, 95mm²): $r_{km} + j x_{km}$

$= 0.2 + j 0.08 \Omega/km$ pro Leiter

Das Swiss2G Konzept berücksichtigt alle Limiten des Energieübertragungs- und –verteilnetzes und strebt eine Erhöhung der Versorgungssicherheit an

Lokale Kontrolle

- So viel wie möglich und so viel wie sinnvoll soll dezentral entschieden werden.

Hohe Versorgungssicherheit

- Berücksichtigung sämtlicher Limiten und Qualitätsziele des Energieübertragungs- und –verteilnetzes (insb. Spannung an Knoten und Strom in Leitungen innerhalb Grenzwerten; n-1-Sicherheit; Kleine Abweichungen Fahrplan-Istwerte)
- Frequenz soll weiterhin in einem ganz schmalen Band um 50 Hz gehalten werden

Technische und ökonomische Mittel

- Zuhilfenahme aller möglicher intelligenter technischer und ökonomischen Mitteln bei den Konsumenten und Erzeugern um die Versorgungssicherheit zu steigern.

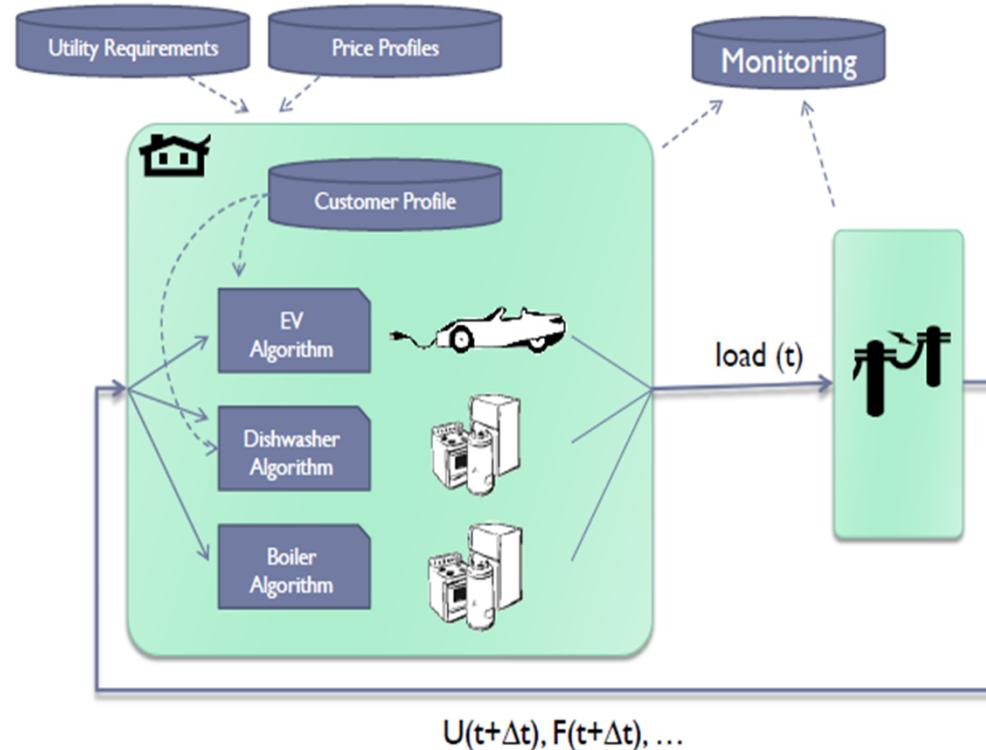
Swiss2G – concept – Distributed intelligence at the home devices (Source: SUPSI)



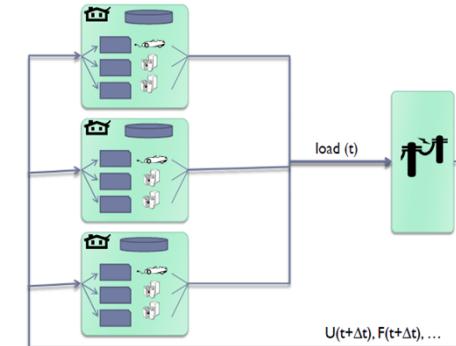
Swiss2G
Concept

A fundamental goal of Swiss2G is the use of local information as much as possible. Deviate from this principle only where absolutely necessary.

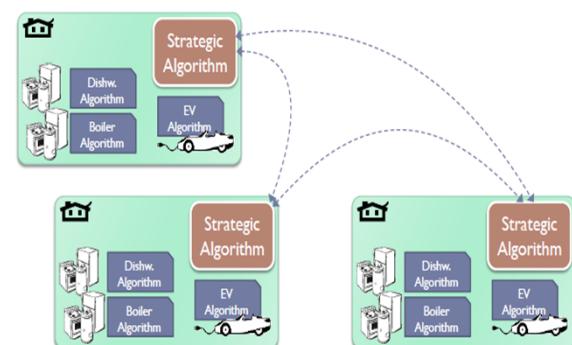
Distributed principle: Intelligence at the „home node“



