



SMARTGRIDS

Modellregion Salzburg



Salzburg AG



Salzburg Wohnbau

SIEMENS

On-Site Dialog:
Modellgemeinde Köstendorf
Smart Grids Week 2013
Köstendorf, 15.05.2013



Salzburg AG



Salzburg Wohnbau

SIEMENS



SMARTGRIDS
Modellregion Salzburg

ENERGIE INTELLIGENT VERNETZEN!

SMART GRIDS



ENERGIE intelligent vernetzen!
Daran arbeiten wir.

www.smartgridssalzburg.at





SMARTGRIDS
Modellregion Salzburg



Salzburg AG



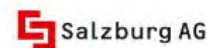
Salzburg Wohnbau

SIEMENS

Überblick über das Demoprojekt in Köstendorf

Dipl.-Ing. Thomas Rieder, MBA,
Leiter Elektrische Netze, Salzburg Netz GmbH
thomas.rieder@salzburgnetz.at

On-Site-Dialog Smart Grids Week, 15.05.2013



Salzburg AG



Salzburg Wohnbau

SIEMENS

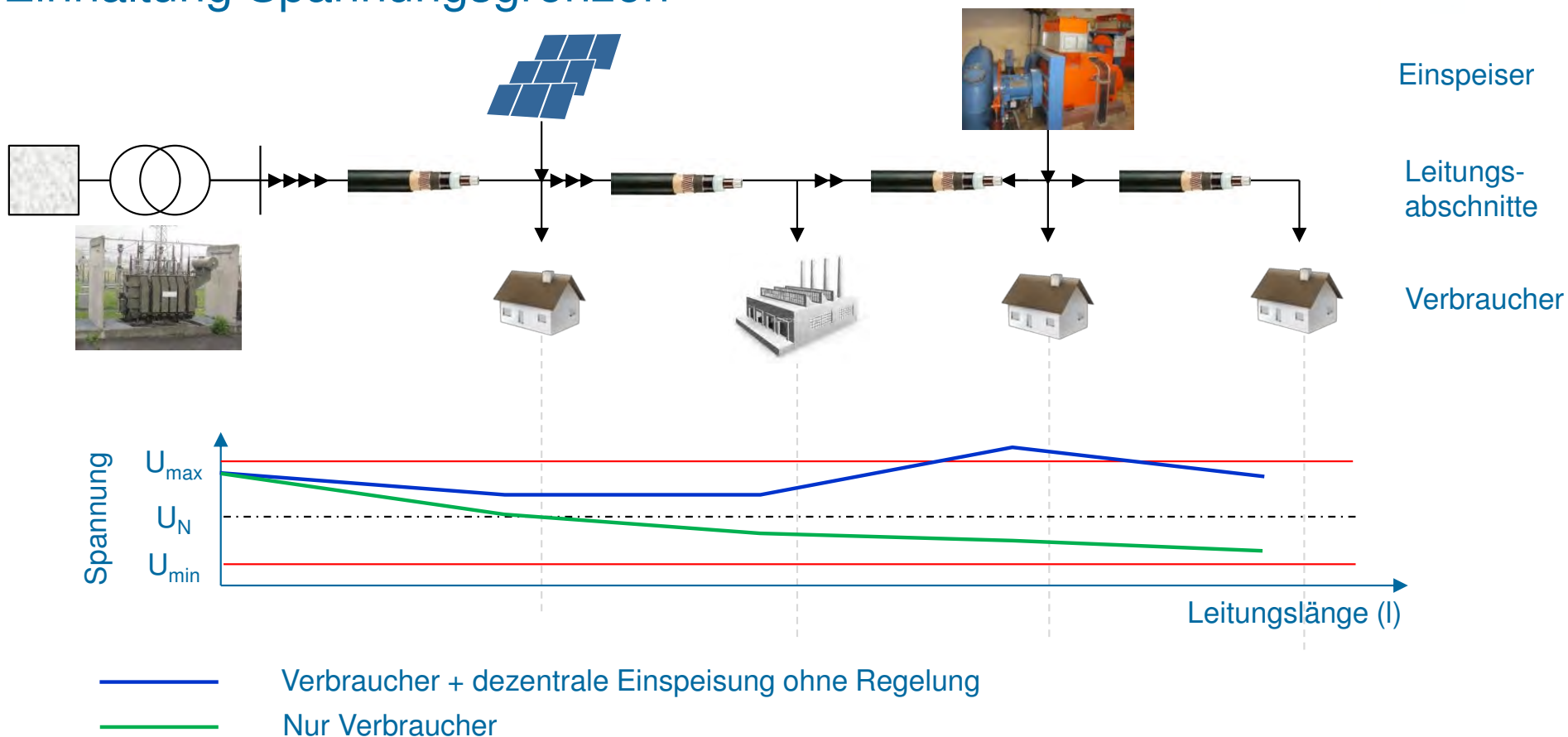


SMARTGRIDS
Modellregion Salzburg



Integration erneuerbarer Energien in die Verteilernetze

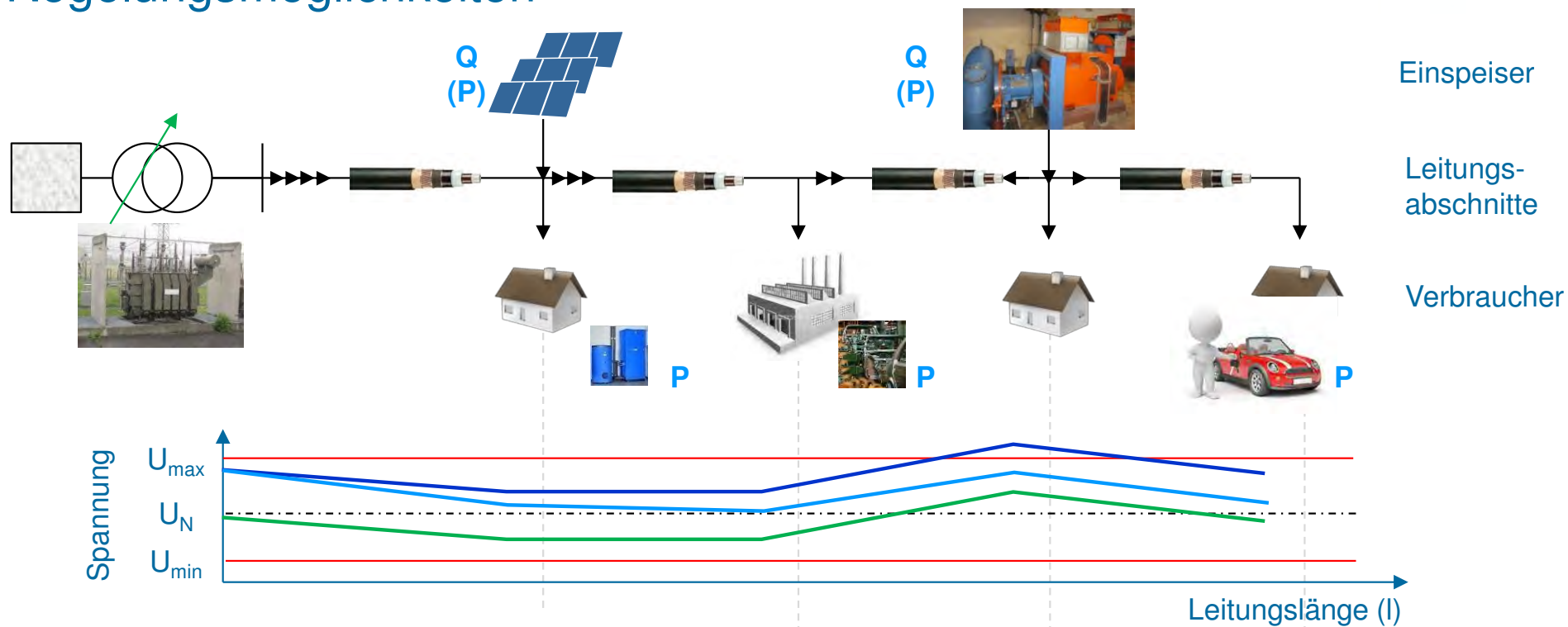
Einhaltung Spannungsgrenzen





Integration erneuerbarer Energien in die Verteilernetze

Regelungsmöglichkeiten

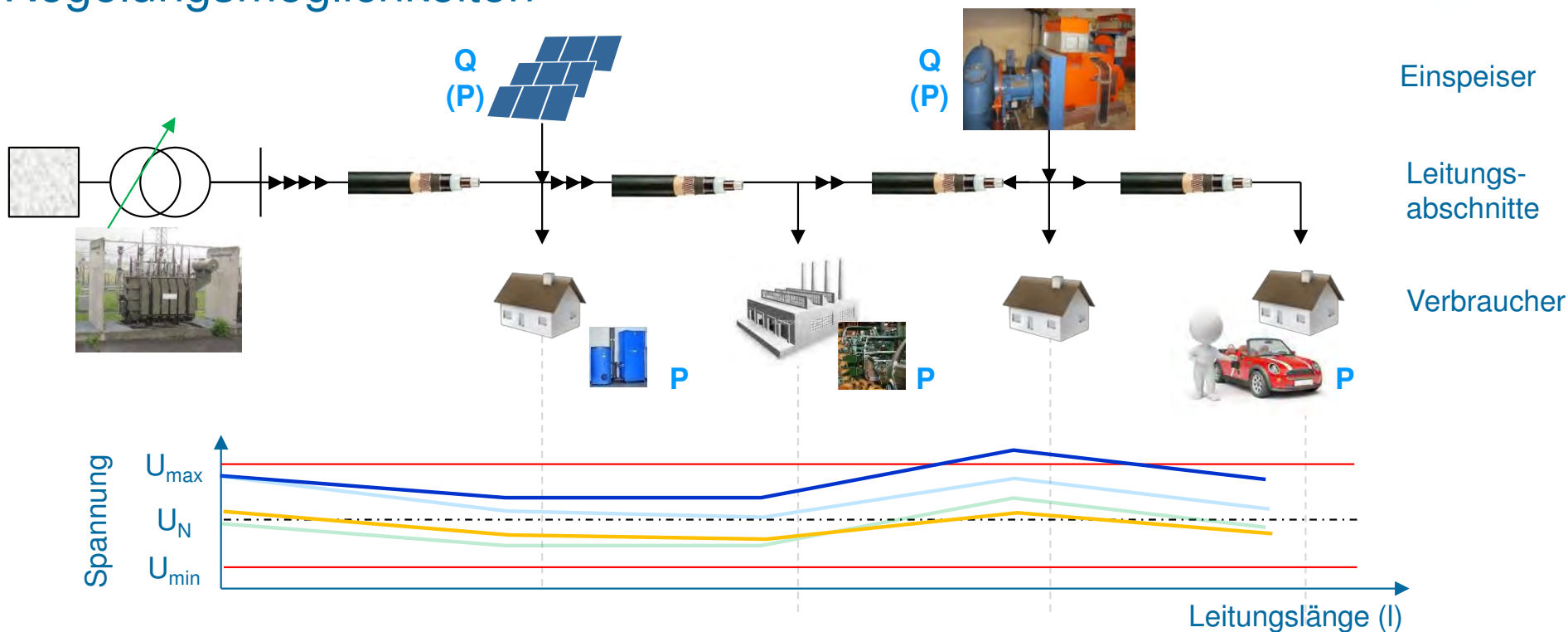


- Verbraucher + dezentrale Einspeisung ohne Regelung
- Verbraucher + dezentrale Einspeisung mit Regelung
Trafostufung
- Verbraucher + dezentrale Einspeisung mit Leistungsregelung
Erzeuger (Blindleistung, ggf. auch Wirkleistung)



Integration erneuerbarer Energien in die Verteilernetze

Regelungsmöglichkeiten



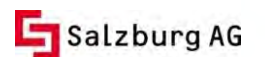
- Verbraucher + dezentrale Einspeisung ohne Regelung
- Verbraucher + dezentrale Einspeisung mit Regelung Erzeuger (Blindleistung, ggf. auch Wirkleistung)
- Verbraucher + dezentrale Einspeisung mit Leistungsregelung Verbraucher
- Verbraucher + dezentrale Einspeisung mit Leistungsregelung Erzeuger und Regelung Trafostufung



Leuchtturmprojekt: Smart Grids Modellgemeinde Köstendorf



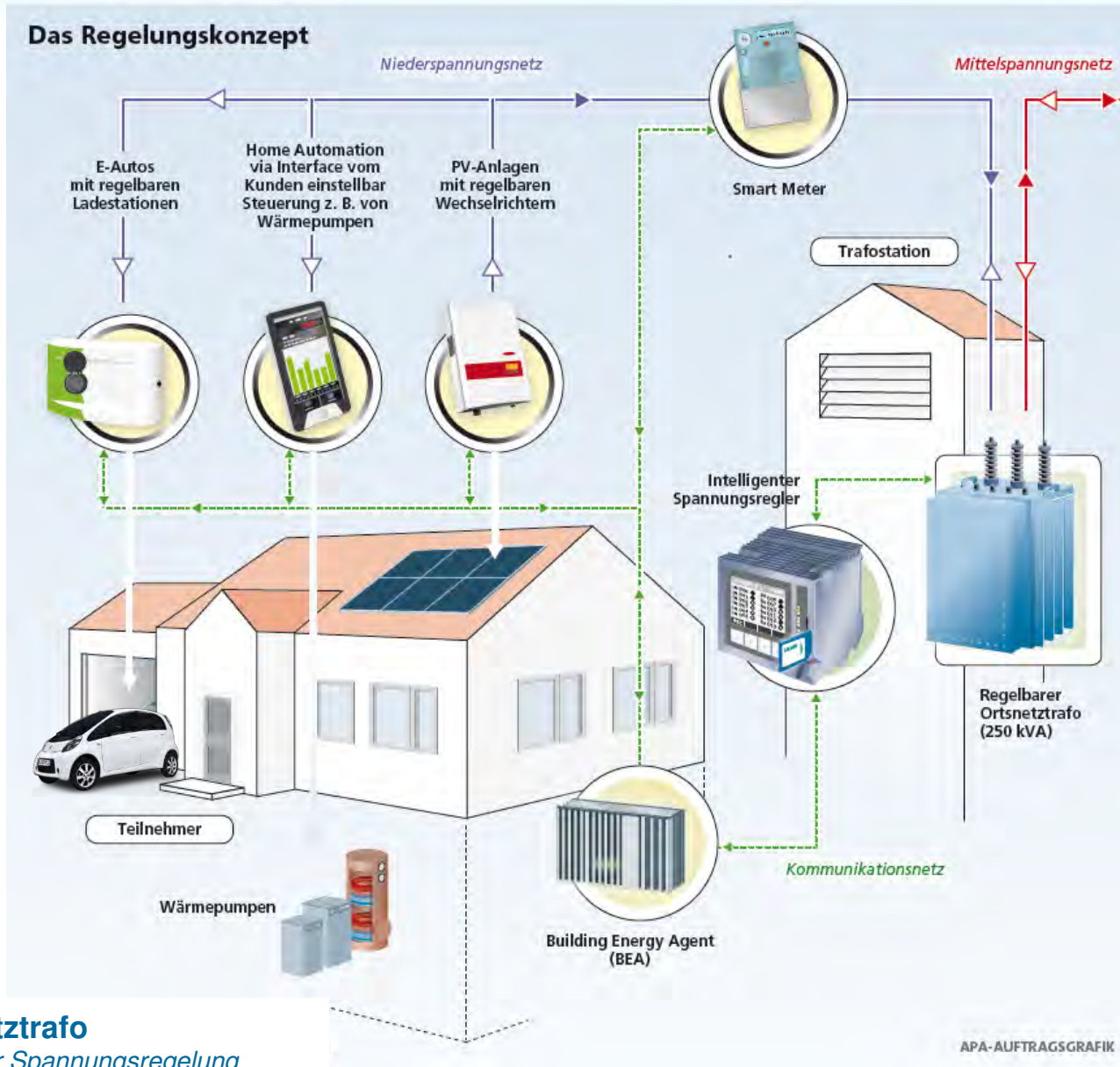
powered by:



Funktionsschema Köstendorf



- Monitoring Smart Meter**
als „Augen im Netz“
- 36 E-Autos + regelbare Ladestationen**
i-MieV: Stufenweise Regelung
0 – 8 – 12 – 16 Ampere
- Home Automation:**
Steuerung Wärmepumpen, etc.
- 43 PV-Anlagen (193 kWp) + 41 mit regelbaren Wechselrichter**
Wirk- und Blindleistungs-Regelung
- Building Energy Agent (BEA)**
dezentrale Optimierung der dezentralen Aktoren

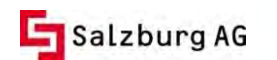


Der „Dirigent“ (Intelligenter Spannungsregler)
dirigiert mit Hilfe seiner Augen im Netz (Smart Meter) das Orchester der **SG-Komponenten** (Wechselrichter, Ladestationen, automatisierte Aggregate, BEA) und sorgt für ein harmonisches Ganzes (reibungloser **Betrieb des Niederspannungsnetzes**).

Regelbarer Ortsnetztrafo
250 kVA, mit vierstufiger Spannungsregelung



powered by:

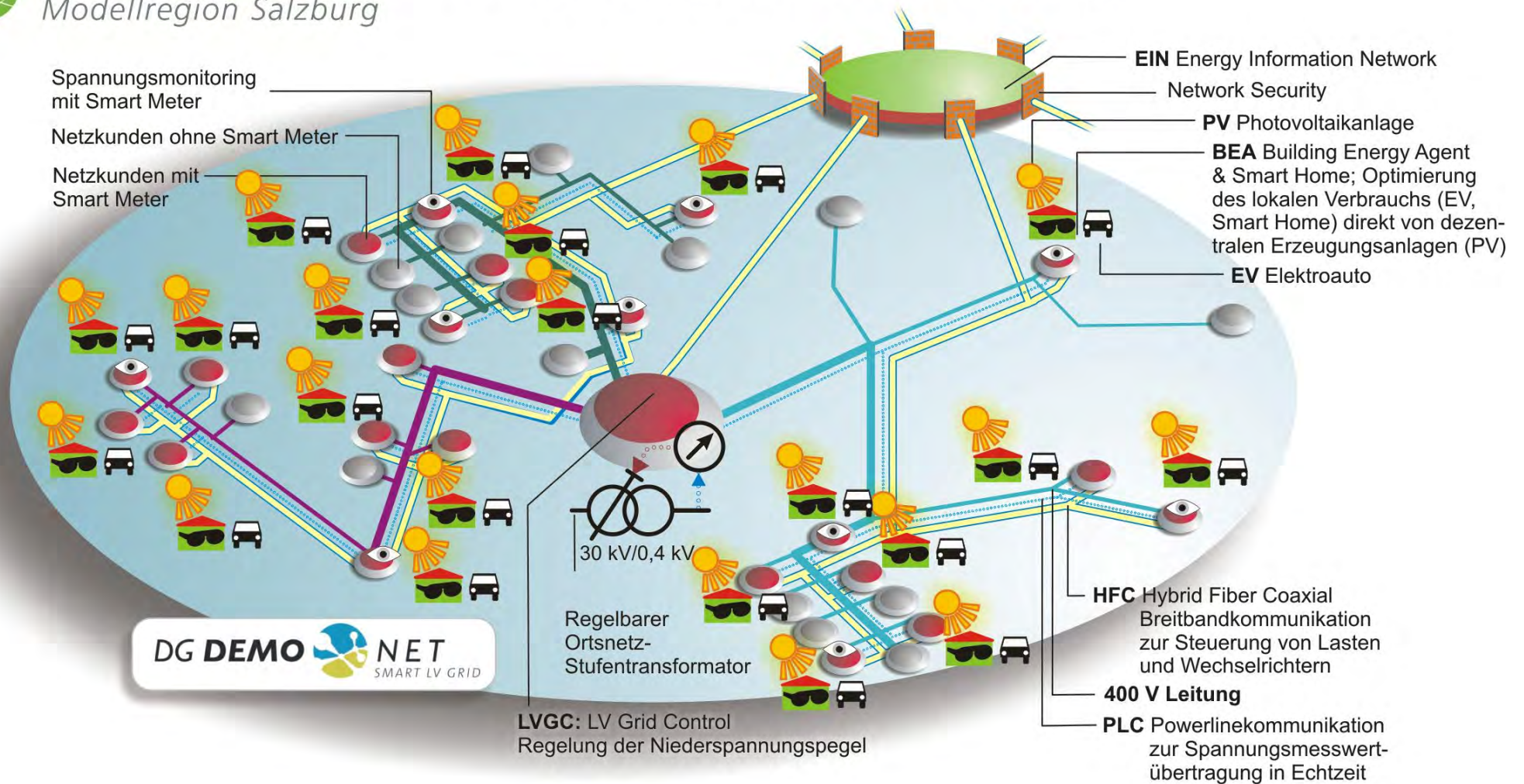




Lösungsansatz in Köstendorf

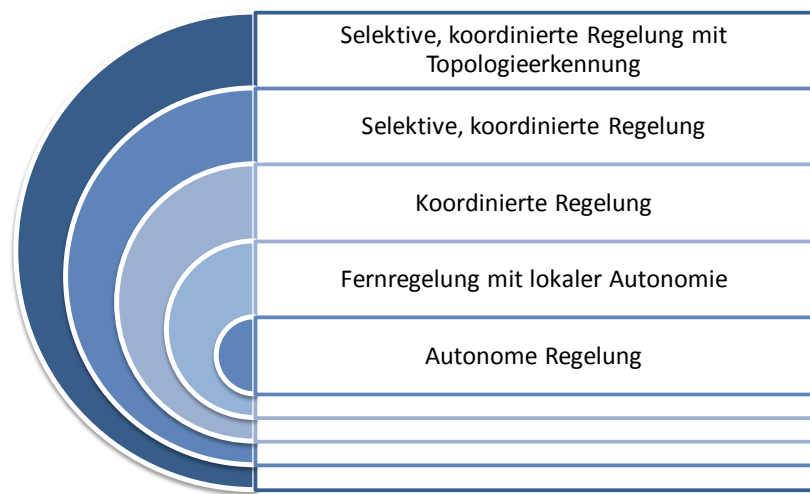


Smarte Planung, Monitoring & Regelung





Regelungsmethodik



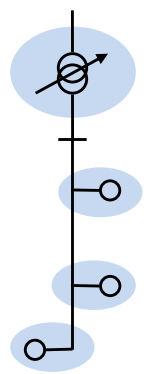
Stufenkonzept

- um der Komplexität bei Entwicklung, Test und Validierung zu begegnen
- Regelungsstufen bauen jeweils aufeinander auf
- Qualität der Regelung und Komplexität der Lösung steigt mit jeder der 5 Stufen

