

Überblicksbericht 2012

# Forschungsprogramm Netze



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

**Bundesamt für Energie BFE**  
**Office fédéral de l'énergie OFEN**

**Titelbild:****Optimierung des Betriebes von Freileitungen aus meteorologischer Sicht**

Vereiste 380-kV-Lukmanierleitung nach dem Sturm «Andrea» vom 5. Januar 2012 (Quelle: Alpiq EnerTrans AG). Im Rahmen eines 2012 gestarteten Projekts [1] wird die Eisbildung an Freileitungen modelliert, um Netzplanung und -betrieb optimal gestalten zu können. Dazu wurde u.a. eine mit Globalstrahlungssensoren sowie einer Web-Kamera ausgerüstete Meteostation am 15. November 2012 am höchsten Punkt der Lukmanierleitung (2510 m ü. M.) in Betrieb genommen. Bereits wenige Tage nach dem eigentlichen Ereignis konnten Eisgebilde von bis zu einem Meter Länge beobachtet werden. In Kombination mit den Bildern der Kamera sollten in Zukunft entsprechende Witterungssituationen detailliert dokumentiert werden können, um in die Modellierungsarbeiten einzufließen.

**BFE Forschungsprogramm Netze**

Überblicksbericht 2012

**Auftraggeber:**

Bundesamt für Energie BFE

CH-3003 Bern

**Programmleiter BFE (Autor):**

Dr. Michael Moser, Bundesamt für Energie BFE (michael.moser@bfe.admin.ch)

**Bereichsleiter BFE:**

Dr. Michael Moser (michael.moser@bfe.admin.ch)

<http://www.bfe.admin.ch/forschungnetze>

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

## Einleitung

Am 11. März 2011 ereignet sich im Pazifischen Ozean vor Japan ein folgenschweres Seebeben, dessen direkte und indirekte Auswirkungen die Energie-debatte in vielen Regionen der Welt in der Folge dominieren sollte. Der ausgelöste Tsunami trifft unter anderem das Kernkraftwerk Fukushima Daiichi und markiert den Beginn einer ganzen Reihe schwerster Störfälle. In der Folge werden grosse Landstriche um das Kernkraftwerk radioaktiv kontaminiert und auf lange Sicht unbewohnbar gemacht. Die Versorgung mit ausreichenden Mengen an Elektrizität wird wegen der Schäden zum anhaltenden Problem.

Auch in der Schweiz führt kein Weg an einer Diskussion über die Zukunft unserer Energieversorgung vorbei, vor allem im Elektrizitätsbereich. Am 25. Mai 2011 spricht sich der Bundesrat für saubere, sichere, weitgehend autonome und wirtschaftliche Elektrizitätsversorgung aus und beschliesst, die bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebszeit vom Netz zu nehmen und nicht mehr durch neue Kernkraftwerke zu ersetzen. Das Parlament schliesst sich im Verlauf des Jahres im Wesentlichen dem Bundesratsbeschluss an.

Verschiedene alternative Energiequellen bieten sich für die Energiezukunft der Schweiz an, allem voran die Steigerung der Energieeffizienz, der Ausbau der Wasserkraft sowie neue erneuerbare Energiequellen. Zur Deckung des Restbedarfs können Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen oder Gas-Kombikraftwerke beisteuern, oder aber auch Importe.

Die immense Herausforderung, diese Energiequellen innert nützlicher Frist zu erschliessen, wird durch eine weitere nicht zu unterschätzende ergänzt – den Aus- und Umbau des Elektrizitätsnetzes. Vor allem die vermehrte Nutzung dezentraler Energiequellen und deren teilweise stark fluktuierende Einspeisecharakteristik sowie die Steigerung der Elektrizitätsnachfrage durch die Ablösung fossiler Energieträger stellen das gesamte Energiesystem vor grosse Herausforderungen. Sie verstärken die bisherigen Treiber, zum Beispiel die Elektrizitätsmarktliberalisierung, um ein Vielfaches. Ein grosser Teil entfällt auf die Umsetzung, namentlich auf den Bau neuer Leitungen und die Schaffung von ausreichend Speicherkapazitäten.