Scalability: Consider millions of nodes



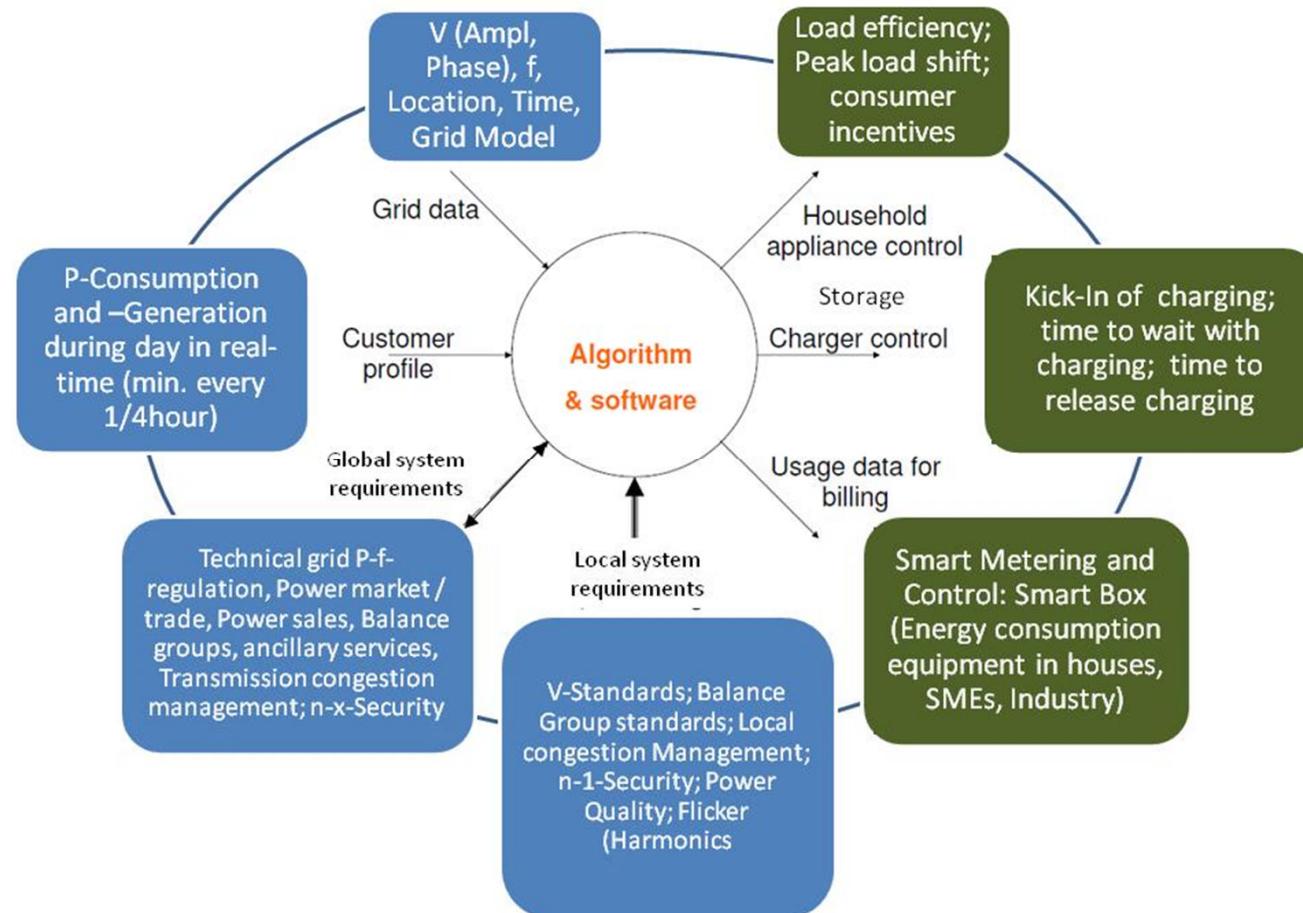
Use minimal communication



The distributed algorithm considers the state of the grid at all levels: local, regional, national, entso-e



Possible distributed algorithm input and output including elements which cannot be sensed locally without communication



Hypothese für die Unterstützung des verteilten Algorithmus zur Erhöhung der Versorgungssicherheit



Hypothese: Durch dezentrale Messung der Spannungsamplituden- & Phasenwinkel- differenz als Input für den Algorithmus kann die Versorgungssicherheit erhöht werden.

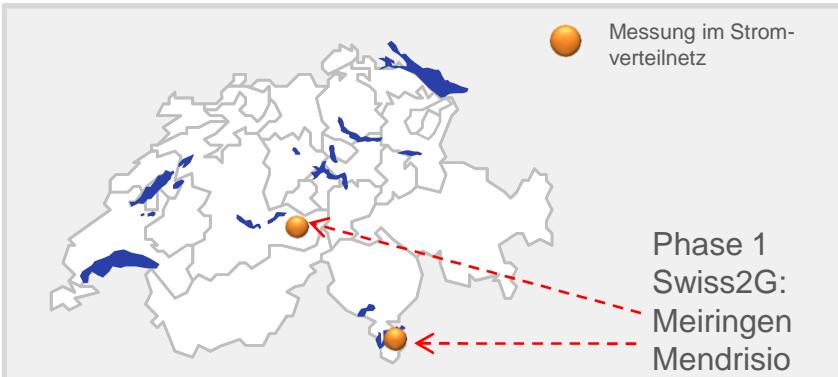
Funktionsweise

- Jede Spannung im Stromnetz hat einen bestimmten Phasenwinkel, d.h. die maximale Amplitude der sinusförmigen Spannung tritt - gemessen relativ zu einem willkürlich festgelegten Nullpunkt - zeitlich verzögert auf (Synchronisation mittels GPS-Zeitsignal)
- Die Differenz der Phasenwinkel und -amplituden der Spannungen an den Enden einer Leitung verändern sich abhängig vom Leistungsfluss über die Leitung.
- Die Phasenwinkeldifferenz der Spannung gibt regional, überregional und pro Regelzone Auskunft über die Netzbelastrung.

Neue Fragen

- Wie stark verändert sich der Phasenwinkel sowie die Amplitude im Verteilnetz?
 - Hinweise auf Netz-Belastrung an der Steckdose durch PV, EV, Verbraucher
- Wie gross ist die Phasenwinkeldifferenz zwischen Höchstspannungs-, Mittelspannungs- und Verteilnetz?
 - Hinweise auf grossräumige Flüsse und Netzbelastrungs- Sensitivität durch PV, EV und Verbraucher

Standorte der Messgeräte (Phase 1)



Die Flüsse im Netz

$$P_{km} = U_k^2 g_{km} - U_k U_m g_{km} \cos \phi_{km} - U_k U_m b_{km} \sin \phi_{km}$$

$$Q_{km} = -U_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + U_k U_m b_{km} \cos \phi_{km} - U_k U_m g_{km} \sin \phi_{km}$$

Hypothesis: Support of security of supply by the distributed algorithm



Hypothesis: Security of supply can be increased by use of decentral measurements of voltage amplitude and voltage phase difference as input to the decentral algorithm

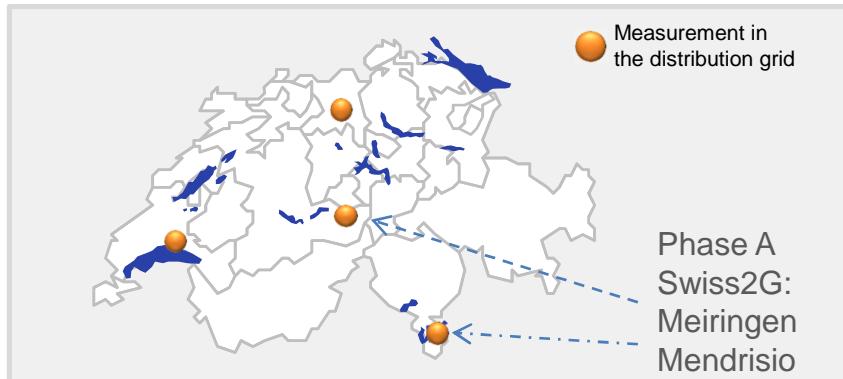
Functional behaviour

- Each voltage in the electricity grid has a main frequency phase angle and amplitude; the maximum amplitude of the measured sinusoidal voltage signals occurs at a slightly different time (time measured via GPS-time signal) at each node.
- The difference of phase angles and amplitudes of voltages at any two nodes change depending on the line flow
- The difference of voltage signals at regional, super-regional at the level of the frequency control zone indicates the degree of grid loading.