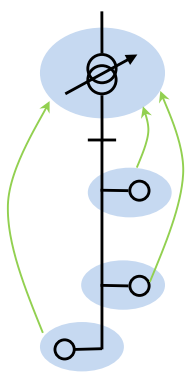
Prämisse

- Erfüllung der Anforderungen mit möglichst hoher Qualität bei möglichst geringem Aufwand an Engineering

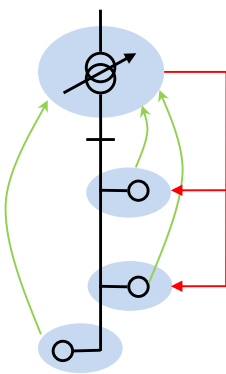
Autonome Regelung



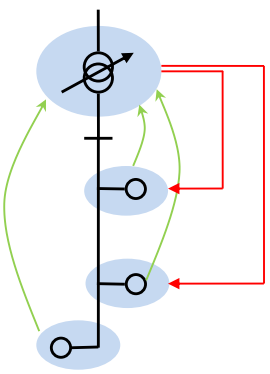
Fernregelung mit lokaler Autonomie



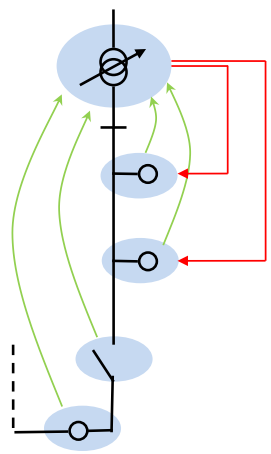
Koordinierte Regelung






Selektive koordinierte Regelung



Selektive koordinierte Regelung mit Topologie-Erkennung



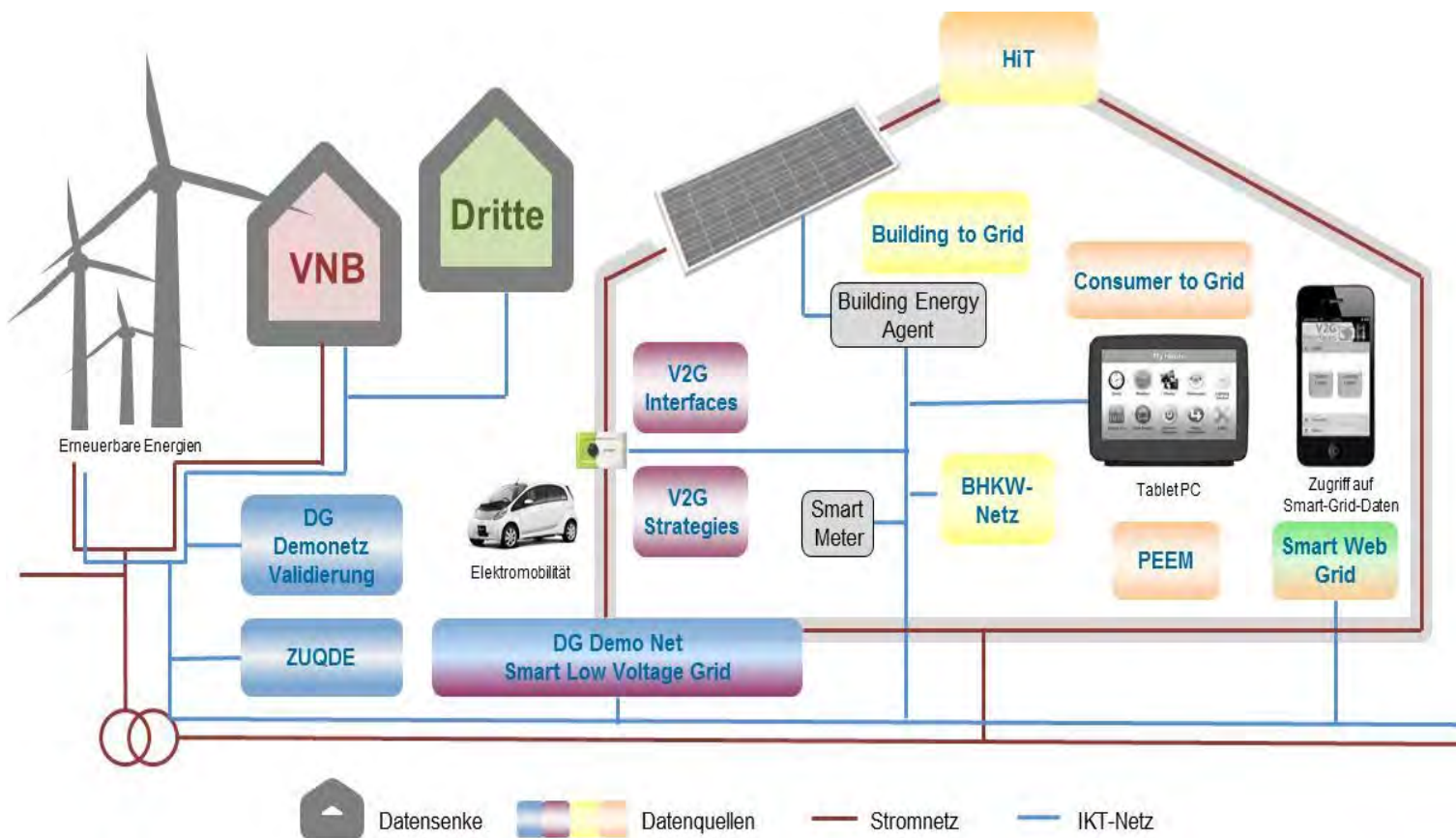
 Lokale Regelgrenzen
 Messung
 Regelvorgaben (individuell)



Smart Grid Gesamtsystem im Fokus

IKT-Anwendungen im Smart Grid

Nachstehende IKT-Anwendungen eines Smart Grid müssen beispielsweise unter Berücksichtigung von Security- und Privacy-Anforderungen, eines geeigneten Marktmodells, etc. abgebildet sein



Berücksichtigung von

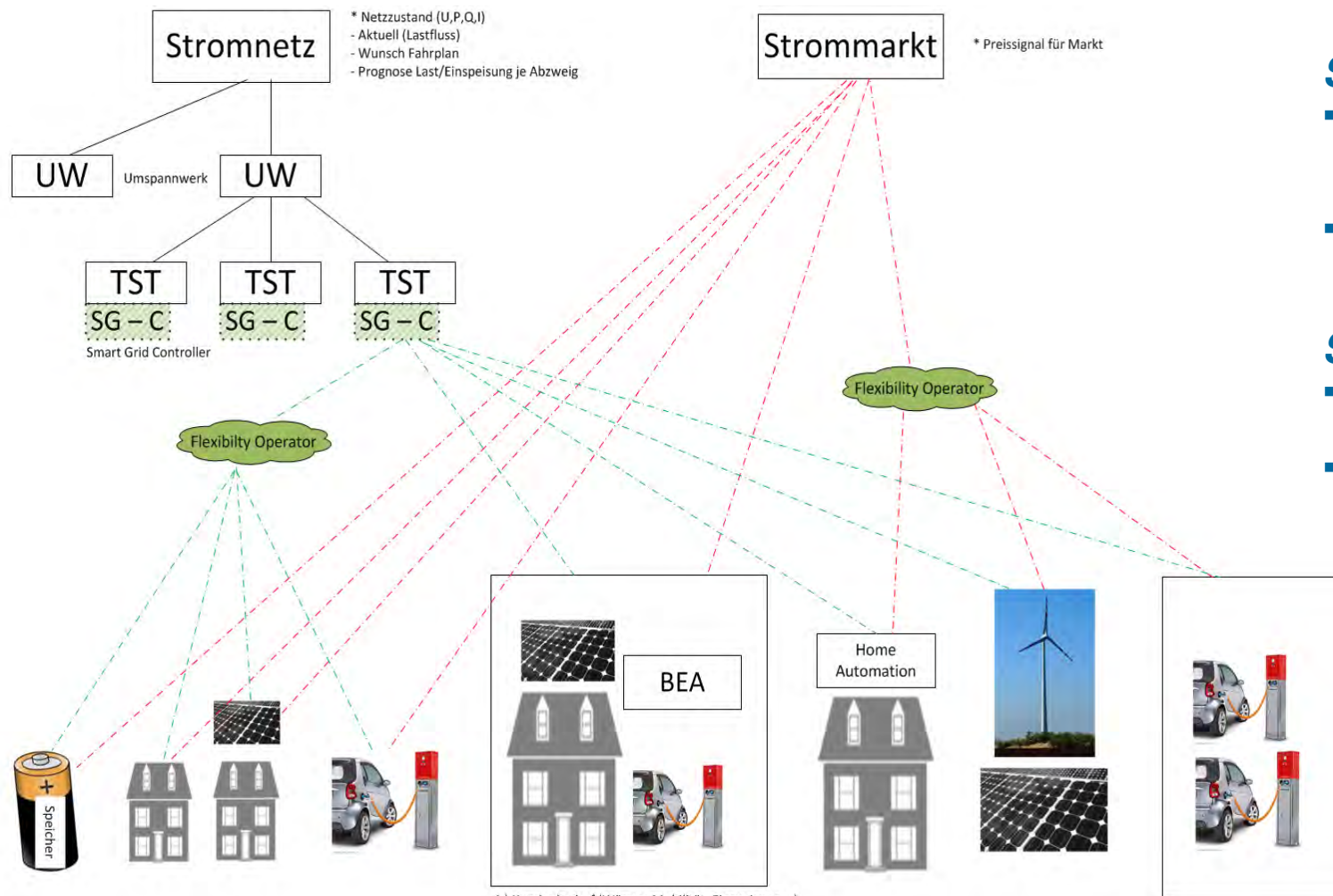
- Komplexität der Vernetzung
- Sicherheit der Systeme
- Einhaltung Datenschutzbestimmungen und Datenminimierung
- Einbindung in dahinterliegende Backend Systeme (z.B. Meter Data Management) und deren Betriebsführung



Smart Grid Gesamtsystem im Fokus

Aufeinandertreffen der Interessen von Stromnetz und -markt

Berücksichtigt von Flexibilitäten (also Verschiebung von Verbrauch oder Einspeisung) im Energiesystem



* Netzzustand (U,P,Q,I)
 - Aktuell (Lastfluss)
 - Wunsch Fahrplan
 - Prognose Last/Einspeisung je Abzweig

* Preissignal für Markt

Strommarkt

- Ausgleich Angebot und Nachfrage über Preissignale mit Fahrplanwerten
- gesamter Markt, unabhängig von Netzgebieten,

Stromnetz

- Vermeidung kritischer oder instabiler Netzzustände
- abzweig- und spannungsebenen bezogene „Echtzeit-signale“ zur Steuerung nötig

- 1.) Kundenbedarf (Wärme, Mobilität, Einspeisung,...)
- 2.) Kostenoptimum eigener Bereich (→ opt PV Einspeisung/ Verbrauch/ Laden EV)

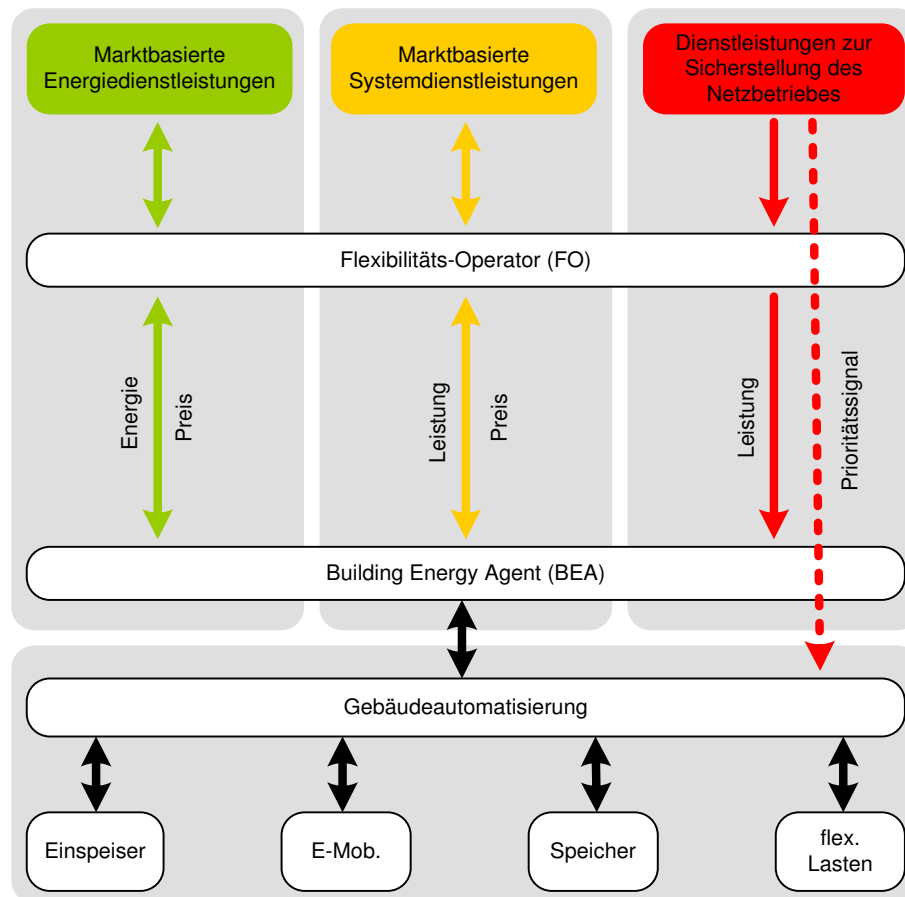
Energie: Preissignal Markt
 Netz: Bonus Netztarif?

Smart Grid Gesamtsystem im Fokus

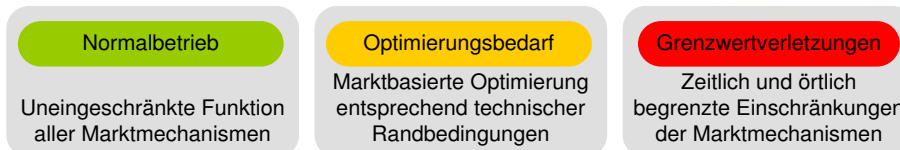


„Verkehrsregeln“ im Smart Grid

Geeignete Marktregeln müssen sicher stellen, dass alle Marktteilnehmer ihre Anforderungen und Interessen möglichst uneingeschränkt wahrnehmen können, ohne den anderen damit „zu schaden“ ...



Legende Netzzustand



ToDo`s ...

- „**Ampelmodell**“: Marktzustände und Übergänge sind (europaweit) fest zu legen und abzustimmen
- geeignete (**Markt-) Regeln** im Zusammenspiel der Marktteilnehmer sind dazu nötig
- Konzeption der nötigen „Agenten“ und „Operatoren“ in der Gesamtarchitektur so, dass **Ablauf möglichst automatisiert** realisierbar ist
- Bedürfnisse im Smart Grid sollten dabei möglichst breit und uneingeschränkt Berücksichtigung finden

➤ Referenzarchitektur für den europäischen Markt

auf Basis des M/490 Reference Architecture
WG 2011 Framework for Smart Grid Architecture Models
→ *Projekt Integra*



Smart Grids Modellgemeinde Köstendorf

Finanzierung / Förderung

- **Smarte Grid Infrastruktur, F&E-Aufwand:** Förderung durch KLIEN
 - Regelbarer Ortsnetz-Trafo, Smart Meter, Kommunikationsinfrastruktur, Regler
 - im Rahmen des Forschungsprojekts „Smart Low Voltage Grid“
- **PV-Anlagen:** Förderung durch Land Salzburg aus Mitteln des Wirtschafts- und Energieressorts
 - Investitionsförderung für PV-Anlagen der Kunden mit insgesamt 320.000 €
 - Attraktive Konditionen: Amortisationszeit von rd. 9 Jahren
- **E-Autos:** ElectroDrive Salzburg
 - 1 Jahr lang zum Nulltarif für jene, die PV-Anlage errichten um 100.- € je Monat „All In“ 1 Jahr lang für weitere Kunden
Verlängerung möglich für alle um Sonderpreis 199.- € je Monat „All In“ darüber hinaus



Smart Grids Modellgemeinde Köstendorf

Die Meilensteine

- **2011** Konzept, Auswahl der Modellgemeinde
- **Bis April 2012:** Abschluss der Kundenverträge
- **Juni – Ende 2012:** Installation der Kundenanlagen (PV-Anlagen, Home-Ladestationen)
- **Bis Ende 2012:** Entwicklung der Regelungslösung im Projekt DG DemoNet Smart LV Grid

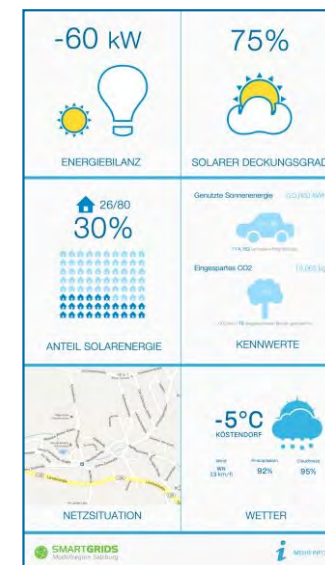
- **Bis Mitte März 2013:** Errichtung / Installation der Smart Grid Komponenten

- **April – Dez 2013:** **Demobetrieb**



Energieweg Köstendorf

- **Ziel:** Aufzeigen des Zusammenspiels von Energieeffizienz, erneuerbarer Energie und intelligenter Vernetzung zum Erreichen der Energiewende anhand des Projekts Köstendorf
- **Zielgruppe:** Interessierte Laien
- **6 Stationen** mit Würfeln + Interaktive Web-Applikation mit online-Energiebilanz und vertiefenden Inhalten





SMARTGRIDS
Modellregion Salzburg



SIEMENS

Intelligente Mittelspannungsregelung im Lungau

Dipl.-Ing. Thomas Rieder, MBA,
Leiter Elektrische Netze, Salzburg Netz GmbH
thomas.rieder@salzburgnetz.at

On-Site-Dialog Smart Grids Week, 15.05.2013

Eckdaten 30-kV-Netz UW Lungau

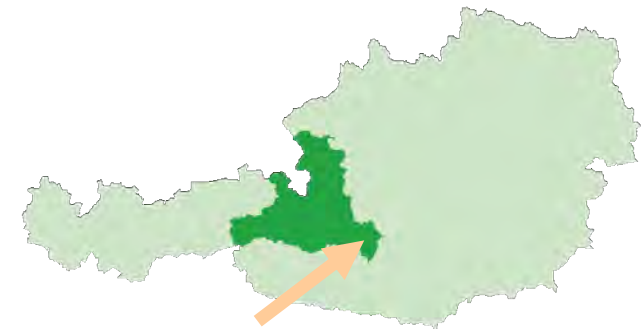
Stand 01.2013



- Eine zentrale Übergabe zum übergeordneten 110-kV-Netz
- MS-Netz:
 - 256 km MS–Freileitung, 158 km MS-Kabel (414 km Gesamtnetzlänge)
 - 376 Ortsnetzstationen
 - Fünf Umschaltstellen zu benachbarten MS-Netzen
 - rund 22.000 Einwohner, 16 Gemeinden

▪ Bezug 110/30-kV-Umspanner:

- derzeit maximale Netzlast
(max. Netzlast + min. Erzeugung) ~ 30 MW
- Rückspeisung im Sommer
(min. Netzlast + max. Erzeugung) ~ 8 MW



▪ aktuelle Anfragen Einspeiser: **zusätzliche 39 MW (!)**

Wasser: 8 MW

PV: 14 MW

Wind: 17 MW



Historie Spg.-Regelung Netz Lungau

Zwei 30-kV-Teilnetze im UW Lungau

- *kompoundierte Spannungsregelung seit über 15 Jahren*

Vorgaben für KW-Einspeisungen

- *seit über 10 Jahren*
 - $\cos \varphi$ - Vorgaben an Einspeiser
(vertragliche Vereinbarungen zB. nach Standort oder für Sommer / Winter)
- *seit 2007:*
 - U-abhängige Q-Regelung im Rahmen Netzanschluss vorgeschrieben
(→ technische Regelung permanent)

Netzbetrieb im Ring

- *seit Sommer 2012*
 - zusätzlicher Ringbetrieb von 2 Abzweigen mit „Sollbruchstelle“
zur Spannungsstützung nötig



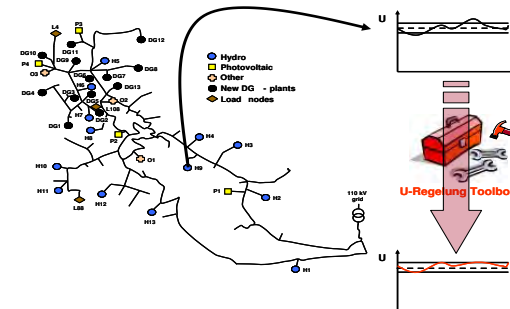
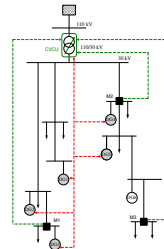
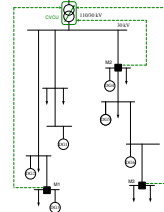
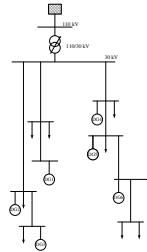
Projektkette DG DemoNetz



**Einfluss dezentraler
Energieerzeuger auf die
Versorgungsqualität**

DG DEMO  **NETZ**
KONZEPT

BAVIS



**Entwicklung von
Spannungsregelungskonzepten,
Technische und wirtschaftliche Beurteilung**

**Konzeptverbesserung und
Entwicklung von Planungstools**

DG DEMO  **NETZ**
VALIDIERUNG

Entwicklung, Feldtest, Analyse und Validierung – Proof of Concept



Koordinierte Spannungsregelung

Problemstellung

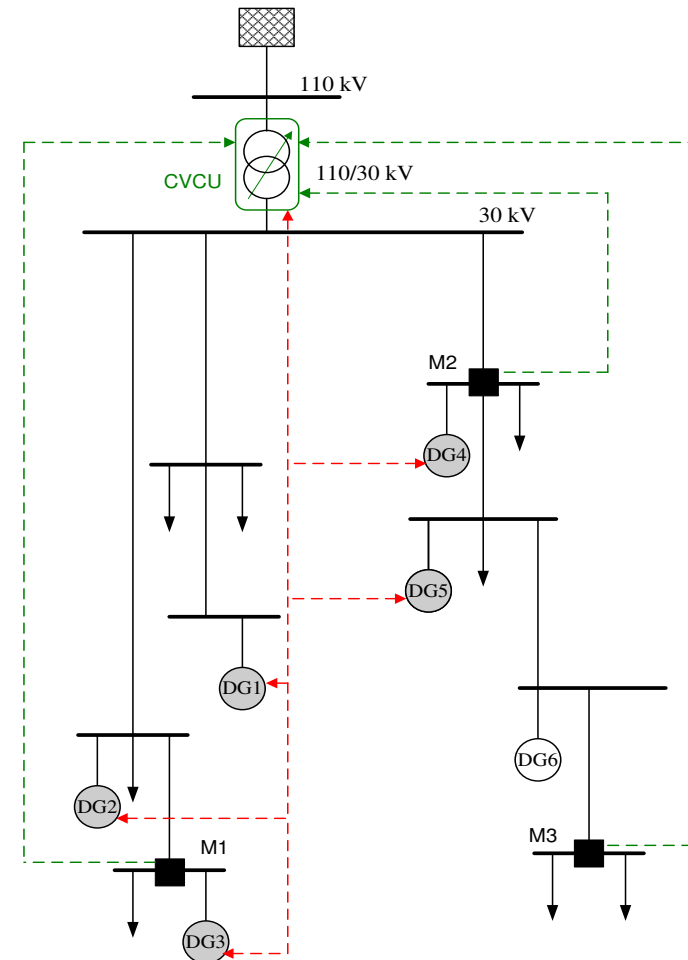
- Spannungsband ist ausgereizt: weitere Kleinwasserkraftwerke können nur mit zusätzlichen Maßnahmen angeschlossen werden.