Aber auch intelligente Netze – «Smart Grids» – stellen ein zentrales Instrument zur Erreichung der Ziele dar. Genau in diesem Bereich besteht aber derzeit noch grosser Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsbedarf. Die intelligente

Nutzung aller zur Verfügung stehenden Ressourcen sowie die Optimierung und Integration des Gesamtsystems sind entscheidend. Sowohl der 2012 entstandene «Aktionsplan koordinierte Energieforschung» [2] wie auch das verabschiedete «Energieforschungskonzept des Bundes 2013–2016» [3] haben die Wichtigkeit des Themas aufgegriffen und die zugehörigen Forschungsanstrengungen prioritär eingestuft. Das vorliegende Forschungsprogramm *Netze* des Bundesamts für Energie nimmt dadurch bei der subsidiären öffentlichen Förderung angewandter Forschung künftig eine noch wichtigere Rolle ein. Ausserdem unterstützt es das Bundesamt weiterhin bei der Erfüllung seiner Aufgaben, beispielsweise durch die Durchführung der «Folgeabschätzung einer Einführung von Smart Metering in der Schweiz» [4] oder durch den Einsatz in verschiedensten internationalen Gremien zur Forschungskoordination und damit zum optimalen Einsatz der – nach wie vor – verhältnismässig geringen finanziellen Mittel.

Nichts desto trotz haben verschiedene in diesem Jahr unterstützte Arbeiten wieder ein signifikantes Umsetzungspotenzial, sei es im Rahmen eines Pilot- oder Demonstrationsprojekts oder gar in Form eines «Leuchtturms».

IEA Klassifikation: 6.2 Electricity transmission and distribution

Schweizer Klassifikation: 1.5 Netze und Systeme

## Programmschwerpunkte

Dem schweizerischen Elektrizitätsnetz kommt sowohl hinsichtlich seiner zentralen Lage in Mitteleuropa, als auch der Vermaschung mit den Nachbarstaaten die Funktion einer Stromdrehscheibe zu. Ändernde gesetzliche Bestimmungen innerhalb der Schweiz, aber auch der von der EU getriebene europäische Energiebinnenmarkt beeinflussen die Rahmenbedingungen für die Elektrizitätserzeugung, -übertragung und -verteilung nachhaltig und stellen weit reichende Ansprüche insbesondere im Netzbereich. Komplementär zum Wandel des legislativen Umfelds tragen auch technologische Entwicklungen sowie die drohende Verknappung einzelner Energieträger zu verschiedenen Entwicklungen im Netzinfrastukturbereich bei:

- Fortschreitende Durchdringung dezentraler und/oder fluktuierender Einspeisungen in Netze;
- Zunahme der Energieflüsse in den Übertragungsnetzen infolge grenzüberschreitenden Stromhandels und daraus resultierende verstärkte Engpasshäufigkeit;
- Zunehmende Alterung der bestehenden Infrastruktur;
- Wechselseitige Abhängigkeit von Netzbetrieb und Ausgestaltung liberalisierter Märkte;
- Übertragung, Verteilung und Konversion verschiedener Energieträger in Multienergieträgernetzen;
- Vermehrter Einsatz verschiedener dezentraler Energiespeicher;
- Erhöhte Sensibilisierung verschiedener Interessensvertreter für interdisziplinäre Aspekte.

Im Zusammenhang mit diesen Entwicklungen werden nicht nur die Auswirkungen des sich verändernden technologischen, ökonomischen und legislativen Umfelds auf Netzbetrieb und Versorgungszuverlässigkeit untersucht, sondern es wird auch die Konzeption von neuartigen Netzinfrastrukturen, sog. «Smart Grids», unter Einbezug vermehrter dezentraler Erzeugung und Energiespeicher unterstützt. Einen weiteren Schwerpunkt bildet die Erarbeitung von Konzepten zu effizientem Design und Management der Energiedrehscheibe Schweiz. Dabei werden Fragen zu

Netzregulierung, Engpassmanagement, langfristigem Netzausbau und der Abhängigkeit von Strom-, Gas- und Wärmenetzen bearbeitet. Die Forschung ist generell an den Kriterien Versorgungszuverlässigkeit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit ausgerichtet, wobei auch sozio-ökonomische Fragestellungen wie Preisgerechtigkeit berücksichtigt werden. Das Forschungsprogramm ist international gut vernetzt (IEA [5], EU [6, 7]).

### Rückblick und Bewertung 2012

Die Projekte und Aktivitäten im Forschungsprogramm *Netze* haben auch im Jahr 2012 dazu beigetragen, verschiedenste Aspekte bestehender und künftiger Energiesysteme erforschen und entsprechende Kompetenzen in der Schweiz aufbauen und fördern zu können.

Im Bereich «Elektrizitätsnetze» bestand die Zielsetzung darin, verschiedene Konzepte für die erfolgreiche Systemintegration dezentraler Erzeugungsanlagen und Speichertechnologien sowie zu Vorkhaltung und Einsatz von Regelreserven zu erarbeiten, zu evaluieren und in der Praxis anzuwenden. Dazu wurden verschiedene Forschungs- und Pilotprojekte gestartet resp. weitergeführt. Insbesondere wurden die volkswirtschaftlichen Auswirkungen einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» [4] ausführlich untersucht. Im Hinblick auf den notwendigen Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur konnten ebenfalls erste wichtige Erkenntnisse zu einem möglichen künftigen gemeinsamen Betrieb von Wechselstrom- und Gleichstromübertragungsnetzen erzielt werden. Aber auch die Erforschung von Möglichkeiten zur besseren Auslastung der bestehenden Übertragungsnetzinfrastruktur wurde fortgesetzt.