New questions

- How large is the change of phase angle and amplitude in the distribution grid depending on grid loads and in-feeds?
 - Indication of grid use at the plug
- How large is the phase angle difference between high, medium and low voltage distribution grids?
 - Indication for large area flows and grid loading sensitivity by PV, EV and other electricity consumers

Places of measurements (Phase A and B)



The flows in the grid

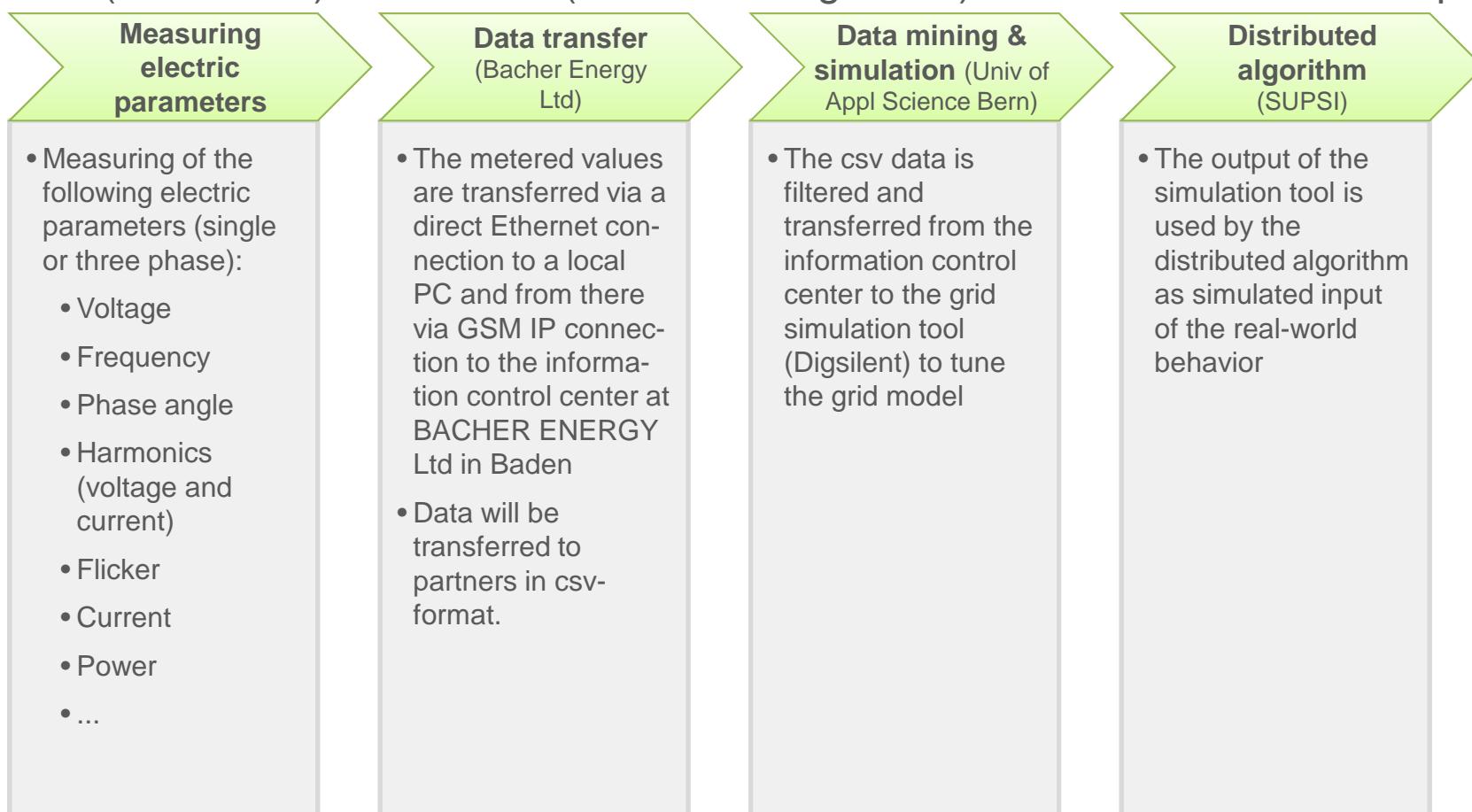
$$P_{km} = U_k^2 g_{km} - U_k U_m g_{km} \cos \phi_{km} - U_k U_m b_{km} \sin \phi_{km}$$

$$Q_{km} = -U_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + U_k U_m b_{km} \cos \phi_{km} - U_k U_m g_{km} \sin \phi_{km}$$

Measuring & algorithm concept



The work of BACHER ENERGY Ltd (measuring), University of Applied Science Bern (Simulation) and SUPSI (distributed algorithm) can be divided into four parts.