Lösungswege

- Konventionelle Netzverstärkung
- Intelligente Spannungsregelungskonzepte

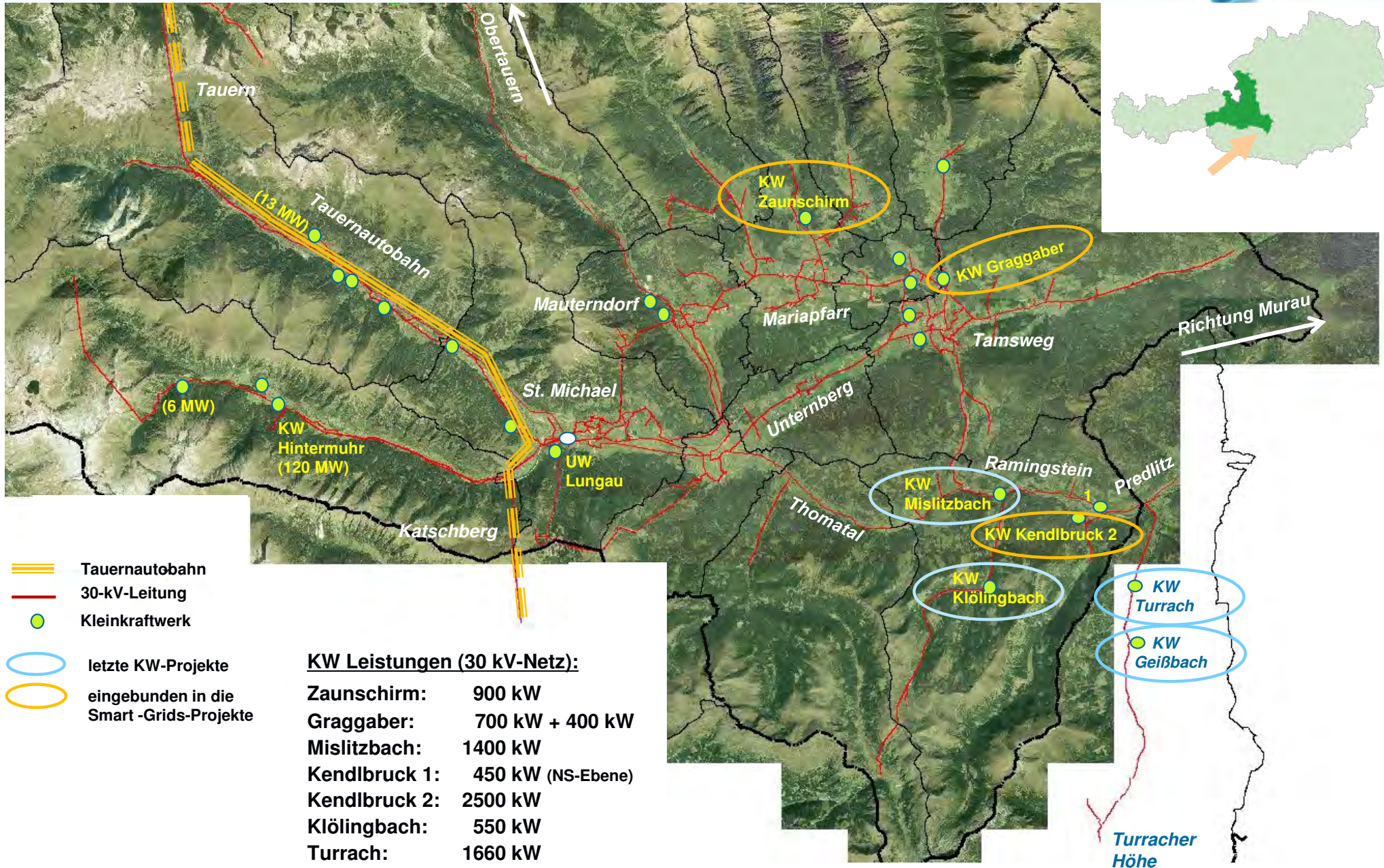
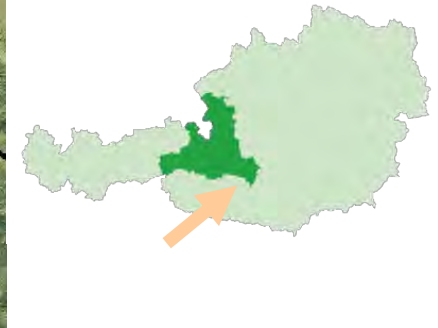
Zielsetzung

- Integration möglichst vieler dezentraler, erneuerbarer Energieerzeugen im elektrischen Verteilnetz ohne Leitungsverstärkung



Schematische Darstellung Koordinierte Spannungsregelung
(Qu.: AIT Helfried Brunner)

Lageschema KKW Lungau



-  Tauernautobahn
-  30-kV-Leitung
-  Kleinkraftwerk
-  letzte KW-Projekte
-  eingebunden in die Smart -Grids-Projekte

KW Leistungen (30 kV-Netz):

Zaunschirm:	900 kW
Graggaber:	700 kW + 400 kW
Mislitzbach:	1400 kW
Kendlbruck 1:	450 kW (NS-Ebene)
Kendlbruck 2:	2500 kW
Klölingbach:	550 kW
Turrach:	1660 kW
Geißbach:	690 kW

Turracher Höhe

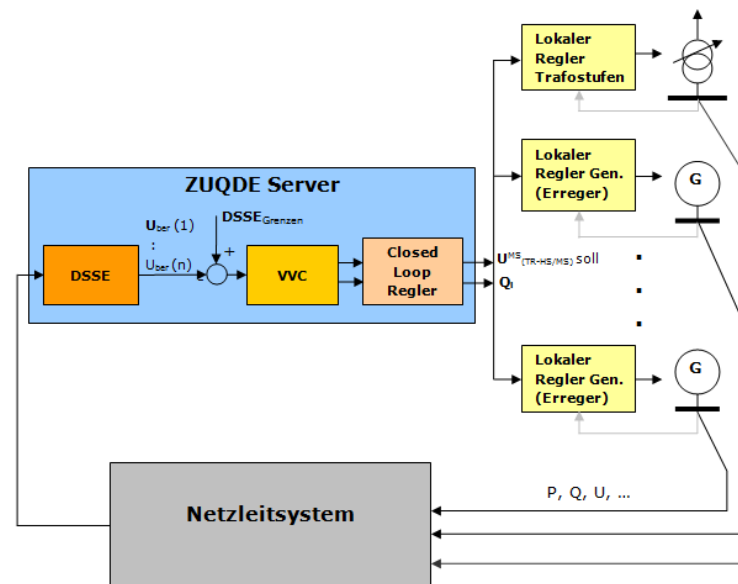


Netzbetrieb im Lungau (Mittelspg)

Innovative Netzregelung wurde prototypisch umgesetzt und ist seit Jänner 2012 im operativen „Closed-Loop“ Betrieb!



110/30-kV-Umspanner
UW Lungau, 32 MVA



Bsp: KW Graggaber (1,1 MW_EPL)

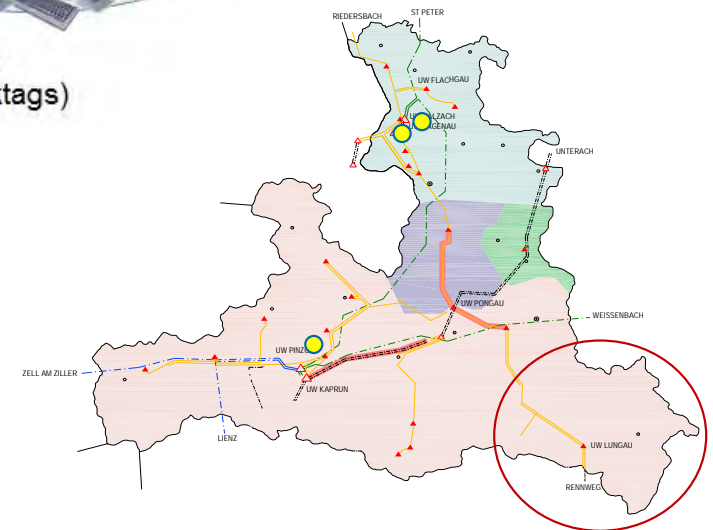
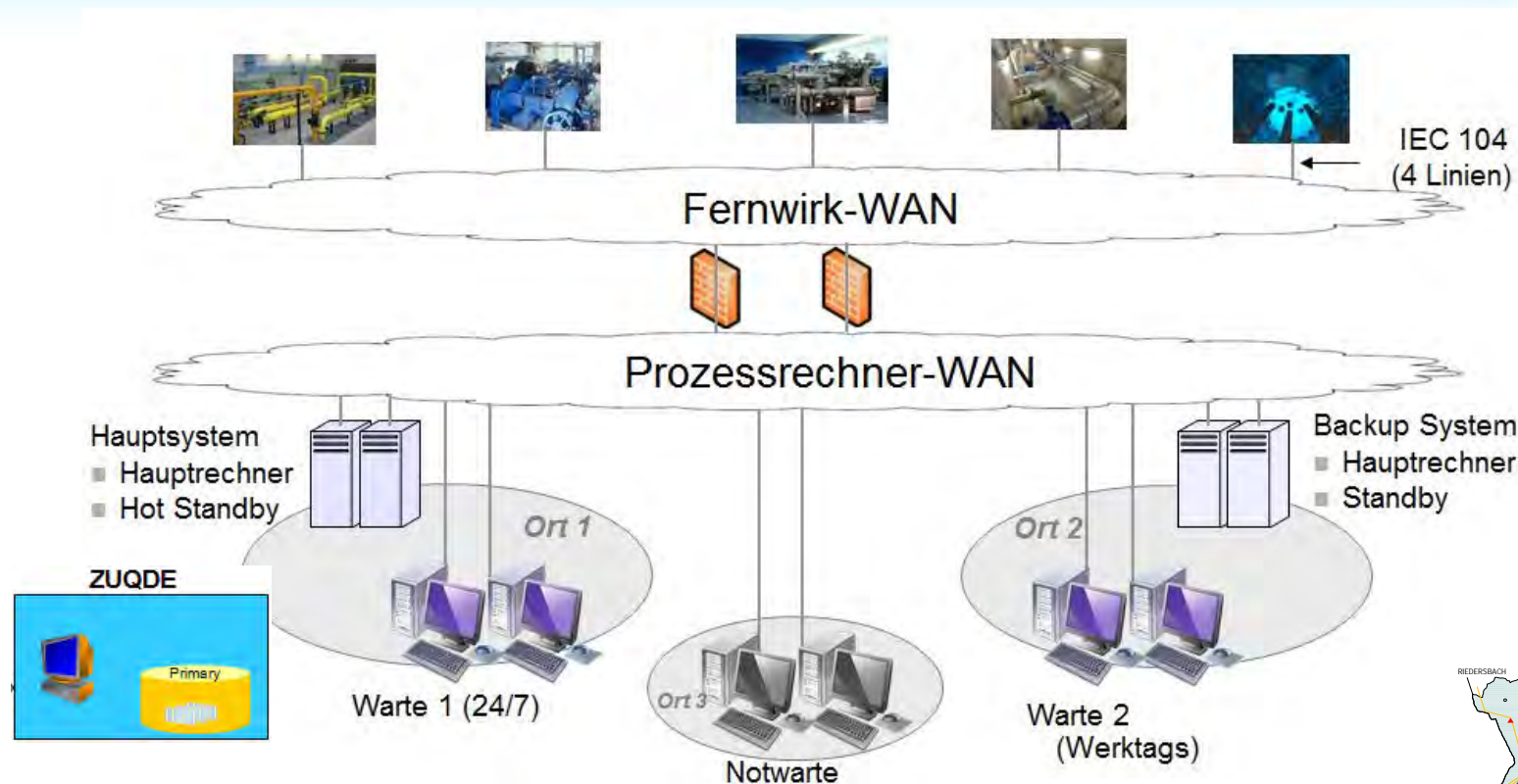


Motorpotentiometer
KW Graggaber

2 Projekte mit gleichem Ziel:

- ZUQDE – zentrale Lösung am Prozessrechner
- DG Demonetz – dezentrale Lösung im UW

ZUQDE Netzleitsystem



- **Spectrum™ Power 4**
 - Standardfunktion Multisite (Leitstellenverbund) über Hauptsystem der Warte Salzburg bzw. dem redundanten Backup System
- **eigener ZUQDE-Server**
 - mit Schnittstelle zum Hauptsystem verbunden
 - verfügt zu jedem Zeitpunkt über ein aktuelles Prozessabbild (Schalterstellungen, Messwerte)

ZUQDE Einbauten im Umspannwerk



110/30-kV-Umspanner
32 MVA Nennleistung

Zentraler
Fernwirkkopf



Spannungsregler
für Umspanner

Kommunikations-
verbindungen
Fernwirkkopf



ZUQDE Aufrüstung Trafostationen



Wimax-
Antennenmast



Funkeinrichtung



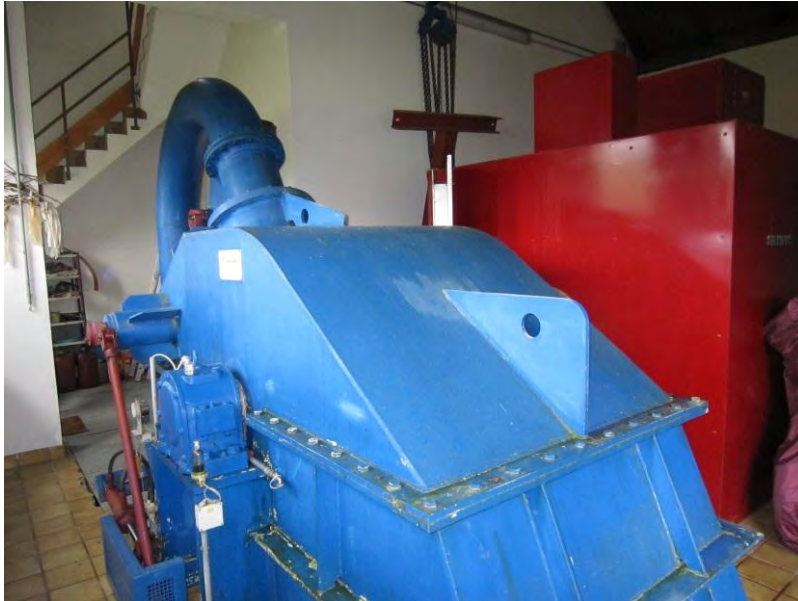
Spannungswandler
für Messung



Zubehör für Messung
und Datenübertragung



ZUQDE Umbauten Erzeugungsanlagen (1)



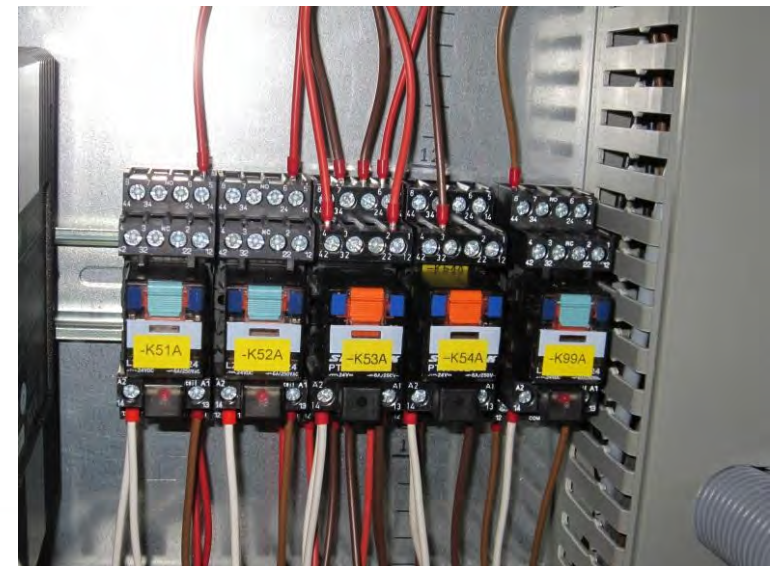
KW Zaunschirm (900 kW), Turbine und Generator



KW Zaunschirm mit montierter Antenne



KW Zaunschirm, Motorpotentiometer rechts, $\cos\phi$ -Sollwert links



KW Zaunschirm, Relais K51A und K52A für Ansteuerung des Sollwertpotentiometers

ZUQDE Umbauten Erzeugungsanlagen (2)



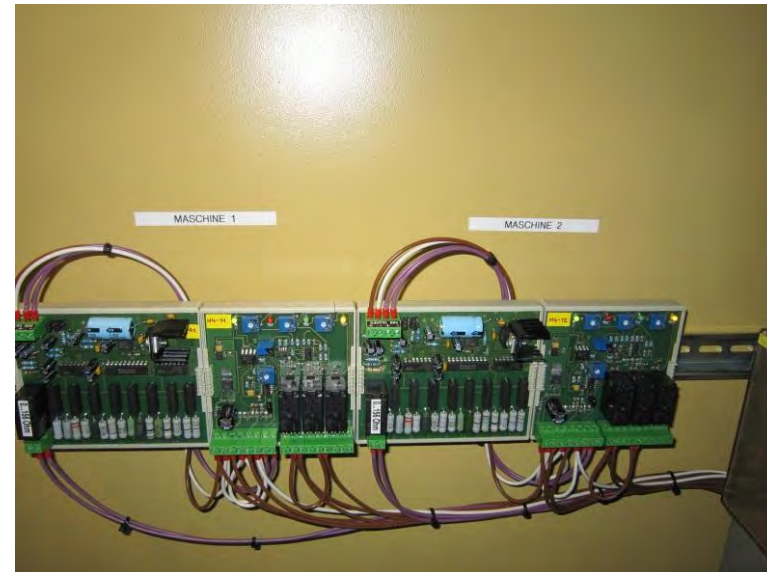
KW Graggaber M2 (400 kW) vorne, M1 (700 kVA) hinten



Antenne KW Graggaber



Motorpotentiometer KW Graggaber



Digitales Potentiometer KW Graggaber für beide Generatoren



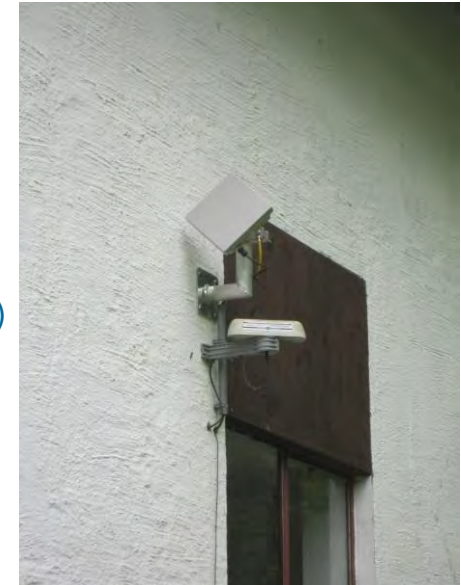
ZUQDE Umbauten Erzeugungsanlagen (3)



KW Kendlbruck (2500 kW),
Turbine und Generator

KW Kendlbruck, Steuerung oben.
Nur eine zusätzliche Einschubkarte
war erforderlich, um Q-Sollwerte
vorgeben zu können

KW Kendlbruck
Antenne Wimax oben,
DCF 77 Antenne unten
(für Zeitsignal, Bestand)