Measuring electric grid states and parameters

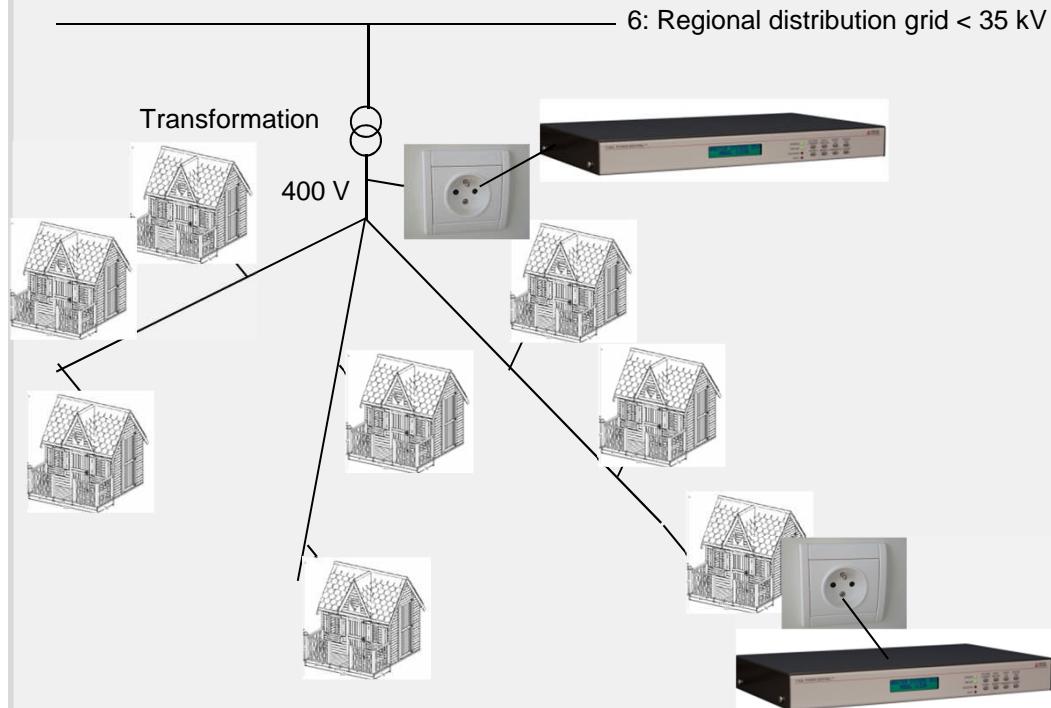


Measurement
Concept

The measuring device uses a GPS signal in order to get a highly accurate time stamp



Measuring electric parameters



Remarks

- The single phase or three phase voltage signal is measured with very high accuracy at the 230V-plugs of electricity prosumers (producer and/or consumers)
- Ideally, the voltage just behind a level 6 transformer (at 400V) and the 400V voltages at the far end of a radial line are measured simultaneously
- The GPS signal gives the exact time to allow exact voltage phase and frequency detection

Measurement and data transfer



Data transfer from measurement equipment to PC and from PC to internet occurs in parallel



Raw measurement data transfer



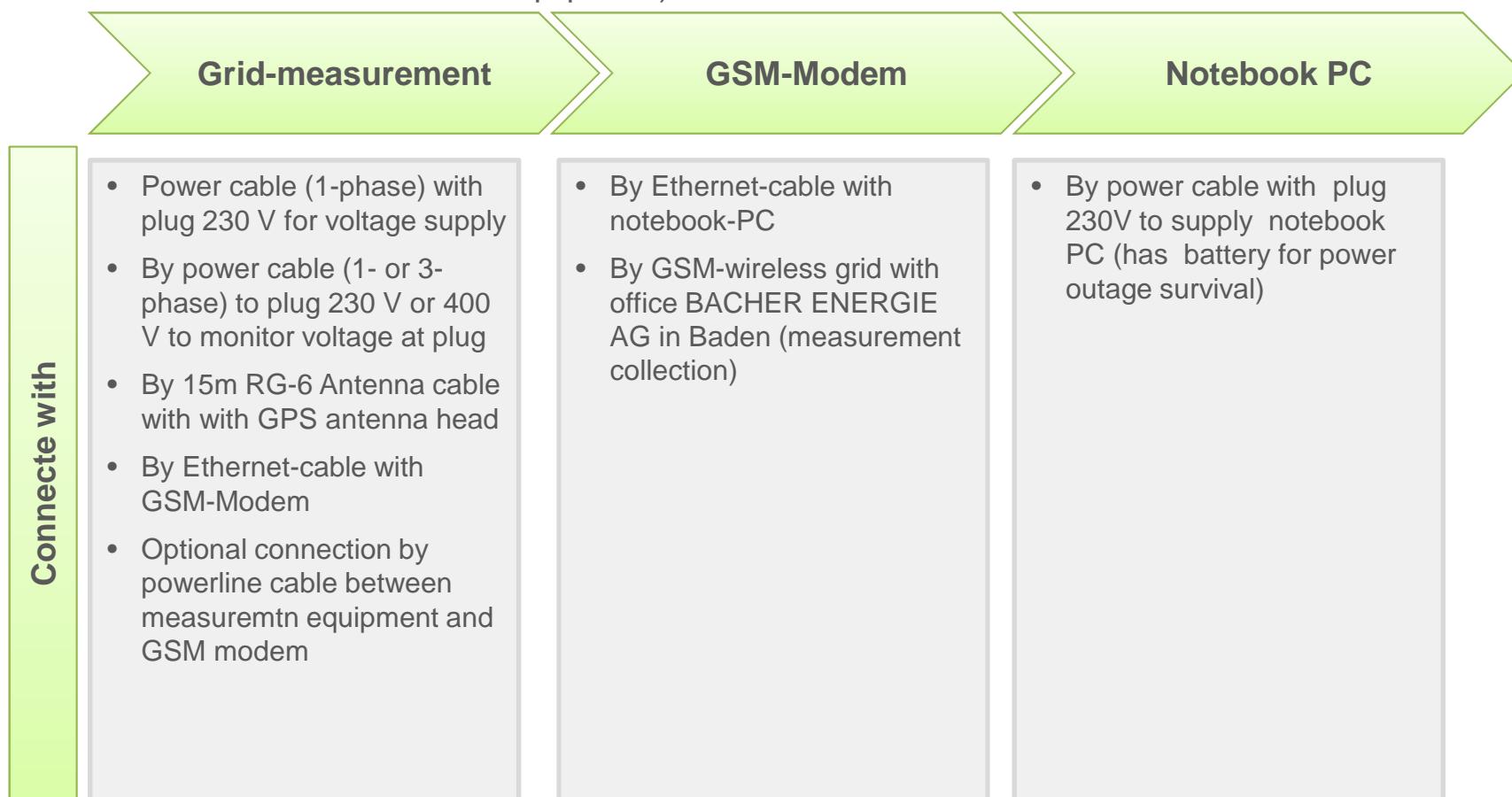
Remarks

- The metered voltage data is transferred via a direct Ethernet connection to a local PC and from there via GSM IP connection to the information control center at BACHER ENERGY Ltd in Baden
- The PC records all values in raw format
- The information centre converts all raw data into csv data format

Measurement Concept – connections grid – metering equipment, GSM-Modem, notebook-PC, antenna-head



The measurement equipment needs an exact time stamp obtained by GPS-Signal via an antenna whose head is outside of the measurement room (Connection with Coax-cable to the measurement equipment)



Data mining & simulation

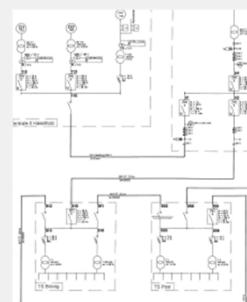
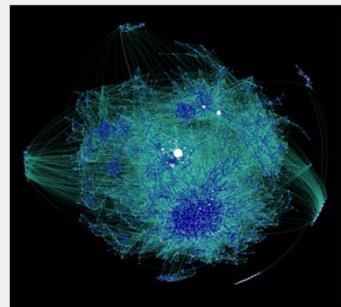


In order to model the distribution grid, data is necessary of the local electricity distribution grid and for all connected electricity consumers and generators.