ZUQDE Regelungsablauf



- Auslöser des Regelprozesses

- Netzzustandsänderungen: Topologieänderung
- Periodisch: 5 bis 15 Minuten



1. Lastflussberechnung mit aktuellem Netzzustand

- Topologie und Messwerte

2. Kontrolle der Spannungen auf Grenzwertverletzungen

3. Ermittlung neuer Sollwerte

- Schienenspannung, Blindleistung der dezentralen Kraftwerke

4. Optimierung Ausgabereihenfolge der Sollwerte

- Keine Grenzwertverletzungen während der „Einstellphase“

5. Ausgabe der neuen Sollwerte

- Reglerdesign und Testszenarien müssen

an die Betriebsanforderungen angepasst werden

- Open Loop Betrieb: Sollwertermittlung und manuelle Sollwertausgabe

- Closed Loop Betrieb: Sollwertermittlung und automatische Sollwertausgabe

Inbetriebnahme von ZUQDE



▪ 5 - stufiger Prozess

1. Online Tests zur Verifizierung der Eingangsdaten

- Vollständigkeit / Richtigkeit der Data, Verifizierung der State Estimation

2. Open Loop Testphase

- Sollwertoptimierung durch ZUQDE und manuelle Ausgabe der Sollwerte (einzeln je R-Stufe)
- Test der typischen Lastfälle,
 - KW 51, 2011 (19.12. – 22.12.2011)
- Bewusstes Annähern an die Betriebsspannungsgrenzen
 - Durch manuelle Positionierung des Stufenstellers

3. Schulung der Wartemitarbeiter

- Parallel zu 1 und 2 (Schichtdienst)
- Technische Grundlagen und Betrieb

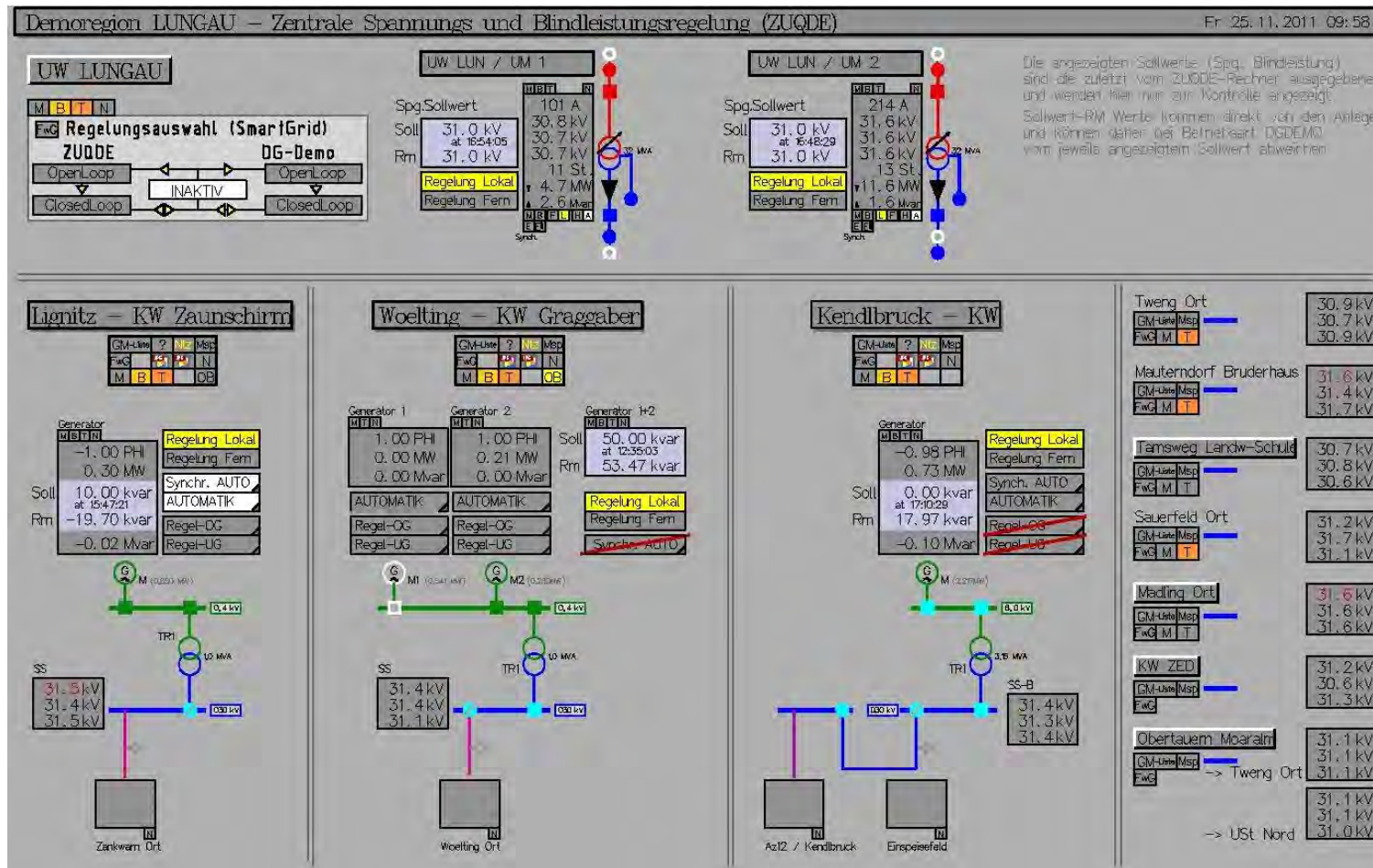
4. Closed Loop Testphase

- Closed Loop Betrieb unter ständiger Beobachtung
- Mehrere Termine je Werktag innerhalb einer Woche
 - Maximallast, Minimallast, TRA-Schaltzeitpunkte, große Variation der Hochspannung (KW-Einsatz und Pumpbetrieb)
 - KW 2, 2011 (09.01. – 13.01.2012)

5. Closed Loop Betrieb

- Start am 13.01.2012, Freitag

Anzeige und Bedienung alle relevanten Befehle/ Rückmeldungen aus dem Projekt ZUQDE im PR-Hauptsystem

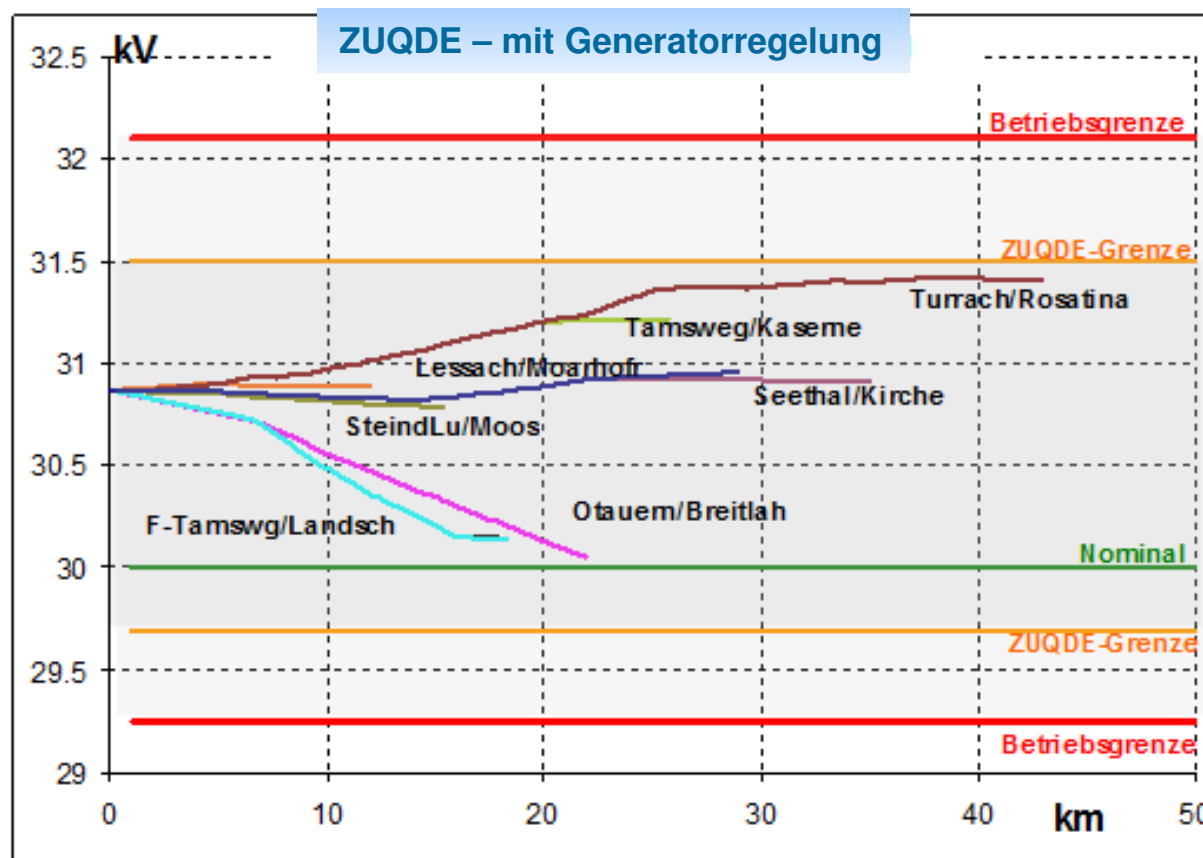
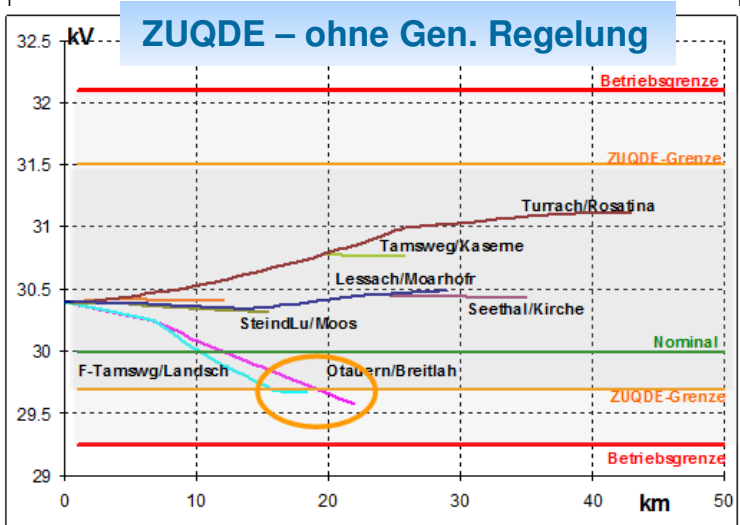
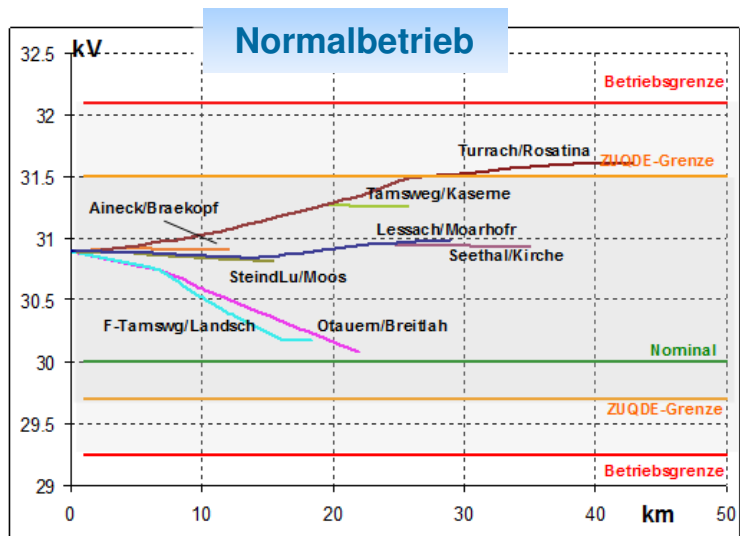


- Grenzwertüberwachte Messwerte von 5 Trafostationen
 - Für die Inbetriebnahme des Systems erforderlich, Validierung und Parametrierung
 - Im Betrieb für Kontrollzwecke und der Verifizierung der Ergebnisse

Closed Loop Betrieb - Betriebserfahrung



- Ergebnis der Optimierung für die Modellregion
(ist grundsätzlich auch durch Regelung von Lasten so beeinflussbar)





Zusammenarbeit mit KKW-Betreibern

- ZUQDE-Betrieb erfordert Eingreifen des Netzbetreibers in KW-Regelung
 - neue Situation für beide Parteien
 - im Rahmen Neuanschluss von KW problemlos im Vorhinein zu fixieren (Kosten Anschlussalternativen)
 - bei bestehenden Anschlussverträgen grundsätzlich keine Handhabe für VNB
- erste Rückmeldungen von unseren 3 KW-Betreibern im Projekt
 - akzeptieren Eingriff des VNB in die KW-Regelung, wenn es der Integration EE dient
 - Reduktion von Wirkleistungseinspeisung zu Spitzenlastzeiten wird akzeptiert
 - beim Anschluss neuer Anlagen (dann Wirtschaftlichkeitsrechnung)
 - bei bestehenden Anlagen nur (sehr) bedingt
 - viele, ganz spezielle Fragestellungen sind bei Umbauten zu lösen
 - ⇒ aufwändig, kann Ärger machen (weil unvorhergesehen), ...
 - ⇒ nicht unterschätzen!



Zusammenarbeit mit KKW-Betreibern

Vorteile für Anschluss neuer Anlagen, Projektbeispiele:

▪ Notwendige Anschlusslängen (30-kV-Kabellängen) bei

	<i>„business as usual“</i>	<i>„geregelter Betrieb“ + Netzkonzept</i>
▪ KW Turrach:	14 km (grob 1,7 Mio €)	Einschleifung in Kabel vor Ort 50 m
▪ KW Klölingbach:	6 km (grob 0,7 Mio €)	Einbindung in Freileitung vor Ort 140 m
▪ KW Mislitzbach:	2 km (grob 0,2 Mio €)	Einschleifung in Kabel vor Ort 50 m
		➤ zusätzlich Anbindung FW-Technik und Umrüstung Anlagen à 10 – 15.000.- €/je KW
		➤ also insgesamt grob 30 – 50.000.- €/je KW
		➤ zusätzlich Aufwendungen für „Smart-Grid-System“ inkl. lfd. Betriebskosten

Aus Regulierungssicht ist zu klären:

- Vorteil hat in erster Linie Einspeiser
- Kosten „Smart-Grid-System“ zahlt VNB und wird damit auf Netzbenutzer (Verbraucher) sozialisiert



Auswirkungen im Netzbetrieb (1)

Abnützung Komponenten

- durch Regelungsvorgänge und einhergehende Schaltspiele
 - *zur Einhaltung Spannungsband: Sollwertvorgaben nur bei Verletzung Spannungsgrenzen*
 - *Optimierter Betrieb (Verluste, Blindleistungsbezug, ...): lfd. Sollwertvorgaben*
- **Stufensteller 110/30-kV-Umspanner**
 - durch ZUQDE-Betrieb ggü Kompoundierung um grob 15 – 20% weniger Regelungen des Stufenstellers
- **Generatorregelung**
 - periodische Sollwertvorgaben an die Erregungseinrichtungen der Generatoren
 - deutlich mehr als vorher
 - *die „Feinausregelung der Netzspannung“ übernehmen die Einspeiser*

Aus Regulierungssicht ist zu klären:

- müssen alle Einspeiser dahingehend gleich behandelt werden?
 - *immer der, der technisch Optimierungsproblem am besten löst? Oder immer einer nach dem anderen?*
 - *nur Einspeiser oder Verschiebung von Verbrauchslasten im gleichen Ausmaß?*
 -



Auswirkungen im Netzbetrieb (2)

- *Betriebsführung wird komplexer und „mit weniger Reserven“*
- Aufwand Datenerhebung und Inbetriebsetzung System:
 - gleicher Aufwand wie bei Groß-KW
- Standardisierung ist wichtig für „Plug & Play“ bei neuen Anlagen
 - Vorgaben für Parametereinstellungen / Betriebskennlinien durch NB, ...
- Kann weiter Betrieb geführt werden bei Ausfall einer der Komponenten ?
 - dafür ist im Lungau jedem Regelungselement ein „Ersatzsollwert“ vorgegeben
 - Reicht das, wenn viele Kraftwerke an dem Regelungsprozess teilnehmen?



Weitere Aspekte

- „Security by design“:
 - technische Security
 - Sichern von Schnittstellen
 - Verkleinern des Wirkungsbereiches von Funkschnittstellen
 - Clustern und Härten der Server
 - Zutritt zu dezentralen Anlagen und Übergang Verantwortung
 - physisch (getrennte Schränke und Schließsysteme, ...)
 - aber auch betrieblich (bis hin zur gegenseitigen Verständigung bei Meldungen, ..)

- Datenschutz gemäß DSGVO

- Berücksichtigung der KKW bei Netzstörungen
 - möglicher Beitrag für Engpassmanagement, Netzwiederaufbau
 - technisch, regulatorisch (Kostentragung),

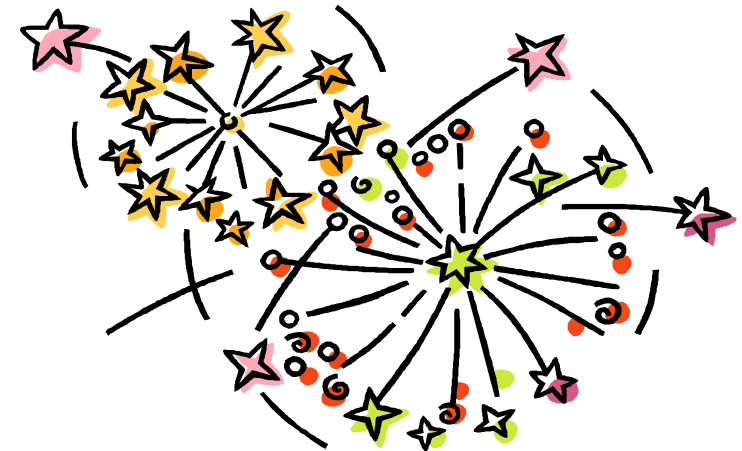


Fazit

- ✓ Idee der **Koordinierten Spannungsregelung** funktioniert –
technisch / betrieblich und wirtschaftlich



- ✓ **Lösungen** funktionieren zufriedenstellend
⇒ *Implementierung als „Produkte“*





Die Einbindung der Elektromobilität in Smart Grids

Salzburg, 13.05.13

Hans Jürgen Bacher
Martin Klässner
Wolfgang Prügler
Rusbeh Rezania

Warum ist eine geregelte Ladung sinnvoll?



Die intelligente Ladestation

Nach der Ankunft zu Hause wird das E-Auto an die Ladestation angeschlossen.



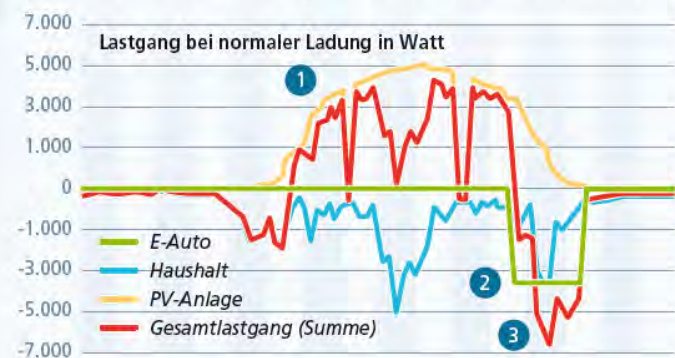
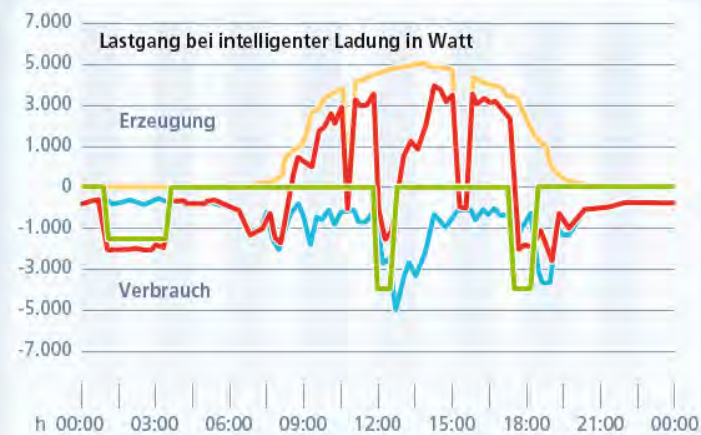
E-Car Charging-App
Koordination
des Ladevorgangs,
Informationscenter



Über die interaktive App lassen sich alle wichtigen Einstellungen für den Ladevorgang sowie Veränderungen im Ladeprofil durchführen.

Auch das Abrufen von Statistiken oder die Kontrolle des Stromnetzstatus ist hier möglich.