Data mining & simulation

Data mining



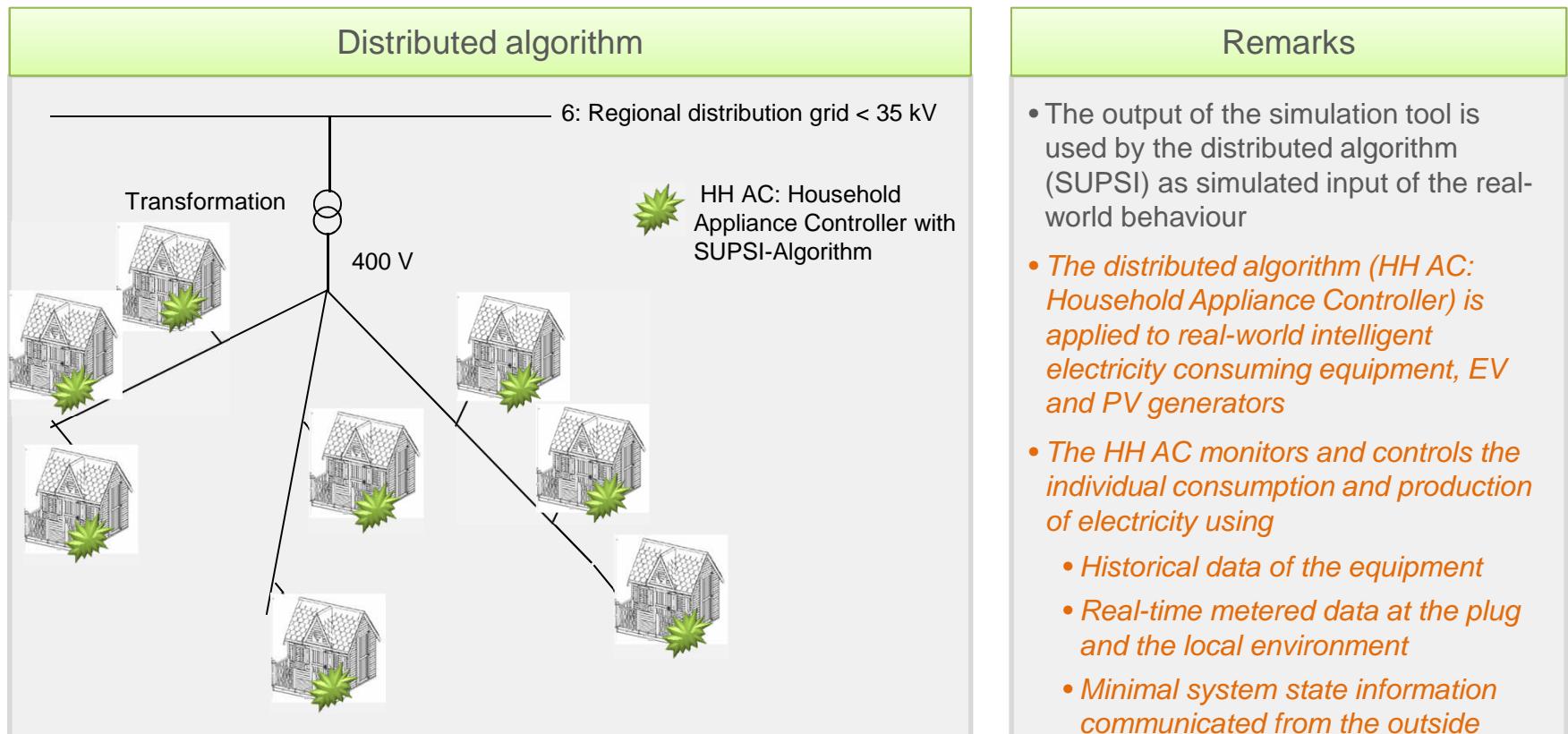
Grid model

Remarks

- The csv data is filtered and transferred from the information control centre to the grid simulation tool (Digsilent) to tune the grid model
- The simulation tool needs as further input the grid system data of Meiringen and Mendrisio (possibly also higher voltage data from AET and BKW)

Distributed algorithm

The output of the simulation tool (Digsilent) is used by the distributed algorithm (SUPSI) as simulated input of the real world behavior



Phase B Swiss2G

Cooperation between BACHER ENERGIE Ltd, University of Applied Science and SUPSI



The goal is a distributed algorithm to control and incentivize the optimal individual consumption & production of electricity in the distr. grid supporting high security of supply.

	BACHER ENERGY Ltd	University of Applied Science Bern	SUPSI
Goal	<ul style="list-style-type: none"> Metering of relevant electric parameters without and with distributed generation, electric vehicles and controllable electric loads 	<ul style="list-style-type: none"> Based on the grid data and the measurements of BACHER ENERGIE Ltd the challenge is to model the distribution grid with and without distributed generation, electric vehicles and controllable loads Simulation of the mass rollout of distributed generation, electric vehicles and controllable loads in the distribution grid 	<ul style="list-style-type: none"> A tailor-made distributed algorithm which monitors, controls and incentivises the individual consumption and production of electricity in the distribution grid with the help of the household appliance controller
Input / output	<p><i>Input data</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Voltage and current from the electric grid via household 220V or 400 V plugs <p><i>Output data</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Measured grid values in the csv data format 	<p><i>Input data</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Grid data of Mendrisio & Meiringen from the local electricity companies Load and generation data Measured grid values from (BACHER ENERGIE AG) <p><i>Output data</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Simulation results State today without and with new equipment State tomorrow: e mass rollout of distributed generation and electric vehicles in the distribution grid 	<p><i>Input data</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Simulation results of the mass rollout of distributed generation, electric vehicles and controllable loads <p><i>Output data</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Tailor-made distributed algorithm in order to monitor and control the individual consumption and production of electricity in the distribution grid

Die Messung der Spannungsamplitude der Hauptfrequenz als Netzzustandsindikator?

Der Vergleich der einphasigen Sollspannung (230 V) mit dem aktuellen, lokalen Spannungsmesswert ist meist ungenügend für eine Aussage über den Netz-Zustand

Radiales Netz	Bemerkungen
	<ul style="list-style-type: none">Die meisten Verteilnetze in der Schweiz werden radial betrieben.Radiales Netz: Zentral gelegen sind mindestens zwei Anbindungen zum übergeordneten Netz¹⁾ und vom Zentrum des Netzes aus gehen einzelne Leitungsstränge zu den Transformatoren bzw. Schaltkästen woran die Endkunden angeschlossen sindEntlang eines solchen Leitungsstranges nimmt - ohne einspeisende Erzeuger – gemäss physik. Gesetzen die Spannung kontinuierlich ab – einerseits bedingt durch die Konsumenten und andererseits durch die LeitungsimpedanzFolglich hängt die gemessene Spannungsamplitude an der Steckdose nicht nur vom Zustand im Netz ab (grosser Fluss senkt die Spannung) sondern auch vom Ort der Spannungsmessung im Netz (wie weit entfernt ist der nächste Koppeltransformator zum Netz mit der höheren Betriebsspannung (z.B. 16 kV / 110 kV?)Für eine relevante Aussage der Differenz zwischen gemessener Spannung und Sollspannung (230 V) ist somit insb. die zusätzliche Information bzgl. der „geographischen Lage der Messung im Verteilnetz“ essentiell.

¹⁾: Um das n-1 Sicherheitskriterium zu erfüllen, braucht es mindestens zwei Anschlusspunkte

Die richtigen dezentral erfassbaren Messwerte als Schlüsselherausforderung von S2G zur sicheren Versorgung



Mit der lokalen Messung der Spannung und der Frequenz an der Steckdose erhält man ungenügende Informationen über Netzengpässe, Netzzustände

Kritische Netzgrösse

Abweichung von der Sollspannung (230 V)

Abweichung von der Sollfrequenz (50 Hz)

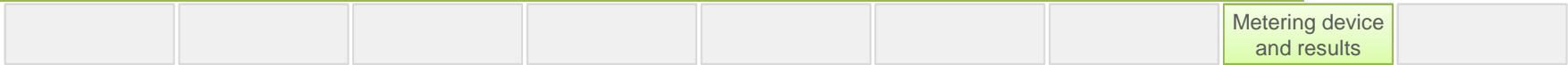
Netzengpass (Überlastung eines Elements, z.B. Kabels)

Messung von U und f an der 230 V Steckdose (ohne jeglichen Datenaustausch)

- Je nach geographischer Lage des Messorts und Tageszeit kann die Spannung unter oder über 230 V liegen.
- Messungen in Baden haben ergeben, dass zum gleichen Zeitpunkt die Spannung in der Nähe des Bahnhofs 230 V und am Stadtrand (am Ende einer Stichleitung) lediglich 219 V war
- Aufgrund der Frequenzmessung allein ist unklar, ob bei einer Abweichung der Frequenz vom Sollwert nur die Primärregelung (verteilt bei jedem Erzeuger) oder auch die Sekundärregelung (zentral von der swissgrid) gesteuert aktiv ist.
- Die Netzengpass-Problematik auch in den regionalen, überregionalen und Übertragungs-Netzen wird durch Frequenz- und Spannungsamplitudenmessung allein nicht oder ungenügend berücksichtigt.

Schlussfolgerung

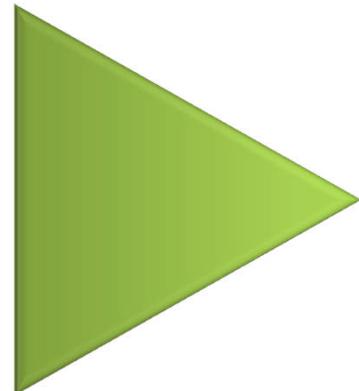
- Mit der Messung der Spannung (und der Frequenz) an einer Steckdose ohne Kenntnis des Messorts im Netz können falsche Schlussfolgerungen gezogen werden
- Speist die Batterie eines EV in der Sekundärregelphase in eine Regelzone ein, wo kein Fahrplansollwert vorliegt, so kann die Einspeisung das heutige Netzregime destabilisieren
- Verwendet man nur die Messwerte V, f an der Steckdose als Input zur Logik der Batterieeinspeisung (V2G), kann ein Netzengpass noch verschlimmert werden (insb. Schutzauslösung)



Im Projekt werden Messgeräte mit einer hohen Messgenauigkeit verwendet, um damit belastbare Messwerte für die Simulation zu erzielen

Eingangssignale

- Wechselspannung
(ein- oder dreiphasig)
- Strom



Messwerte bzw. in
Echtzeit errechnete Werte

- Spannungssignal
- Haupt-
 - Frequenz
 - Phase
- Oberwellen
 - Amplituden
 - Frequenzen
 - Phasen
- Exakte Zeit, Ort
- Leistung
- Stromsignal



Model 1133A Power Sentinel™

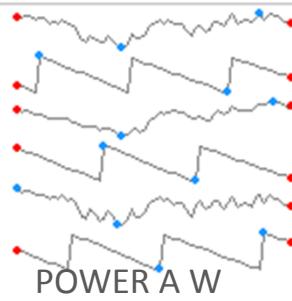
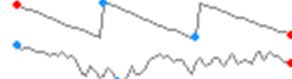
- Synchronized via GPS
- Power Quality: Harmonics, Flicker, Interruptions
- Phasor Measurements for Stability & Flow Analysis
- System Time & Frequency Deviation
- Internal Data/Event Logging



Measurement Principles – Recording of metered values (basic values)