- 1 Wolke zieht durch – Erzeugung geht zurück
- 2 Ladevorgang beginnt
- 3 Große Lastspitze durch Ladung während Abendspitze

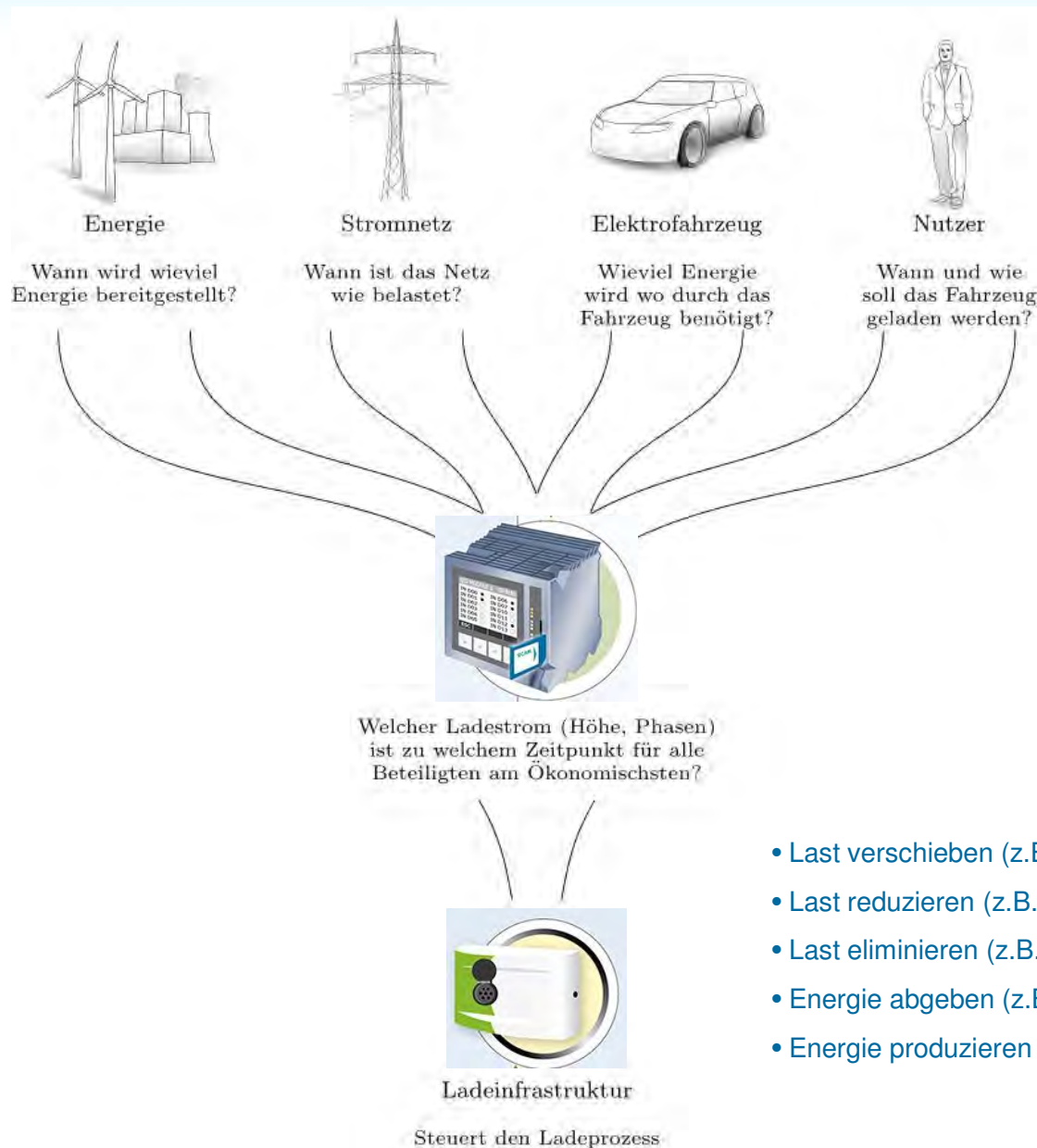


Quelle: APA/Salzburg AG

Stand März 2013

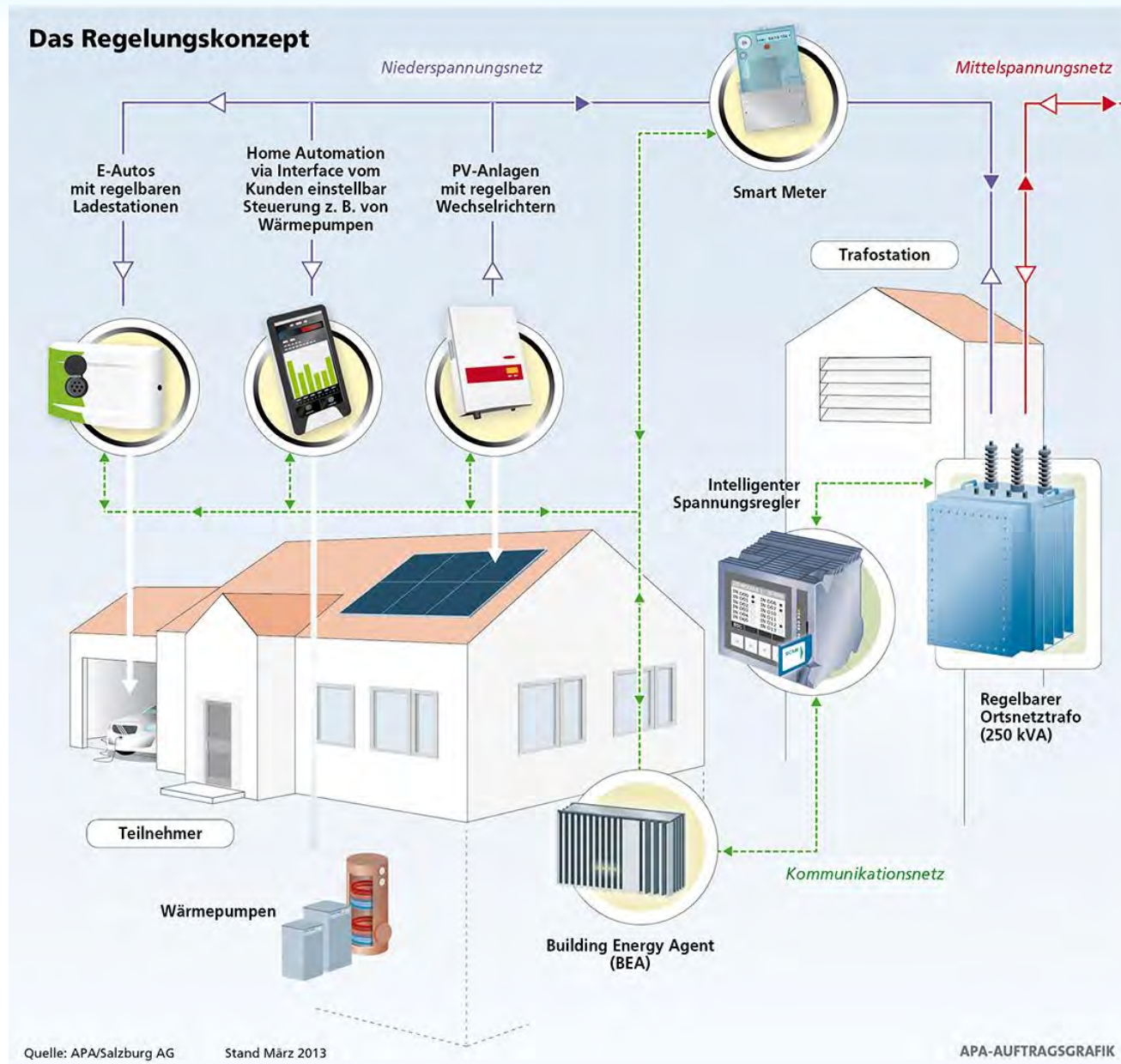
APA-AUFTRAGSGRAFIK

Welche Informationen benötigt die geregelte Ladung?



- Last verschieben (z.B. Ladezeitpunkt zeitl. verschieben)
- Last reduzieren (z.B. Ladestrom von 32 A auf 16 A red.)
- Last eliminieren (z.B. keine Ladung möglich)
- Energie abgeben (z.B. Energie wird verschenkt)
- Energie produzieren (V2G da Energie vom Fahrzeug geliefert wird)

Welche Komponenten benötigt die geregelte Ladung?



Die „Smart Grids – fähige“ Ladestation von Veniox



Funktionen im Überblick

- Laden von Elektrofahrzeugen nach IEC 61851 „Modus 3“ mit bis zu 22 kW
- Autarke Laderegulation mittels Ober- und Unterspannungsgrenzen
- Anbindung an übergeordneten Laderegulationsalgorithmus zur Berücksichtigung des Netzzustandes
- Anbindung und Steuerung über Smart Phone und digitale Endgeräte möglich
- Fernauslesbarer Smart Meter und Zählerdatenerfassung
- Kommunikation via Ethernet
- Echtzeitdiagnose
- Zentrale Überwachung, Wartung und Auswertung
- Zentrale Abrechnungsmöglichkeit im Post-Paid Verfahren
- Rostfreies Gehäuse aus Edelstahl und Aluminium
- Full-Service inklusive Planung, Montage, sicherheitstechnischer Anlagenüberprüfung sowie Inbetriebnahme und Wartung

Was bietet das Kunden Interface?

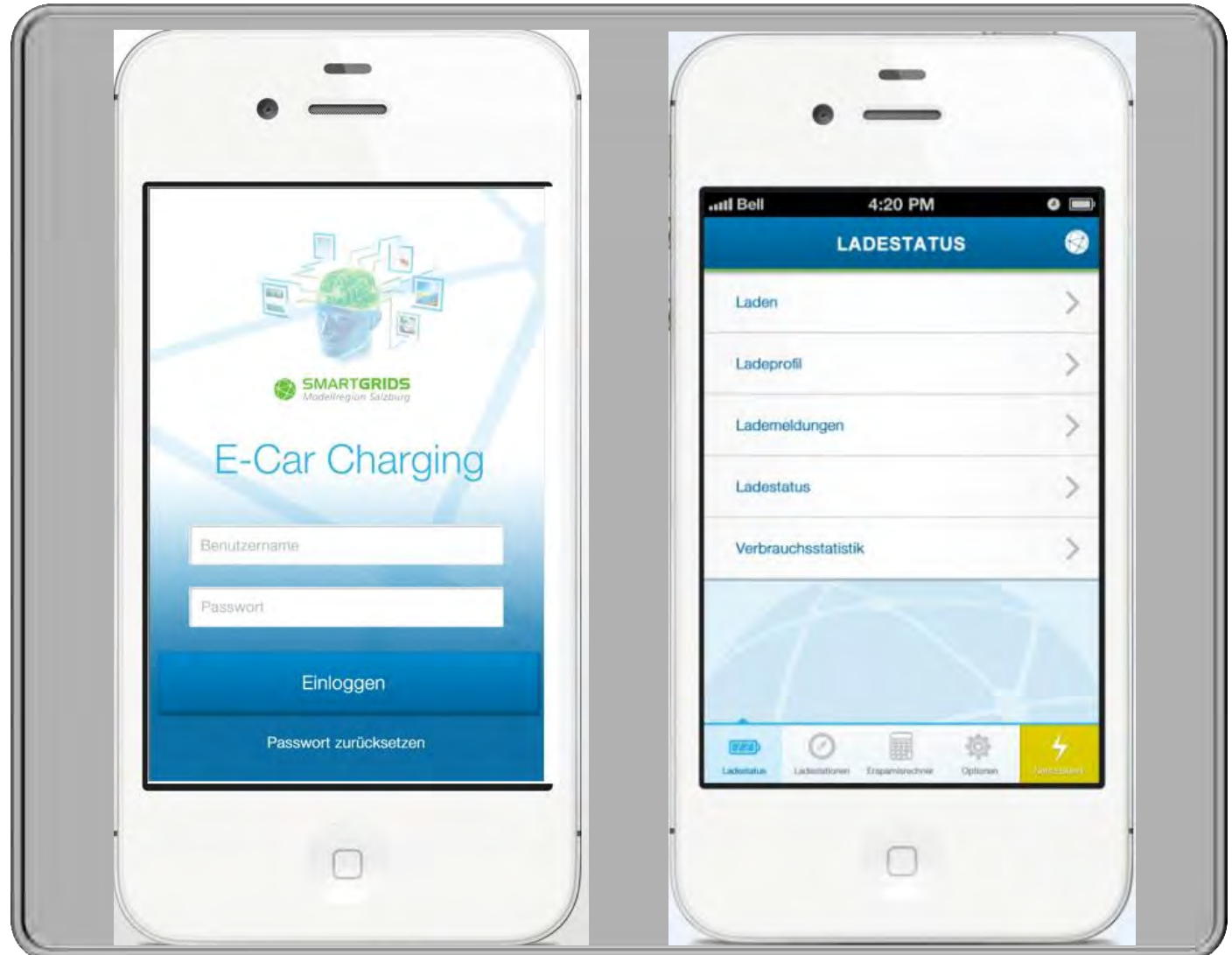


Story

Ich kann mich in E-Mob-App anmelden, muss aber nicht!



Interface



Was bietet das Kunden Interface?

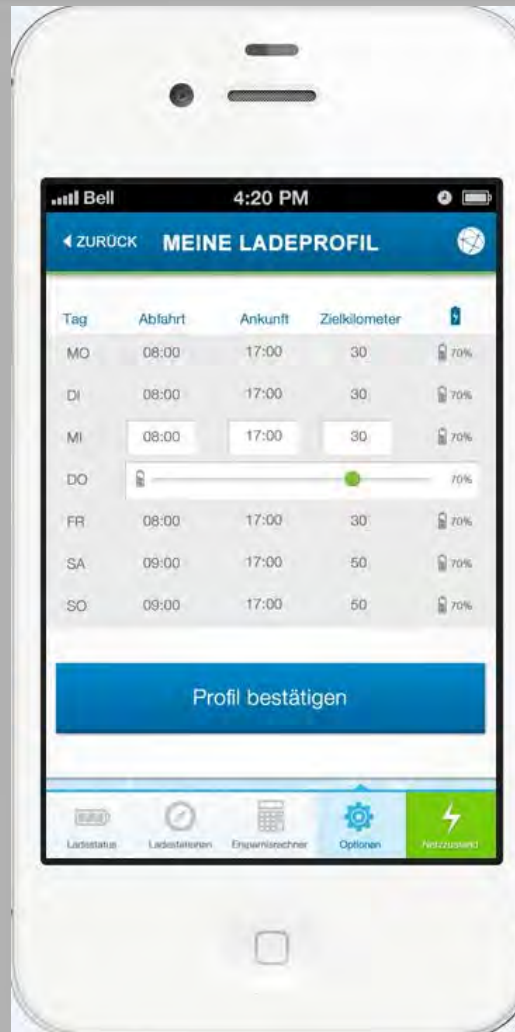


Story

*In der E-Mob-App kann ich z.B. mein Profil verändern ...
... oder meine Verbrauchstatistik analysieren ...*



Interface



Was passiert, wenn ich mein Auto an die Ladestation anstecke?

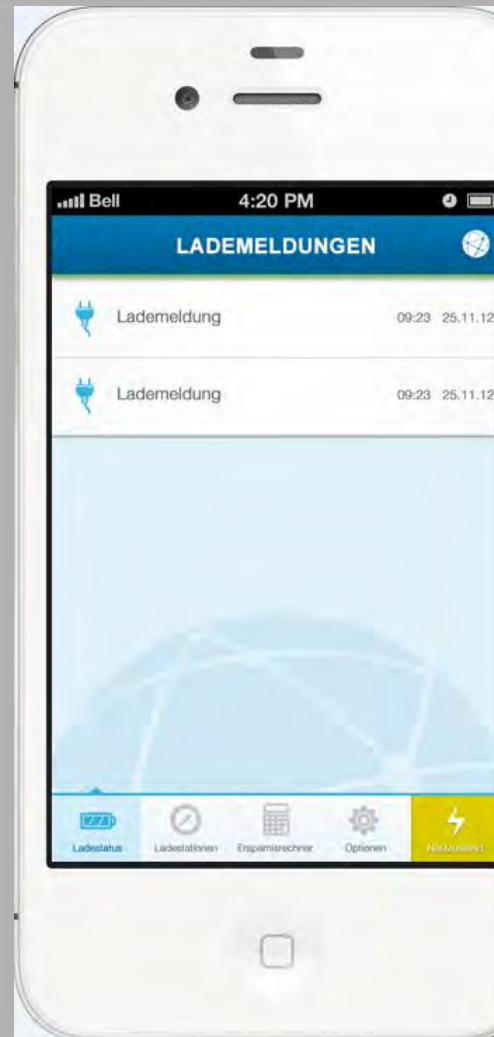


Story

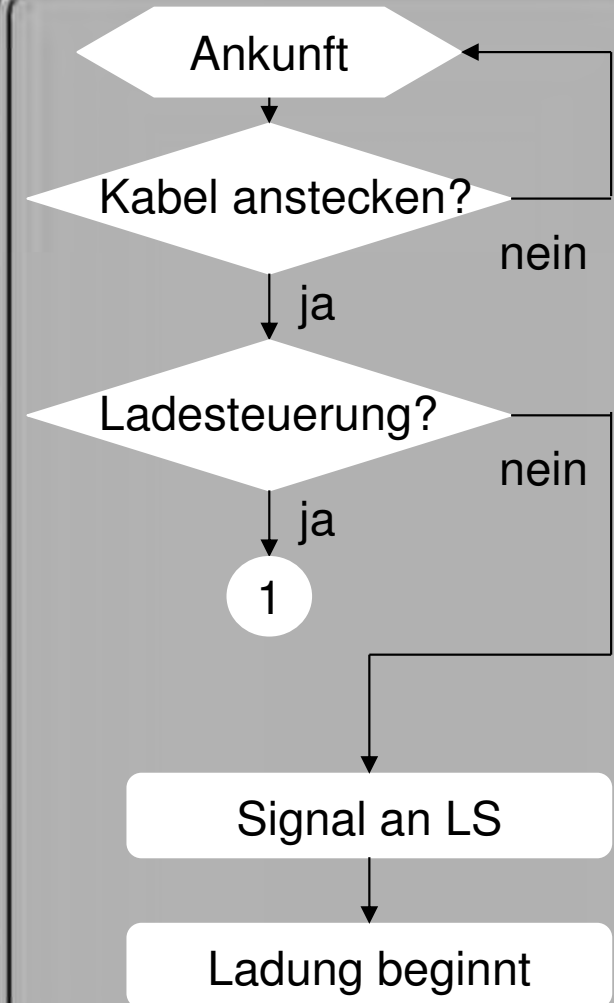
Ich komme nach Hause und stecke Kfz an die Ladestation an und kann mir den Ladestatus anschauen.



Interface



Process



Was passiert, wenn ich mein Auto an die Ladestation anstecke?

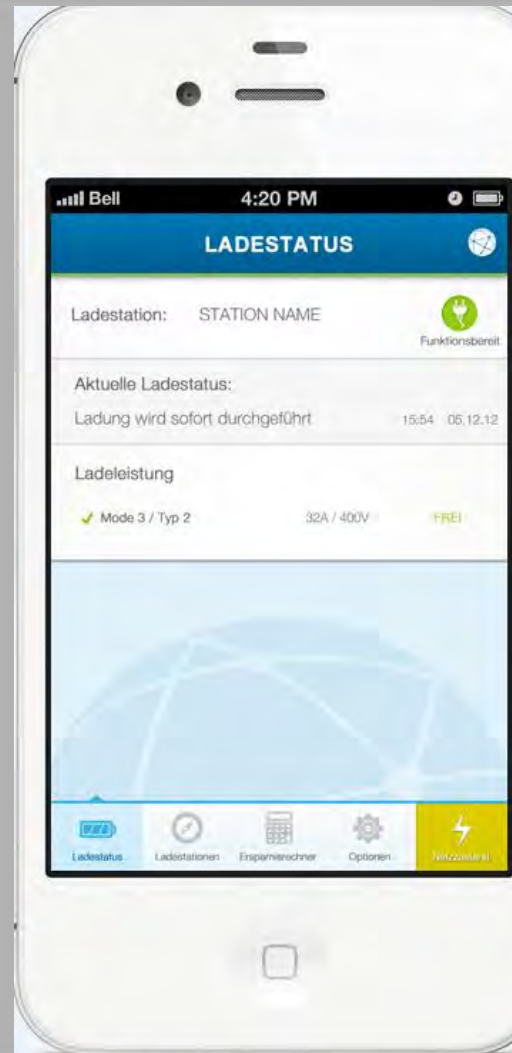


Story

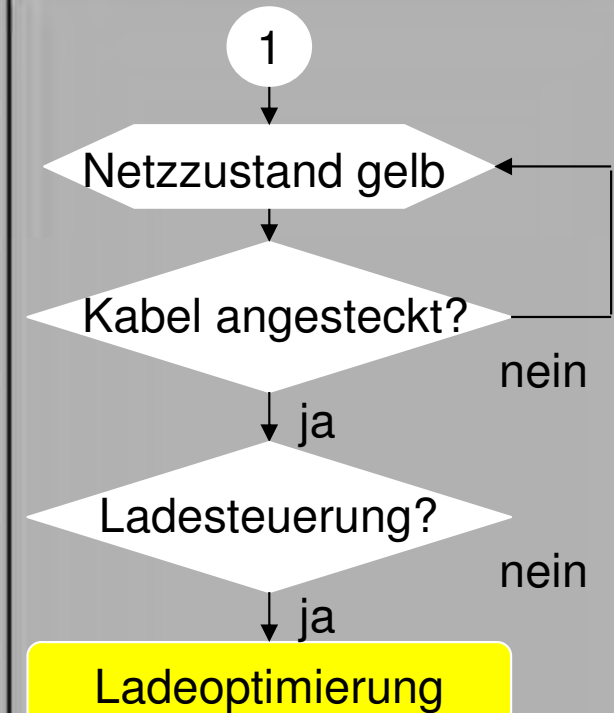
... aber nun ist es am Abend, meine PV Anlage arbeitet nicht und viele Nachbarn kochen und sitzen vorm TV oder PC ...



Interface



Process



Was passiert, wenn ich mein Auto an die Ladestation anstecke?