Basic ... Availability in second intervals

	09:30:47 UTC	1 minute	09:31:47 UTC
A V MAG	98.313		98.298
A V PH	-100.59		-29.127
B V MAG	101.60		101.61
B V PH	144.75		-143.84
C V MAG	105.34		105.26
C V PH	19.863		91.279
UTC Time	0 V SEQ MAG	POWER A W	W
A V MAG	0 V SEQ PH	POWER A VAR	POWER TOTAL VAR
A V PH	1 V SEQ MAG	POWER A VA	POWER TOTAL VA
B V MAG	1 V SEQ PH	POWER A PF	POWER TOTAL PF
B V PH	2 V SEQ MAG	POWER A Q	POWER TOTAL Q
C V MAG	2 V SEQ PH	POWER B W	FREQ
C V PH	0 I SEQ MAG	POWER B VAR	FREQ DEV
A I MAG	0 I SEQ PH	POWER B VA	FREQ RATE
A I PH	1 I SEQ MAG	POWER B PF	TDEV SEC
B I MAG	1 I SEQ PH	POWER B Q	TDEV CYC
B I PH	2 I SEQ MAG	POWER C W	FLICKER A V
C I MAG	2 I SEQ PH	POWER C VAR	FLICKER A I
C I PH		POWER C VA	FLICKER B V
		POWER C PF	FLICKER B I
		POWER C Q	FLICKER C V
		POWER TOTAL	FLICKER C I

Measurement Principles – Recording of metered values (Voltage Harmonics)



Harmonics ... Availability in second intervals

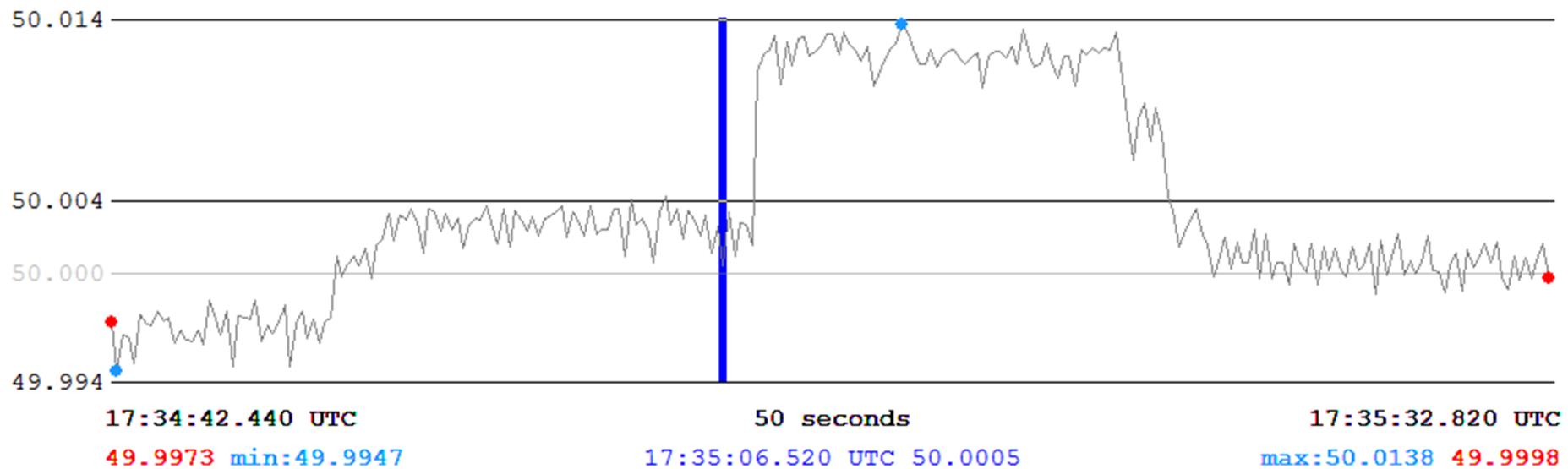
	17:22:10 UTC	1 minute	17:23:38 UTC	minimum	maximum
Fundamental A V mag	237.24		236.66	234.68	237.52
Fundamental A V ph	14.386		69.386	-178.98	178.14
A V 2 mag	.06344		.05587	.05354	.09764
A V 2 ph	56.633		177.59	-166.68	177.59
A V 3 mag	2.1979		2.1150	2.1002	2.3117
A V 3 ph	-59.173		103.11	-165.79	176.48
A V 4 mag	.05372		.05885	.04071	.09961
A V 4 ph	-110.26		134.97	-177.58	153.66
A V 5 mag	1.8256		1.7867	1.4573	1.8796
A V 5 ph	-44.110		-127.83	-171.72	178.61
A V 6 mag	.02492		.02638	.01889	.13604
A V 6 ph	80.380		100.50	-177.56	177.50
A V 7 mag	3.3500		3.3151	3.1099	3.4529

Measurement Principles – Recording of metered values (Frequency)

E3 2G



Frequency ... Availability in 20ms intervals



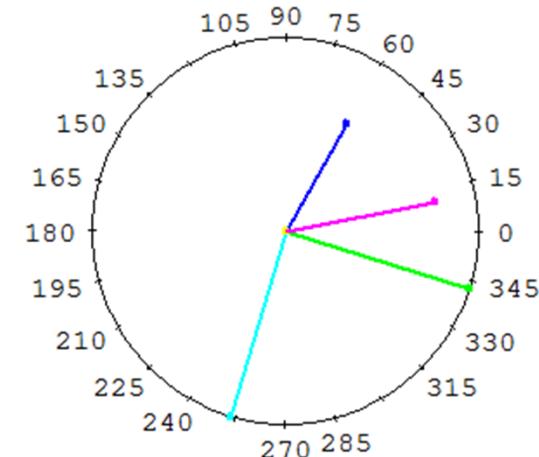
Measurement Principles – Recording of metered values (Phase angle)

EE 2G



Phase angle: Main frequency and harmonics ... available in 20 ms intervals

PMU-1	1133	PMU-1
UTC	12-21-09 17:32:56.540000	
Freq. (Hz)	50.001	
- Input	Magnitude	Phase (deg)
Ch A V	237.511	253.096
Ch A I	0.000	60.323
Ch B V	0.007	220.650
Ch B I	0.000	342.500
Ch C V	0.004	116.083
Ch C I	0.000	11.604
+ Sequences	Magnitude	Phase (deg)
+ Energy	A B C Total	



Additional information



Configuration

- 3Ø
- 1Ø

Voltage

- Range (3Ø/1Ø) 0 to 69, 120, 240, or 480 Vrms
- Overrange 88, 175, 350 or 700 Vrms, nominal

Current

- Range (3Ø/1Ø) 2.5, 5, 10, or 20 Arms, selectable per element
- Overrange 2.9, 5.9, 11.7, or 23.5 Arms, nominal (maximum continuous input current: 20 Arms per element, all ranges)