Story

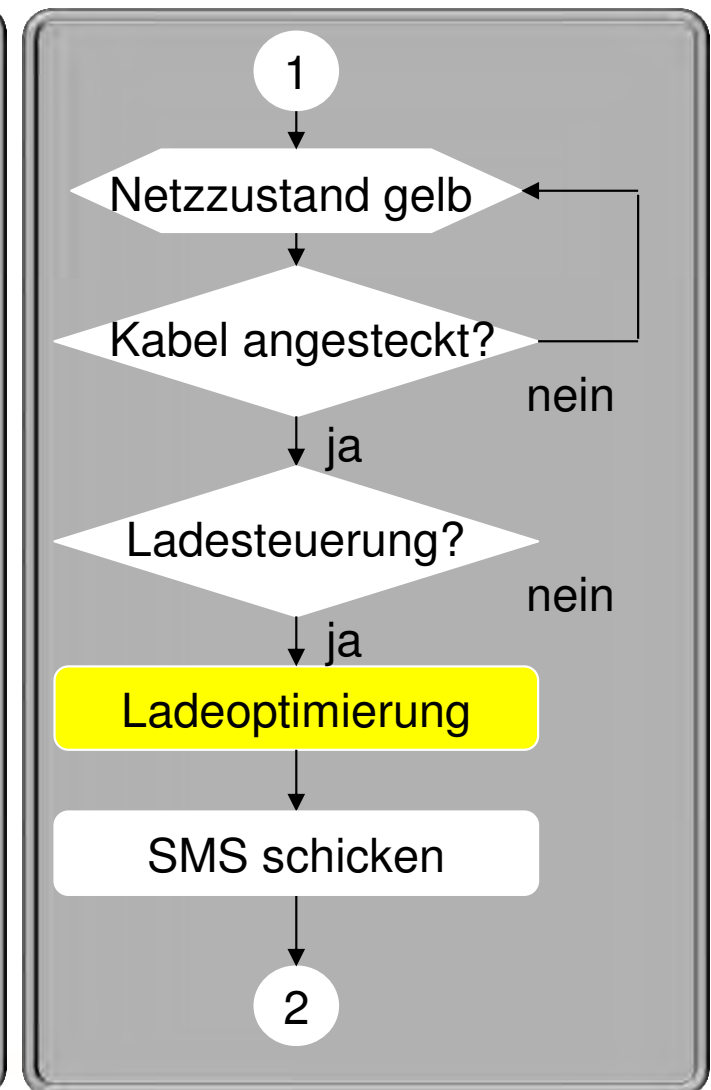
... ich bekomme ein SMS auf mein Mobiltelefon mit dem Text:



Interface



Process



Was passiert, wenn ich mein Auto an die Ladestation anstecke?

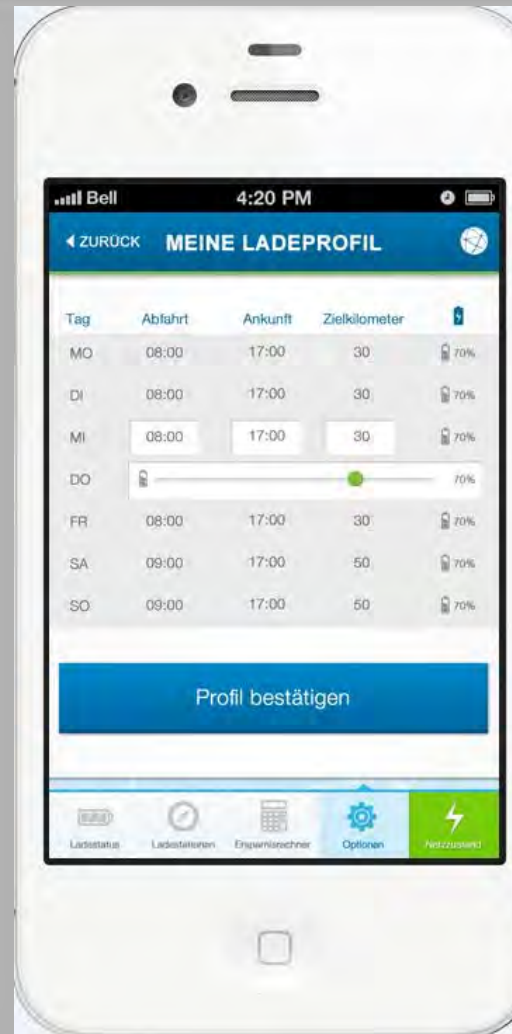


Story

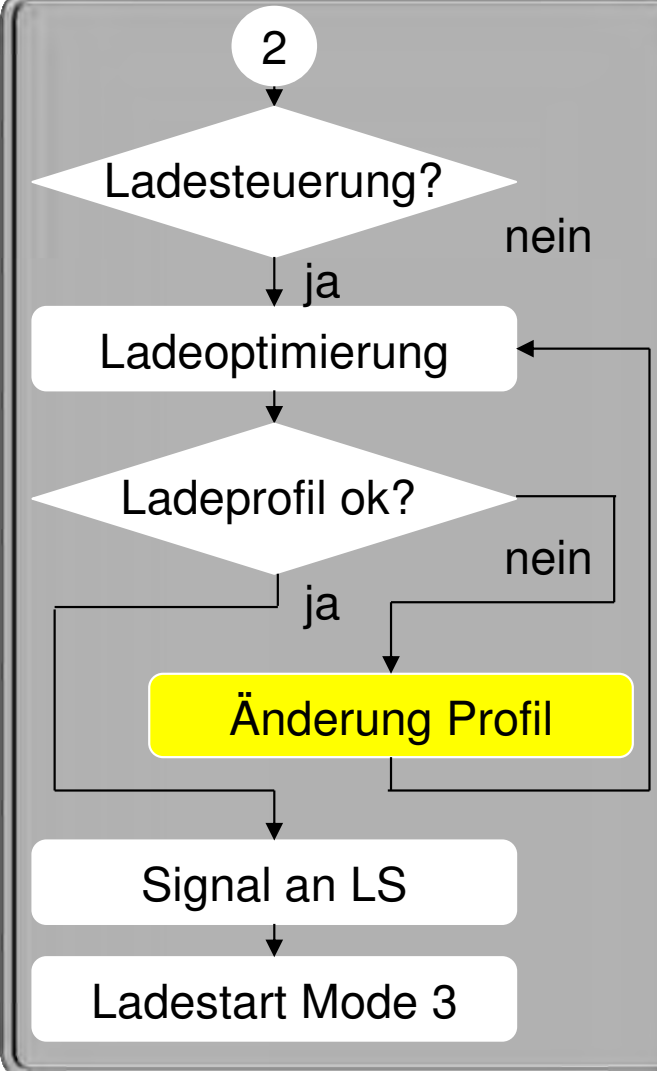
... dann hab ich noch die Chance dass mein Profil verändere weil ich morgen doch früher in die Arbeit starte ...



Interface



Process



Was passiert, wenn ich mein Auto an die Ladestation anstecke?

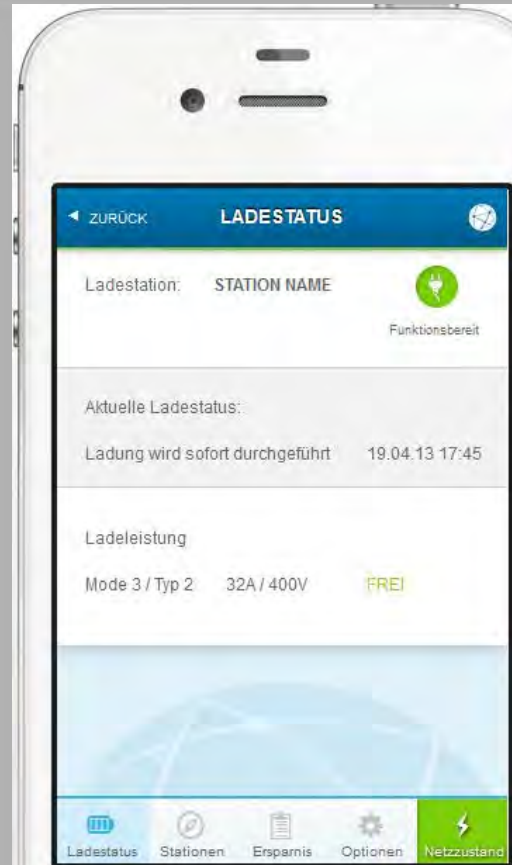


Story

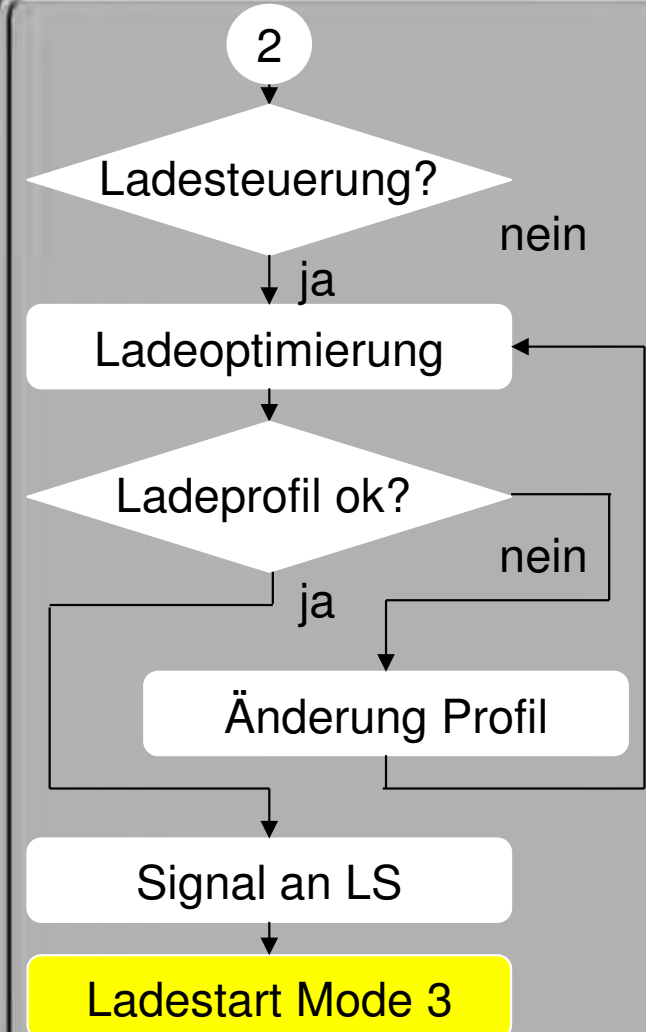
... und dann beginnt mein Auto irgendwann in der Nacht zu laden damit ich morgen in der Früh genug Energie im Auto habe um mein Ziel zu erreichen.



Interface



Process



Was passiert, wenn ich mit meine E-Auto unterwegs bin?

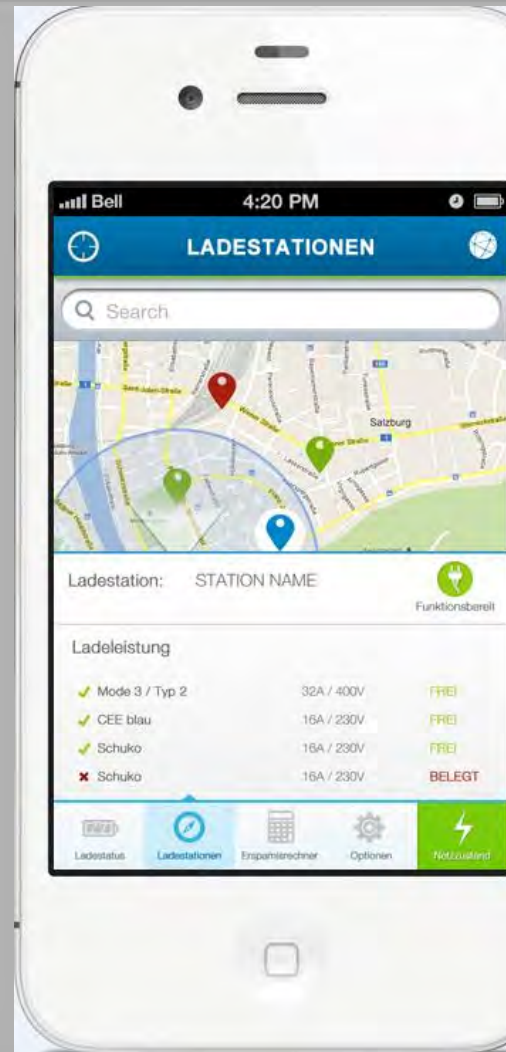


Story

... wenn ich unterwegs bin, kann ich mir auch eine freie Ladestation suchen.



Interface



Process

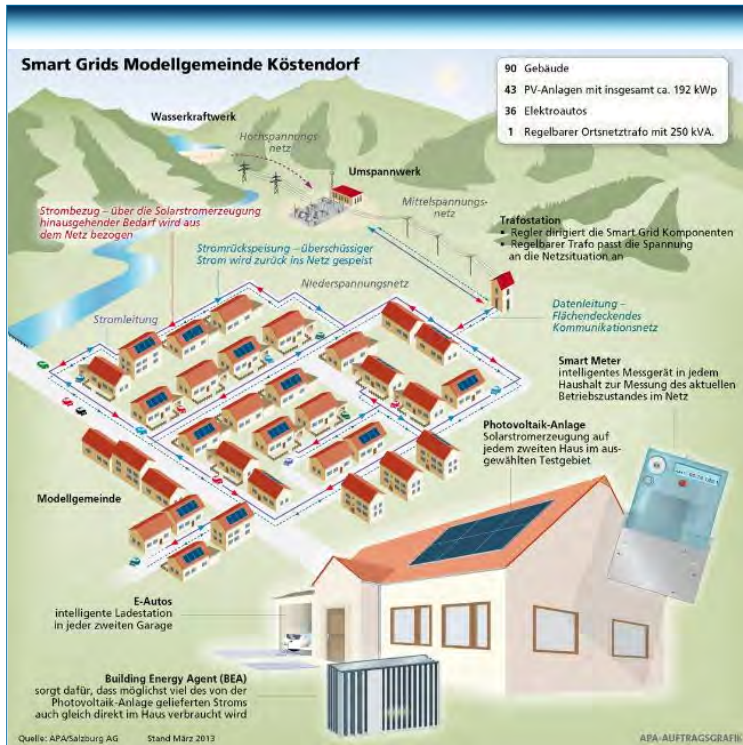
Auto geladen

abfahren

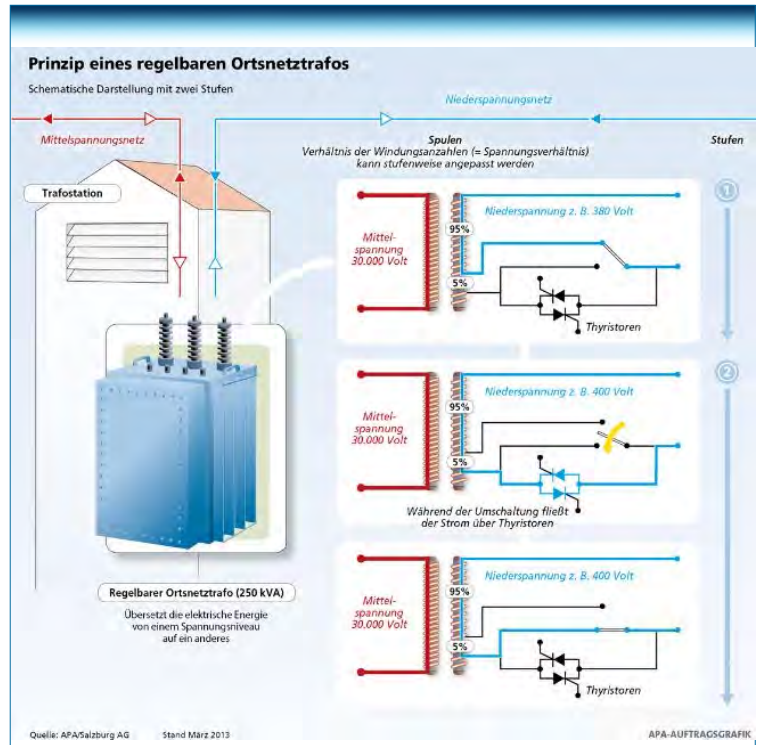
LS suchen

Modellgemeinde Köstendorf

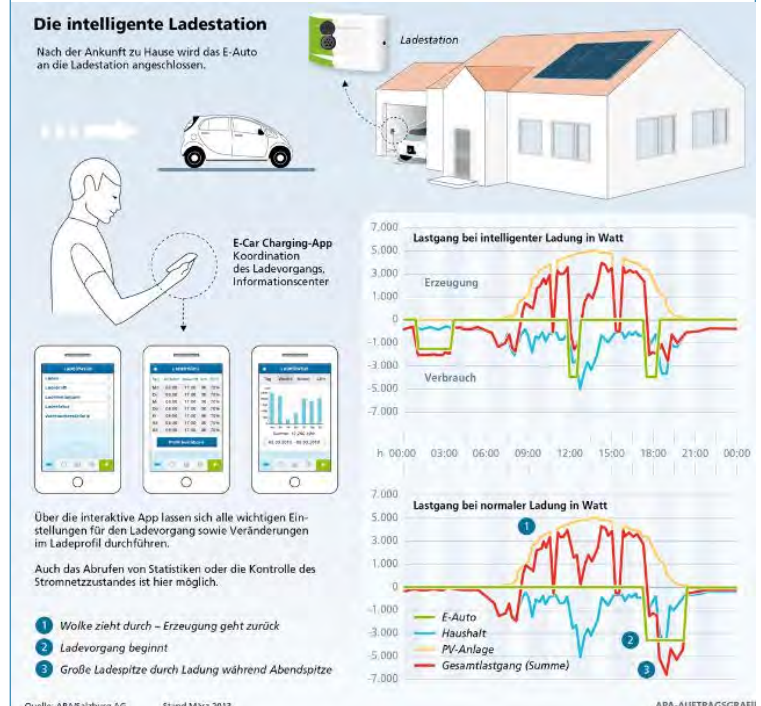
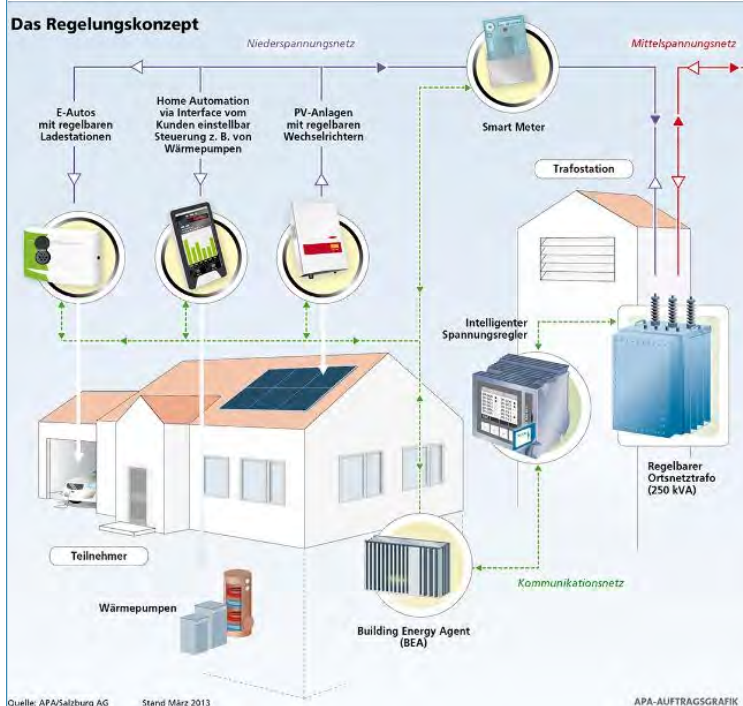
Markus Radauer



In der Modellgemeinde Köstendorf werden mittels smarter Technologien und Planungsansätze höhere Durchdringungsraten von E-Mobilität und Photovoltaik, als im konventionellen Netzbetrieb möglich ist, umgesetzt.



Unter diesen smarten Technologien versteht man zum Beispiel den Einsatz eines regelbaren Ortsnetztrafos, oder steuerbarer Lasten wie z.B. intelligente Ladestationen, die beide ihren Beitrag zur Spannungshaltung und somit zum stabilen Netzbetrieb leisten.



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

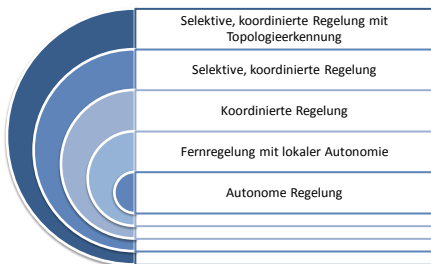
DG DemoNetz – Smart LV Grid Regelungskonzept

Alfred Einfalt¹, Friederich Kupzog², Roman Schwalbe²
¹ Siemens AG Österreich ² AIT Austrian Institute of Technology GmbH



Regelungskonzept

Um der Komplexität bei Entwicklung, Test und Validierung einer Regelung für Niederspannungsnetze zu begegnen wurde ein Stufenkonzept entwickelt. Die Regelungsstufen bauen jeweils aufeinander auf, wodurch z.B. bei inkonsistenter Datenlage einer höheren Stufe auf eine „einfachere“ Stufe gewechselt werden kann. Die Qualität der Regelung und damit auch die Komplexität der Lösung steigt mit jeder Stufe.

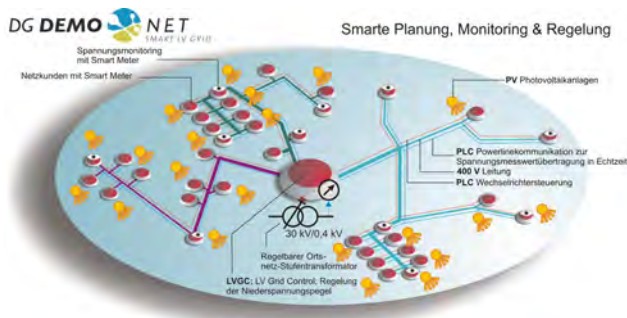


Hauptprämisse des Regelungskonzepts ist die Erfüllung der Anforderungen mit möglichst hoher Qualität bei möglichst geringem Aufwand an Engineering bzw. Rechenleistung.

Fokus der Modellregionen

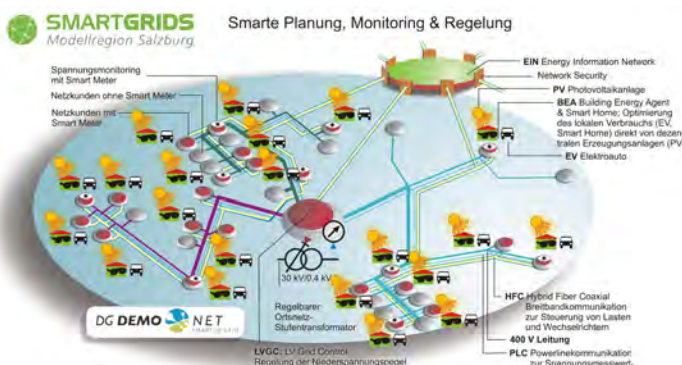
Eberstalzell / OÖ

Das Kommunikationskonzept fokussiert auf die Verwendung der AMIS Smart Grid Metering Infrastruktur worüber die Interaktion von Sensoren Aktoren und dem Regler abgewickelt werden.