VA, W, VAR

- Range Product of rated voltage and current ranges and number of elements

Frequency

- Range 45 to 65 Hz, for specified accuracy
- Harmonics To 3 kHz

- **Watts, Wh** 0.025% of reading, 10% of range or greater and PF > 0.2;
 - 0.005% of VA for PF < 0.2
 - Underrange 0.0025% of range, below 10% of range
- **VA, VAh** Same as W, Wh except no PF effect
- **VAR, VARh** Same as W, Wh except replace PF with $(1 - PF^2)^{0.5}$
- **Vrms** 0.02% of reading or 0.002% range, whichever is greater
- **Arms** 0.03% of reading or 0.003% range, whichever is greater
- **V2h** 0.04% of reading or 0.004% range, whichever is greater
- **A2h** 0.06% of reading or 0.006% range, whichever is greater
- **Phase Angle, ϕ** 0.01°,
 - phase-to-phase or voltage-to-current, 10% of range minimum
- **Power Factor** 0.0002 • sin (ϕ), 10% of range min.
- **Harmonics** 0.05% THD or 5% of reading, whichever is greater
- **Frequency** < 1 ppm (0.0001%) of reading, 50 nominal, plus timebase error
- **System Phase** 0.03° plus [timebase error • 360° • frequency]
- **System Time** 1 μ s plus timebase error
- **Event Inputs** $\pm 10 \mu$ s (typical)

Communications

- Serial
 - Port 1 RS-232 (1133opt10)
 - RS-422/485 half-duplex (1133opt11)
 - Modem (V.34bis, 33.6k) (1133opt12)
- Port 2 RS-232 (1133opt20)
 - RS-422/485 half-duplex (1133opt21)
 - Modem (V.34bis, 33.6k) (1133opt22)
 - Connectors RJ-11 modular; two
- **Ethernet One, 10Base-T per IEEE 802.3i**
 - Connector RJ-45 modular

Protocols

- Proprietary PowerSentinel CSV (PSCSV)
- Standard DNP 3.0, MODBUS, PQ-DIF,



Time, Phasor, Frequency

- System Time Unlimited accumulation with $\pm 1 \mu\text{s}$ resolution
- Frequency 7 digits, xx.xxxxx Hz
- System Phase 0 to 360° with 0.01° resolution
- Effect of DC None; Rejected by narrow-band digital & Harmonics filtering

Phasors

1. Standard Per IEEE Standard 1344 or PSCSV
2. Rate 20 measurements/second. Including frequency (f) and df/dt .



Harmonics Measurement

- Standard Per IEC 61000-4-7, 100 ms overlapping data window
- Measurements THD, K-factor, rms harmonic current and voltage, rms harmonic current and voltage with K-factor compensation
 - each harmonic magnitude is multiplied by the square of the harmonic number before summing, individual magnitude and phase
- Logged Data Selectable, may be regularly logged or registered; or event-logged when user-specified limits are exceeded

Interruptions

- Logged Data Selectable, may be regularly logged or registered; or event-logged when user-specified limits are exceeded

Flicker

- Standard Per IEC 61000-4-15, Pst and Instantaneous
- Logged data Selectable, may be regularly logged or registered; or event-logged when user-specified limits are exceeded

Key Features

- Single- and multi-user project data administration environment
- Database with historical data storage and auditing functionality.
- Time-stamped data model
- Management of operational scenarios
- Baseline, versioning and publishing of models
- Integrated node and branch, and switch and component modelling
- Integrated overview diagrams, simplified and detailed single line diagrams
- Fast contingency analysis tools (AC and DC load flow)
- Contingency-constrained economic dispatch including quad booster optimization
- Distributed/embedded power generation modelling
- New models for wind power and virtual power plants



Grid Models

- Meshed and radial AC systems with 1-, 2-, 3-, and 4-phases , Meshed and radial DC systems , Combined AC and DC system modelling , Model validity from LV up to ultra-high voltage

Phase Technologies

- Single phase with/without neutral , Two-phase with/without neutral , Bi-phase with/without neutral , Three-phase with/without neutral

Substations

- Simple terminal models to be used for “node and branch” representation, marshalling panels, terminal blocks, terminal strips, clamping bars, joints and junctions.
- Complex substation models with the provision of various standard busbar configurations such as single- and double busbars with/without tie-breakers, bypass busbars, 1½ busbar systems and flexible busbar configurations according to user-specific needs.
- Templates for holding any type of user-specific busbar configuration, including pre-configured protection schemes

Generators and Sources

- Synchronous and asynchronous generator , Doubly-fed induction generator , Static generator (for PV, fuel cell, wind generator, battery storage, etc.)
- External grid , AC voltage source , AC current source , 2-terminal AC voltage source

Loads

- General load model (for HV and MV-feeders) , Complex load model (for feeders with a large number of induction motors) , Low voltage load (can be assigned across line and cable sections)

Reactive Power Compensation

- Static Var Compensator (SVC) , Shunt/Filter (RLC, RL, C, RLCRp, RLCCRp)

Branch models

- Overhead line and cable models (p-models and distributed parameter models) , Circuits and line sub-sections , Mutual data, line couplings, tower geometries
- 2-, 2-N-winding transformer and auto transformer , 3-winding transformer, booster transformer
- Series reactor, series capacitor and common impedance



DC Models

- 1-terminal and 2-terminal DC voltage source and DC current source, DC/DC converter . Inductive DC-coupling

Power Electronics Devices

- Thyristor/Diode converter models , Self-commutated converter models (VSC-converter) , DC valve (for building individual converter topologies) , Softstarter

Switches and Substation Equipment

- Circuit Breaker and Disconnector, Load-Break-Disconnector , Load-Switch, Grounding Switch. Fuse , NEC/NER, grounding devices . Surge arrester

Composite Models

- Composite node models, e.g. representing complex substations , Composite branch models Template library for handling composite models

Parameter characteristics

- Time characteristics and discrete characteristics • Scalar, vector and matrix characteristics , File references and polygons , Continuous and discrete triggers
- Frequency and time scales

Controllers

- Station controller, secondary controller (SCO), virtual power plant , Tap controller, shunt controller ,
- User-definable capability diagrams and controllers

Organisation and Grouping

- Site, station, substation, area, zone , Feeder, branch, bay , Operator, owner , Boundaries

Operational Library

- Substation running arrangements, CB ratings .Thermal ratings , Library of faults/contingencies . Library of (planned) outages

Others

- Protection relays with over 30 basic protection function blocks , Manufacturer-specific relay library with relay models from all major manufacturers
- CT, VT and various measurement transducers (P, Q, f, etc.) .
- Fourier source, harmonic source, FFT
- Clock, sample & hold, sample & hold noise generator