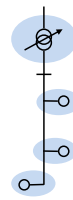


Köstendorf / Salzburg

Über die Einführung des BEA, welcher über Webservice mit dem Regler interagiert wird eine dezentrale Optimierung alternativer Beiträge von zusätzlichen Aktoren (Ladestelle für E-Mobility) ermöglicht. Das grundlegende Konzept der Stufen bleibt gleich. Die dezentralen Aktoren interagieren nicht mehr direkt mit dem Regler sondern der BEA abstrahiert deren Beiträge.

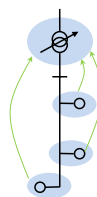


Regelungsstufen im Detail



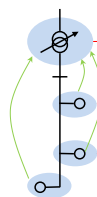
Autonome Regelung

- Es erfolgt eine autonome Regelung der einzelnen Komponenten
 - PV – Wechselrichter
 - Ladestation
 - Regelbarer Ortsnetztransformator
- Keine Kommunikation zwischen den Komponenten



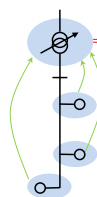
Fernregelung mit lokaler Autonomie

- Zusätzlich Beeinflussung des regelbaren Ortsnetztransformators in Abhängigkeit von Messwerten aus dem Netz (verteilte Messung)
- Festlegung relevanter Messpunkte
- Unidirektionale Kommunikation zwischen intelligenter Ortsnetzstation (iONS) und Smart Metern



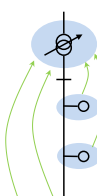
Koordinierte Regelung

- Verbesserung der Stufe 2 durch Broadcast-Vorgabe der internen Regelkennlinien aller dezentraler Aktoren
- Unterstützung des regelbaren Ortsnetztransformators bei Spannungshaltung
- Bidirektionale Kommunikation zwischen iONS, PV-Wechselrichtern und Smart Metern



Selektive, koordinierte Regelung

- Verfeinerung der Stufe 3 durch individuelle Vorgabe von Kennlinien an (Gruppen) von dezentralen Aktoren



Selektive, koordinierte Regelung mit Topologieerkennung

- Zur weiteren Verbesserung werden detaillierte Topologieinformationen über entsprechende Algorithmen miteinbezogen



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

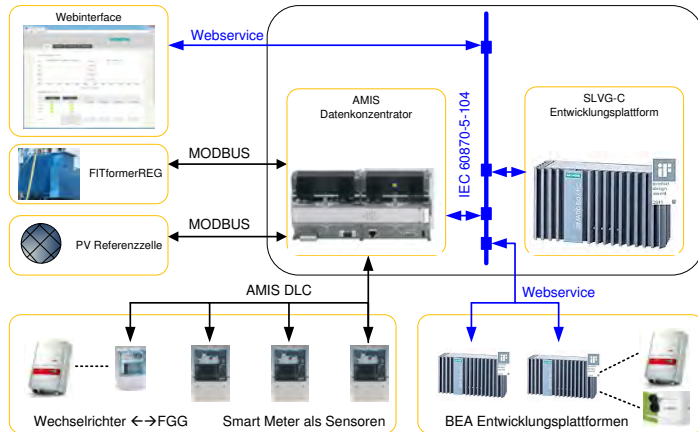
Smart Low Voltage Grid Controller

Mario Faschang, Ralf Mosshammer, Alfred Einfalt



Hardware Architektur

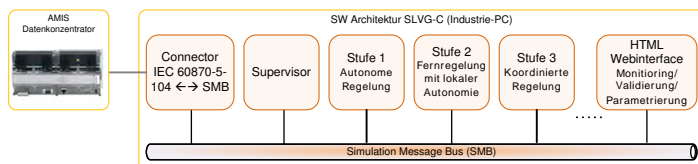
Der Smart Low Voltage Grid Controller (SLVG-C) aus dem national geförderten Forschungsprojekt DG Demonet Smart LV Grid stellt das Kernelement des untersuchten Ansatzes zur aktiven Regelung von Niederspannungsnetzen dar.



Um die entwickelten Funktionalitäten demonstrieren und entsprechend flexibel auch validieren zu können, wurde als „Kommunikationsplattform“ der AMIS Datenkonzentrator und als „Entwicklungsplattform“ ein Industrie-PC gewählt.

Der Datenkonzentrator wurde dazu hardwareseitig (Speicher) als auch softwareseitig (z.B. MODBUS Protokoll) erweitert.

Software Architektur

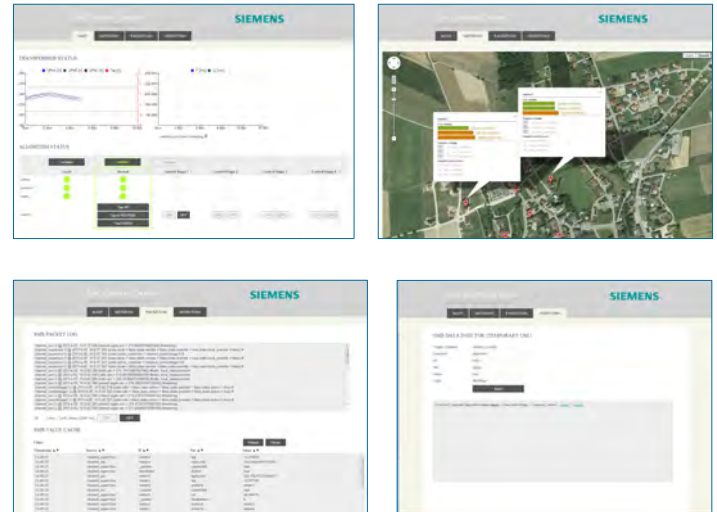


Auf der Entwicklungsplattform wird die interne Kommunikation über einen Simulation Message Bus (SMB) abgewickelt. Der SMB ist ident in der ebenfalls im Projekt entwickelten Co-Simulation eingesetzt, wodurch sehr effiziente Entwicklungszyklen möglich gemacht werden. Das bedeutet, dass der Source Code eines Algorithmus, der in der Co-Simulation getestet wurde, ohne weiteren Adaptierungsbedarf 1:1 auf das Zielsystem übertragen werden kann.

An den SMB angeschlossen sind ein „104“-Stack zur Kommunikation mit dem Datenkonzentrator, ein Webinterface und der „Supervisor“. Aufgabe des letzteren ist die Auswahl „höchsten“, aktiven Regelungsstufe. Von dieser Regelstufe werden entsprechende Stellbefehle an die Aktoren durchgestellt. Die Messdaten aus dem Feld stehen allen Regelstufen über den SMB ständig zur Verfügung (hot standby der „niedrigeren“ Stufen).

Bedienung des SLVG-C

Gerade in Forschungsprojekten mit Feldtests möchte man möglichst umfangreiche Informationen und Resultate gewinnen. Durch im vorhinein nicht bekannte Rahmenbedingungen sind oftmals Änderungen und Verbesserungen durchzuführen. Um diese und noch mehr Aktivitäten zu ermöglichen wurde ein flexibles Webinterface entwickelt.



Das Webinterface bietet eine allgemein Statusübersicht (Bild 1) in der sowohl der Spannungsverlauf der Niederspannungsseite des Transformators, als auch dessen Schein- und Wirkleistung über die Zeit dargestellt sind. Hier ist auch der Status der vier Regelstufen einsehbar und der Stufenschalter des Trafos kann manuell geschaltet werden. Bild 2 bietet eine kartographische Darstellung des Transformators und ausgewählter Zähler. Zur detaillierten Beobachtung und Bewertung des inneren Zustandes ist eine filterbare und sortierbare Datenlogging (Bild 3) vorgesehen. Mit Hilfe einer Injector-Funktion (Bild 4) können zum Testen von neuen Funktionen oder zum Überschreiben von Stellwerten Datenpakete manuell eingespielt werden.

Diese Funktionalitäten des Webinterface sind insbesondere in der Phase des open loop Betriebes der Regelung von großer Bedeutung.

Ausblick



Die Erkenntnisse aus diesem Forschungsprojekt und insbesondere die praktische Erfahrungen aus dem Feldtests liefern wertvolle Erkenntnisse, die auch in die Produktentwicklung für zukünftige Automatisierungskomponenten einfließen werden.



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

SIEMENS FITformer® REG

Der anpassungsfähige Ortsnetz-Transformator



Ausgangssituation

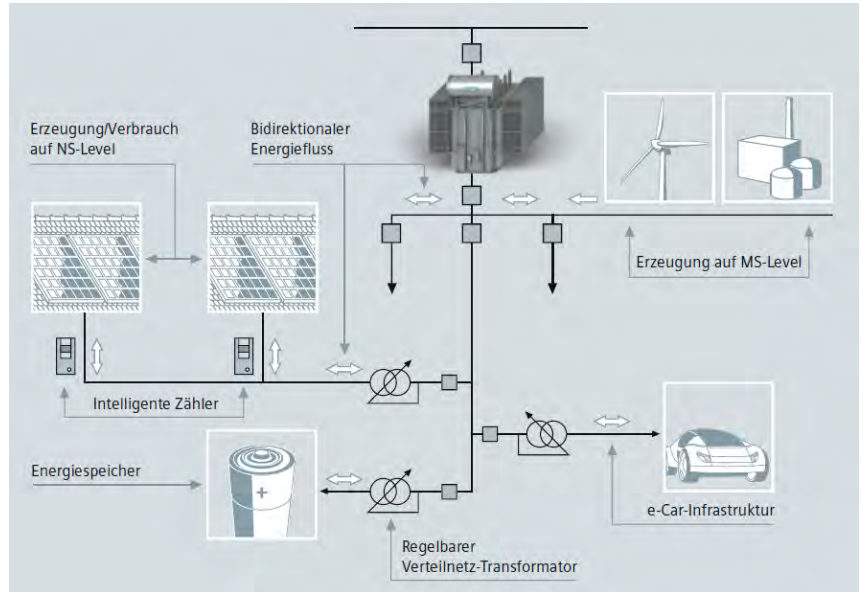
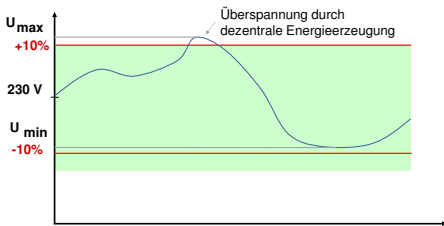
Anstieg der Komplexität des Lastflusses im Netz durch vermehrte dezentrale Energieerzeugung.

Zukünftige Anforderung

Aufbau einer leistungsfähigen und zeitgemäßen Netzinfrastruktur. Einbindung der Netzkunden mit seiner Erzeugung, seiner Last und seinen Speichermöglichkeiten.

Operative Probleme

Unterspannungsnetzausbau ausgelöst durch den verpflichtenden Anschluss von Solar und Biomasseanlagen. Fluktuierender Energiefluss – Rückspeisung ins MS/HS-Netz sowie Spannungsschwankungen im Netz



Die Spannung im Netz kann durch unterschiedliche Betriebszustände stark variieren

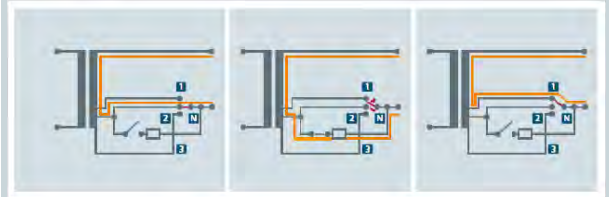


Herausforderung der maximalen Spannungsdifferenz zwischen Starklast- und Schwachlast-Fall an einem Knoten



Der regelbare Ortsnetz-Transformator regelt die Spannung am Einspeiseknoten und reduziert damit die Spannungsdifferenz

Schalten unter Last – Prinzip einer Regelung im Niederspannungsnetz

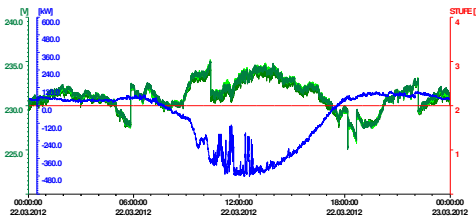
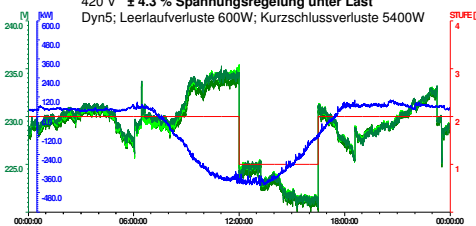


Eine Steuerung taktet das An- und Absteuern der Schütze:

- I. Schütz bei Bypass wird geschlossen
- II. Makelloses Umschalten der mechanischen Schütze ohne unerwünschte Spannungsspitzen
- III. Bypass wird geöffnet und Transformator befindet sich in Zielstellung

Betriebs-Erfahrung 630kVA

21kV ± 4% Einstellbereich spannungslös
420 V ± 4.3 % Spannungsregelung unter Last
Dyn5; Leerlaufverluste 600W; Kurzschlussverluste 5400W



FITformer® REG: Der anpassungsfähige Ortsnetztransformator der Siemens AG

- Leistungsbereich bis 630 kVA; max. Betriebsmittelspannung: 36 kV
- Unterspannungs-Lastregelbereich in drei Stufen
- Betriebseigenschaften und Abmessungen entsprechen denen gängiger Ortsnetztransformatoren
- Zusätzlich überspannungsseitiger Einstellbereich für optimalen Betrieb

Regelungsmöglichkeiten:

- I. Standard: Zweistufige Spannungsregelung an der Sammelschiene (Parameter für langsames und schnelles Umschalten sowie der Verzögerungszeiten)
- II. Optional: zusätzliche Strommessung (genauere Bewertung des Netzzustandes hinsichtlich der Höhe der Einspeiseleistung bzw. des Lastbezuges möglich)
- III. Optional: Regelung auf Basis dezentraler Messungen im Unterspannungsnetz (SICAM- Produktportfolio mit übergeordneter Regeleinheit)
- IV. Alternativ: externes Signal



Mehr Informationen unter: www.siemens.com/ortsnetzstationen



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Smart Grid Metering Infrastruktur

Alfred Einfalt



Smart Grid Metering Infrastruktur

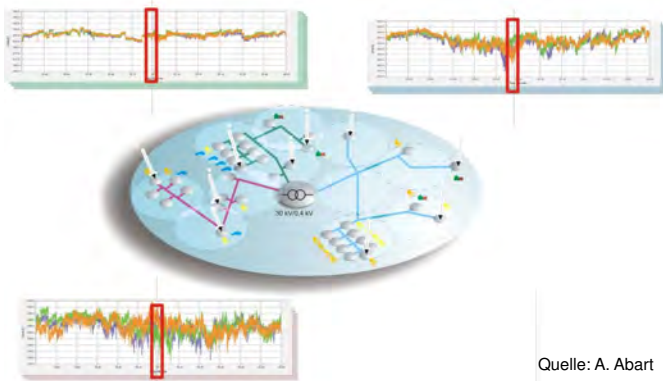


Das Automatisierte Verbrauchsdaten-erfassungs- und Informationssystem AMIS (Automated Metering and Information System) von Siemens wurde explizit für die speziellen Anforderungen des liberalisierten Energiemarkts entwickelt. Es vereint die Verbrauchsdatenerfassung und das Management von Verteilernetzen in einem

System und bietet daher eine flexible Basis für die geplanten Anwendungen in diesem Forschungsprojekt.

Monitoring und Netzmodellierung

Die Power Snap Shot Analyse (PSSA) aus dem Projekt ISOLVES wird in den Feldtestgebieten angewendet.



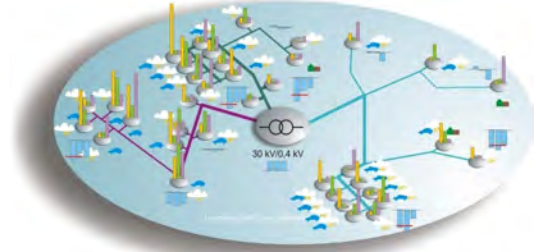
Quelle: A. Abart

Die Grundidee der Methode ist es, Messwerte, die einen Momentzustand des gesamten Niederspannungsnetzes abbilden, ausgelöst durch einen Trigger, zeitgleich aufzunehmen.

Erfasst werden bei einem Snap Shot pro Zähler im synchronen 1 sec-RMS Intervall: 3xSpannung, 3xStrom, 3xWirkleistung und 3xBlindleistung, was also ein vollständiges Abbild des Netzes ergibt. Die Triggervorschläge der zuvor ausgewählten Triggerzähler (ca. 20% der Zähler) werden an den Datenkonzentrator übermittelt, wo dann der Triggerzeitpunkt ausgewählt wird. Die Daten der Triggerzeitpunkte werden dann von allen Zählern abgeholt und an eine Zentrale weitergeleitet.

Die gewonnenen Daten stellen Momentaufnahmen des Netzzustandes in einem hohen Detaillierungsgrad dar. Im Projekt Smart LV Grid dienen die Daten einerseits zur Verifikation der Netzmodelle und damit der Sicherstellung der Qualität der Simulationen zur Entwicklung der Regelungsalgorithmen. Andererseits sind damit statistische Analysen möglich, um z.B. die „kritischen Knoten“, die als Messstellen für die Regelung ausgewählt werden müssen, ableiten zu können.

Monitoring und Regelung



Quelle: A. Abart

Um die notwendigen Informationen über den aktuellen Netzzustand möglichst zeitnahe erfassen und dem Smart LV Grid Controller (SLVG-C) zuführen zu können, wurde eine neuartige Übertragungsfunktionalität innerhalb des DLC (Distribution Line Communication) Protokolls entwickelt. Der Express Grid Data Access (EGDA) ermöglicht das abholen der Spannungsmesswerte von zuvor festgelegten „kritischen Knoten“ über eigene Prioritätskanäle im Protokoll. Ziel war es zu zeigen, dass durch die synergetische Nutzung der Smart Grid Metering Infrastruktur auch über schmalbandige Kommunikationswege aktives Netzmanagement betrieben werden kann.

Die notwendigen Firmware für EGDA wurde in Datenkonzentrator und Smart Meter in den Feldtest gebieten integriert.

Integration von Aktoren

Neben der Nutzung von Daten der Smart Meter wurde für die Feldtestgebiete der Energie AG Oberösterreich auch die notwendige Interaktion mit Aktoren an Hand von PV-Wechselrichtern von Fronius umgesetzt.

Dazu wurde die Hardware des AMIS Fremdgerätegateways mit einer neu entwickelten Firmware ausgestattet. Dieses FGG fungiert als Terminalserver für einen ebenfalls neu entwickelten MODBUS Master am Datenkonzentrator.



Über diesen MODBUS Master und das FGG wird schließlich die Kommunikation mit den PV-Wechselrichtern von Fronius über MODBUS ermöglicht. Der SLVG-C kann somit adaptierte Kennlinien, z.B. für den spannungsabhängigen Blindleistungsbetrieb (Q(U)) an die Wechselrichter senden und somit erreichen, dass ein kooperatives Verhalten zur Verbesserung der Spannungsbandausnutzung ermöglicht wird.

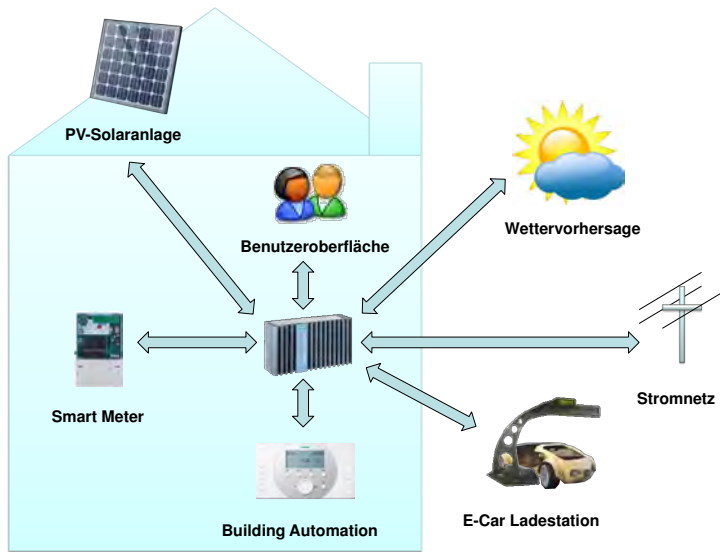
In der Modellgemeinde Köstendorf dient das FGG nur als BackUp, da die Interaktion mit PV Wechselrichter und E-Car-Ladestelle hier über den Building Energy Agent (BEA) durchgeführt wird.



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Building Energy Agent (BEA)

Mike Pichler, Siemens AG Österreich



Der **Building Energy Agent** (kurz: **BEA**) verbindet alle relevanten Komponenten im Gebäude wie PV-Anlagen, Smart Meter, Home Automation und Elektro-Ladestationen.

Hauptaufgaben des BEAs:

- Eigenverbrauchsoptimierung
- Benutzerschnittstelle
- Schnittstelle zu Smart Grid
- Einbindung E-Mobility
- Schnittstelle für Apps

Smart Buildings

Gebäude sind für rund 40% des weltweiten Energieverbrauchs und rund 20% der CO₂-Emissionen verantwortlich. Aus diesem Grund spielen Gebäude eine wichtige Rolle in einem intelligenten Energiesystem, insbesondere wenn Möglichkeiten zur Erzeugung, Speicherung und den Verbrauch von Energie gemeinsam vorhanden sind. Intelligente Gebäude (sogenannte Smart Buildings) werden mit dem Energiesystem kommunizieren und so ein integraler Bestandteil des Smart Grids werden.

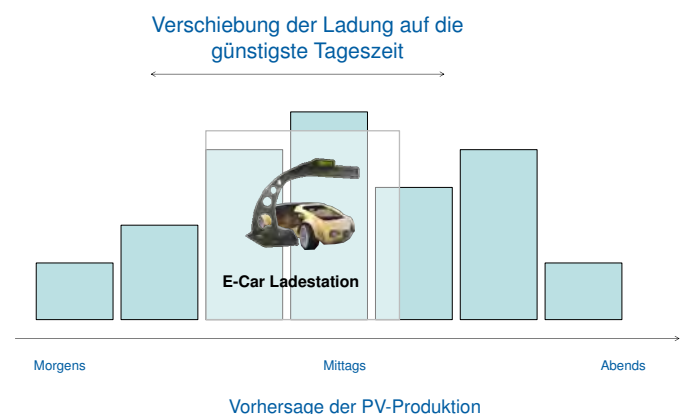
Für die Bewohner oder Betreiber von Gebäude ergeben sich daraus neue Möglichkeiten und Chancen:

- Variable Energiepreise erfordern neue Strategien im Gebäude – Energie soll dann verbraucht werden, wenn sie zur Verfügung steht
- Im Gebäude erzeugte Energie soll auch dort verbraucht werden, das reduziert die Kosten und entlastet das Energiesystem
- Flexibilität des Gebäudes kann zu einem stabilen und zuverlässigen Energiesystem beitragen
- Alle Vorgänge und Energieflüsse sind transparent – durch entsprechendes Monitoring kann der Gesamtverbrauch signifikant gesenkt werden
- Die Aggregation mehrerer Gebäude und Liegenschaften ermöglicht die Teilnahme an neuen Märkten und stärkt dort die eigene Marktposition

Gebäudeautomationssysteme (BAS) können technisch die Schnittstelle zwischen Smart Buildings und dem Smart Grid bilden. So werden externe Anforderungen in die lokale Optimierung einbezogen.

Eigenverbrauchsoptimierung

Mit dem Building Energy Agent können einige der genannten Funktionen in Pilotprojekten erprobt und verfeinert werden. In der Modellgemeinde Köstendorf wird beispielsweise versucht, möglichst viel der im Gebäude erzeugten PV-Energie auch dort zu verbrauchen. Dazu wird eine Wettervorhersage in die lokale Optimierung einbezogen und Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, Heizungsanlagen und Warmwasserbereitungen dann eingeschaltet, wenn genügend Energie aus der PV-Anlage zur Verfügung steht. So spart der Gebäudebesitzer Geld und entlastet gleichzeitig des Stromnetz.



Die Grafik zeigt, wie die Ladung des Elektrofahrzeugs in die günstigste Tageszeit verschoben wird. Steckt das Fahrzeug nicht an der Ladestation, kann die Energie auch für die Heizung oder die Warmwasserbereitung eingesetzt werden.



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Intelligente PV-Wechselrichter

Fronius International GmbH



Fronius DG DemoNet Card

Schnittstellenkarte im Wechselrichter für die Fernregelung

Vorgabe von Sollwerten/Kennlinien

Messwerte und Statusinformationen



Fernwirknetz

Stromnetz

Fronius IG Plus

Wechselrichter mit dynamisch fernkonfigurierbaren Betriebsparametern



Fronius Datalogger Web

Monitoring und Service für Anlagenbetreiber und Projektpartner

Logdaten für Anlagenmonitoring

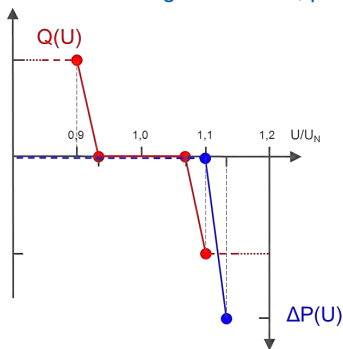
Servicezugang zum Wechselrichter



LAN, WLAN, Internet

DG DemoNet – Smart LV Grid

- Problemstellungen durch hohe PV-Dichte in den Netzen
 - Spannungshaltung als größte Herausforderung in ruralen Netzen mit vielen verteilten PV-Anlagen
- Aktiver Wechselrichter-Beitrag zur Spannungshaltung
 - Optimierte Wirkleistungseinspeisung, phasengenau
 - Gezielter Blindleistungsaustausch, phasengenau



- Praktische Umsetzung: Intelligente PV-Wechselrichter
 - Lokale Optimierung durch den Wechselrichter mittels autonomer Regelung von Wirk- und Blindleistung
 - Kommunikative Vernetzung mittels DG DemoNet Card
 - Optimierung des Gesamtsystems durch übergeordnete Regelung mittels dynamischer Fernkonfiguration von Betriebsparametern der einzelnen Wechselrichter
 - Betriebssicherheit auch bei Kommunikationsausfall durch Rückfallebene der autonomen Regelung

Smart Grid Ready

Heute bereits Lösungen für die Herausforderungen von morgen:

- Advanced Grid Features
 - Netzstützende Funktionen zur Erhöhung der sicher ins Netz integrierbaren Dichte verteilter PV-Anlagen
- Kommunikationsfähigkeit
 - Fernsteuerbarkeit netzrelevanter Features für einen aktiven Netzbetrieb, zusätzlich Anlagenmonitoring
- Zukunftssicherheit
 - Flexible Möglichkeiten der Nachrüstung zur Erfüllung von neuen Anforderungen

Über Fronius

- Seit 1945 erforscht die Fronius International GmbH neue Technologien zur Umwandlung elektrischer Energie. Das sind mehr als sechs Jahrzehnte Erfahrung, Fortschritt und ständige Innovation. Neben der Sparte Solarelektronik ist das Unternehmen mit Hauptsitz im oberösterreichischen Pettenbach in den Bereichen Batterieladesysteme und Schweißtechnik in der ganzen Welt erfolgreich.
- Die Sparte Solarelektronik beschäftigt sich seit 1992 mit dem Thema Photovoltaik und vertreibt ihre Produkte gemeinsam mit derzeit 14 Solarelektronik-Töchtern über ein globales Netzwerk von Vertriebspartnern.
- Fronius gilt weltweit als Qualitätsführer. Die Sparte Solarelektronik entwickelt und produziert hochleistungsfähige Wechselrichter für netzgekoppelte PV-Anlagen. Ergänzt wird das Produktsortiment durch eine umfassende Palette an Komponenten zur professionellen Anlagenüberwachung, Datenvisualisierung und -analyse, welche individuell einsetzbar sind. Ein weiteres technologisches Highlight stellt die Fronius Energiezelle dar.
- Mehr Informationen: www.fronius.com



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Warum ist eine geregelte Ladung sinnvoll?



Die intelligente Ladestation

Nach der Ankunft zu Hause wird das E-Auto an die Ladestation angeschlossen.



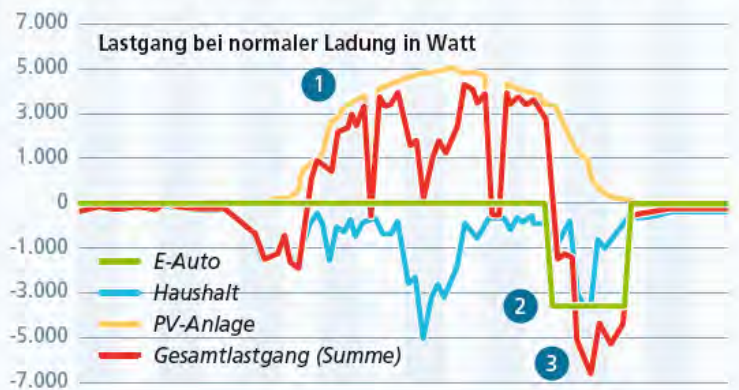
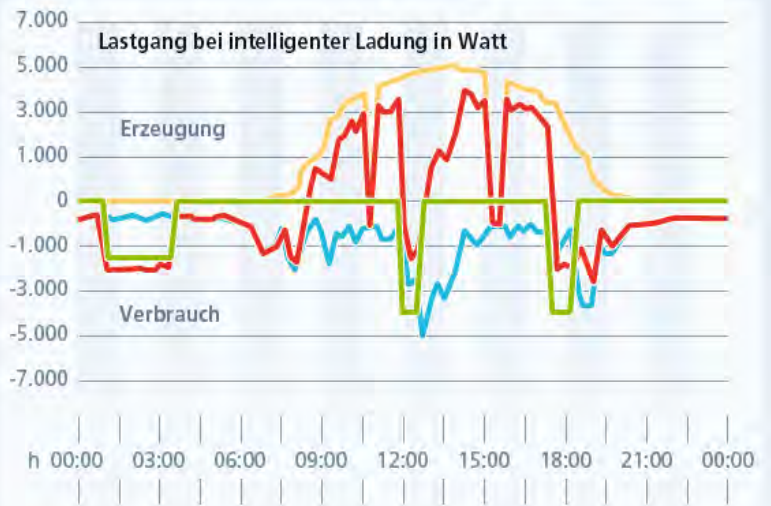
E-Car Charging-App
Koordination
des Ladevorgangs,
Informationscenter



Über die interaktive App lassen sich alle wichtigen Einstellungen für den Ladevorgang sowie Veränderungen im Ladeprofil durchführen.

Auch das Abrufen von Statistiken oder die Kontrolle des Stromnetzstatus ist hier möglich.

- 1 Wolke zieht durch – Erzeugung geht zurück
- 2 Ladevorgang beginnt
- 3 Große Lastspitze durch Ladung während Abendspitze



Quelle: APA/Salzburg AG

Stand März 2013

APA-AUFTRAGSGRAFIK

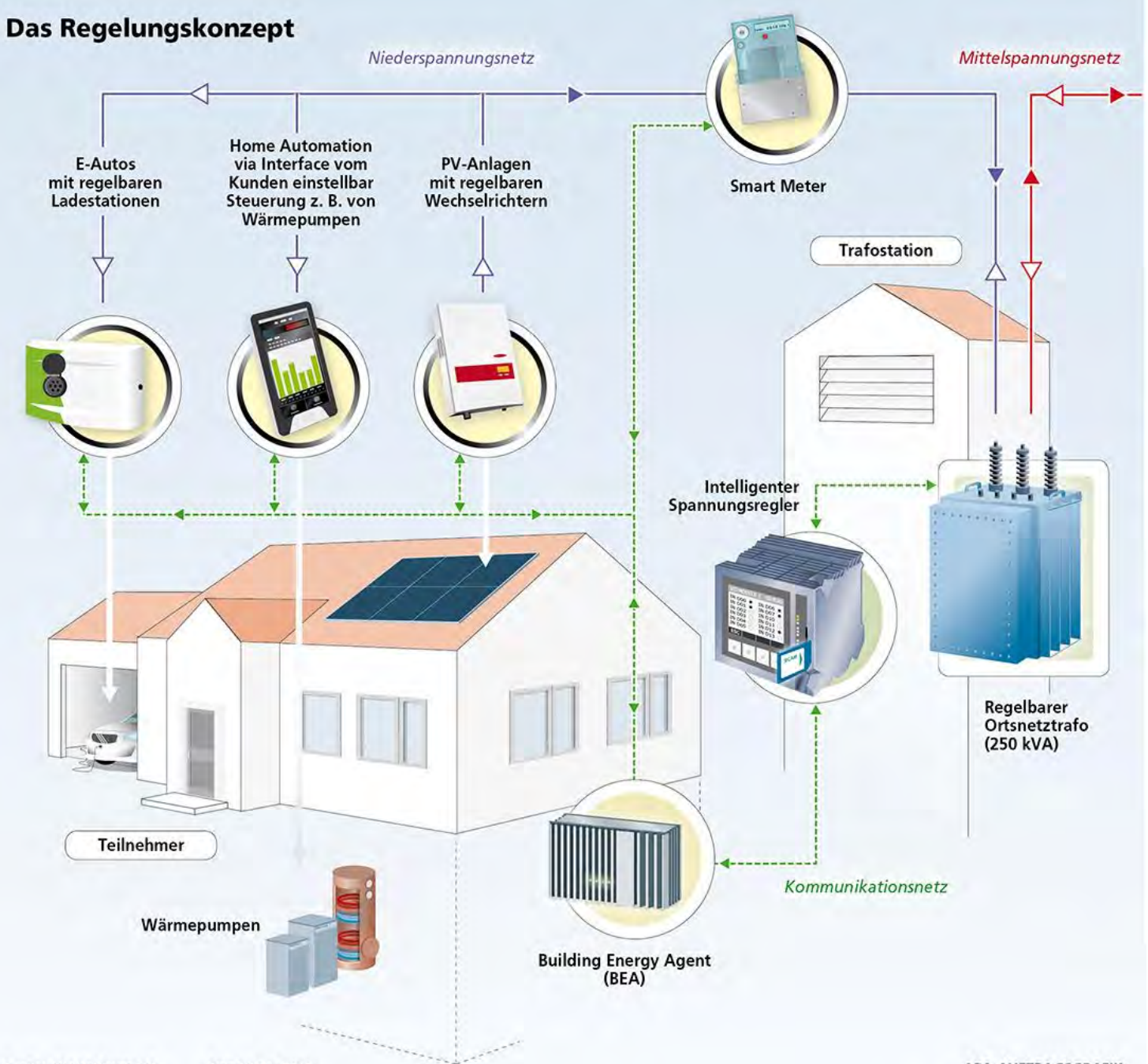


Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Komponenten der geregelten Ladung



Das Regelungskonzept



Quelle: APA/Salzburg AG

Stand März 2013

APA-AUFTRAGSGRAFIK



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

„Smart Grids“ - Ladestation von Veniox



Funktionen im Überblick

- Laden von Elektrofahrzeugen nach IEC 61851 „Modus 3“ mit bis zu 22 kW
- Autarke Laderegulation mittels Ober- und Unterspannungsgrenzen
- Anbindung an übergeordneten Laderegulationsalgorithmus zur Berücksichtigung des Netzzustandes
- Anbindung und Steuerung über iPhone ® und digitale Endgeräte möglich
- Fernauslesbarer Smart Meter und Zählerdatenerfassung
- Kommunikation via Ethernet
- Echtzeitdiagnose
- Zentrale Überwachung, Wartung und Auswertung
- Zentrale Abrechnungsmöglichkeit im Post-Paid Verfahren
- Rostfreies Gehäuse aus Edelstahl und Aluminium
- Full-Service inklusive Planung, Montage, sicherheitstechnischer Anlagenüberprüfung sowie Inbetriebnahme und Wartung



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

„Smart Grids“ – Veniox Chargepoint



Function and technical details

- Charging of electric vehicles according to IEC 61851 "mode 3" up to 22 kW
- Autonomous charge control by means of upper and lower voltage limits
- Connection to Smart LV-Grids Controller to take network conditions into account
- Connection and control via iPhone® and digital devices
- Remote smart meter and meter data management
- Communication via Ethernet
- Real time diagnosis
- Central monitoring, maintenance, and data collection
- Central billing option via post paid procedures
- Housing made of stainless steel and aluminium
- Full service including planning, installation, safety attachment checking, as well as commissioning and maintenance



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Smart Web Grid

Eine universelle Informationsdrehscheibe für Smart Grids

Marcus Meisel, Georg Kienesberger [meisel.kienesberger]@ict.tuwien.ac.at, Markus Jung, Thomas Hofer [mjung.thofer]@auto.tuwien.ac.at, Markus Berger Markus.Berger@salzburg-ag.at



Herausforderung

- Zukünftige Smart-Grids-Anwendungen werden deutlich mehr **explizite Interaktion** zwischen verschiedenen Anwendungen und NetzteilnehmerInnen erfordern.
- Ein **aktives Verhältnis** zwischen dem Stromnetz und seinen NutzerInnen muss hergestellt werden.
- Alleinstehende Umsetzung einzelner Anwendungen ohne **ganzheitliche Betrachtung** führt zu unflexiblen und ineffizienten Lösungen, da potentielle Synergieeffekte und informationeller Mehrwert ungenutzt bleibt.

Zielsetzung

- **Zusammenfassung verschiedener Datenquellen** im Smart-Grid-Kontext.
- Konzeption eines **übergreifenden Informationsmodells** für Web-basierenden Zugriff auf Smart-Grids-Datenquellen verschiedener Anwendungen.
- Neue Geschäftsmodelle für neue Services und **Mehrwert für KundInnen**.
- Stellenwert des Energiethemas durch **Kombination mit High-Interest-Services** erhöhen.
- **Universelle, interoperable** und **effiziente Interaktion** für verschiedene Zielgruppen.
- Systemarchitektur nach den Prinzipien **Security by Design** und **Privacy by Design**.

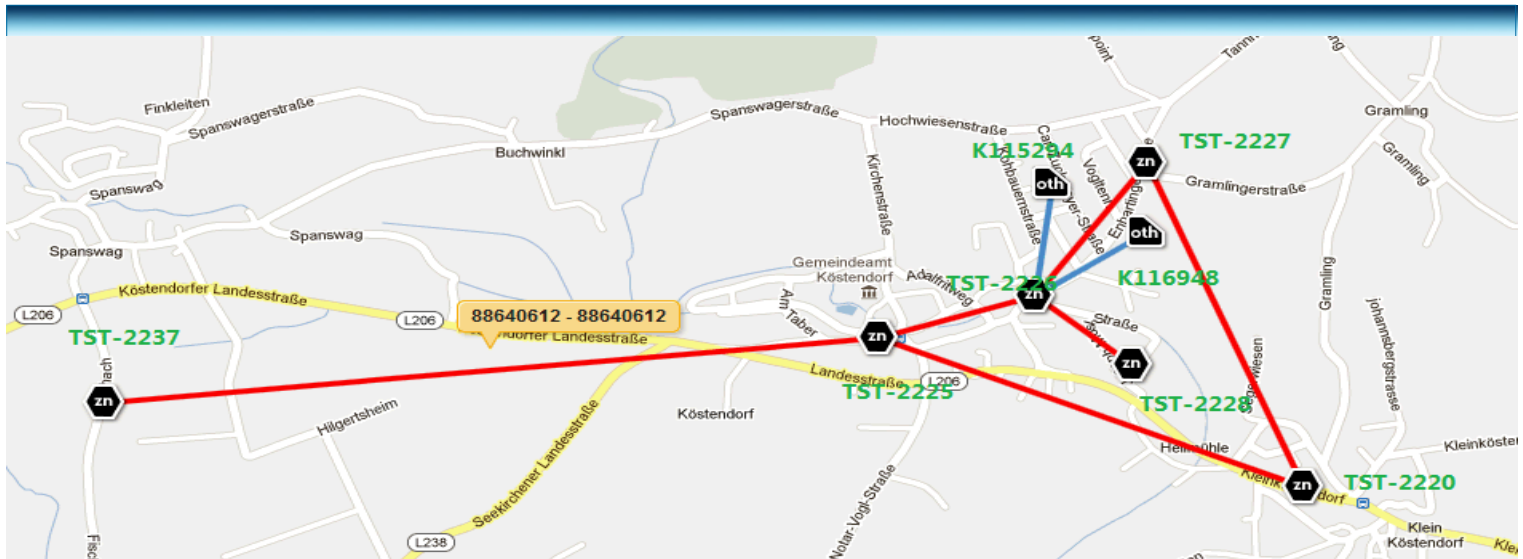
Ergebnisse

- **Use Cases, Stakeholder** und **32 potentielle Applikationen** in vier Kategorien und sechs Subkategorien identifiziert.
- **Multiperspektivische Anforderungsanalyse** mit privaten EnergiekundInnen, GeschäftskundInnen, Service AnbieterInnen sowie GebäudemanagerInnen (insgesamt 265 Personen).
- Vollständige und eindeutige **technische Spezifikation** funktionaler und nicht-funktionaler Anforderungen.
- **Serviceorientierte Architektur** basierend auf Web Services.
- Architekturkonzept für **sichere Authentifizierung, Autorisierung** und **Datenübertragung** im Smart Web Grid.
- **Security** und **Privacy** bereits auf architektonischer Ebene berücksichtigt und bis in die Implementierung durchgezogen.
- Modular austauschbare Schichten einer wiederverwendbar einsetzbaren **Smart-Web-Grid-Architektur definiert**.
- Zugriffskontrolle mit State-of-the-Art **Sicherheitsstandards**.
- Implementierung des **Smart Web Grid Core** und fünf ausgewählten Applikationen als **Proof of Concept**.
- Bericht zu **Geschäftsmodellen**, deren rechtlicher Anwendbarkeit und ökonomischen Auswirkungen.
- Erkenntnisse zu **Benutzerakzeptanz** und **Auswirkungen** der Beispielanwendungen.



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Distributiongrid Analytics and Monitoring IBM DGM/A Solution



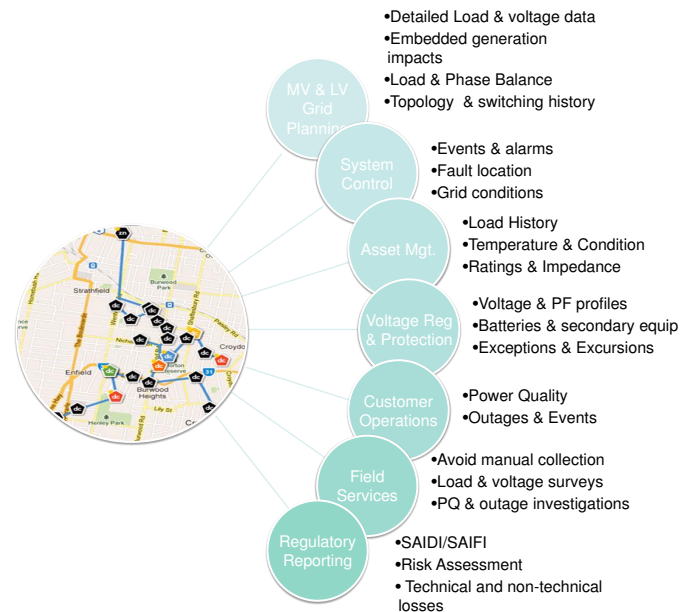
PowerSense

The PowerSense product line, is called DISCOS®, delivers cutting-edge monitoring and control equipment together with integrated supervision, which enables the modern power company to prepare its existing power infrastructure for tomorrow's Smart Grid

- Cutting-edge optical technology
- Easily and safely retrofittable
- End-to-end solutions
- Installation in steps



Benefits for departments



Due to the Collection, Analytic and Mining across all participant departments everyone can benefit.