Im Zusammenhang mit dem Themenbereich «Multienergieträgernetze» konnten mehrere Projekte zur Potenzialanalyse und -erschliessung von Laststeuerungen in verschiedenen Bereichen initiiert werden.

Im Bereich «Technologie» standen die Untersuchung der Auswirkungen von Fehlerfällen in Gleichstromübertragungsnetzen auf die relevanten Netzelemente

sowie die Erarbeitung der Grundlagen für effiziente Leistungselektronik in Mittelspannungsbatterien im Vordergrund.

Diese Schwerpunkte wurden durch internationale Aktivitäten ergänzt und die Koordination der Forschungsaktivitäten dadurch unterstützt. Das «SmartGrids ERA-Net» [7] wurde bis ins Jahr 2014 verlängert und die Zusammenarbeit mit der IEA im Hinblick auf die «Smart Grids Roadmap» verstärkt.

### Ausblick

Aufgrund der nationalen und internationalen Entwicklungen wurde die Schwerpunktsetzung im Detailkonzept 2013–2016 des Forschungsprogramms *Netze* [8] aktualisiert.

In Zusammenarbeit mit dem Forschungsprogramm *Energie–Wirtschaft–Gesellschaft (EWG)* wird der künftige Speicherbedarf der Schweiz, der sich aus den Szenarien der Energiestrategie 2050 ergibt, untersucht und es werden wirtschaftliche Varianten zu dessen Deckung abgeleitet. In einem weiteren gemeinsamen Projekt werden Möglichkeiten erörtert, wie und unter welchen Bedingungen der Eigenverbrauch von dezentral erzeugtem Photovoltaikstrom maximiert werden kann. Weitere interdisziplinäre Projekte mit den Forschungsprogrammen *Verbrennung* (Potenzial biogener Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen im Schweizer Stromnetz), *Akkumulatoren & Supercaps* (Integration grösserer Netzspeicher) sowie *Kraftwerk 2020* (Beitrag von Gaskraftwerken zur Netzstabilität) werden weitergeführt oder gestartet. Ausserdem ist 2013 der Start eines internationalen Projekts absehbar, in dessen Rahmen Leitlinien zur Planung künftiger Verteilnetze, unter Berücksichtigung der Aspekte von «Smart-Grids» und «Smart Markets», erarbeitet werden sollen.

Auch weiterhin besteht Bedarf an Pilot- und Demonstrationsprojekten, in denen verschiedenste Aspekte umfassend untersucht und entsprechende Lösungsansätze demonstriert werden können. Aufgrund der Aufstockung des entsprechenden Budgets 2013 könnte verschiedenen, im Rahmen von Forschungsprojekten entwickelten Ansätzen der Übergang in die nächste Phase ermöglicht werden.

## Highlights aus Forschung und Entwicklung

### Folgeabschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit «Smart-Grids» in der Schweiz

Das Ziel der Studie [4] war es, verschiedene Szenarien zu einem möglichen Smart-Metering-Rollout zu definieren und diese hinsichtlich wirtschaftlicher, sozialer und ökologischer Kosten und Nutzen zu beurteilen. Dabei sollte auch aufgezeigt werden, bei welchen Akteuren diese Kosten und Nutzen auftreten. Der primäre Betrachtungshorizont sollte sich auf die Lebensdauer der Smart Meter (c. a. 15–20 Jahre) beschränken, aber bei der Beurteilung die Entwicklung hin zu einem «Smart Grid» – soweit heute abschätzbar – bereits berücksichtigen.

Die Einführung von Smart Metering ist mit zusätzlichen Kosten verbunden. Neue Zähler sind zu installieren, und neue Informations- sowie Kommunikationstechnologien müssen zur Verfügung gestellt werden. Smart Metering bringt aber auch zusätzlichen Nutzen, wie z. B. verbesserte Information und die Möglichkeit, mit neuen Tarifmodellen das Verhalten der Konsumenten im Hinblick auf Effizienzsteigerungen des Gesamtsystems besser zu beeinflussen. Welche Kosten- und Nutzenkomponenten im Rahmen dieser Studie analysiert werden, zeigt Figur 1.

Das Impact Assessment bewertet fünf Szenarien, die es erlauben, die Auswirkungen einer Einführung von Smart Metering auf die unterschiedlichen Akteure der Schweizer Energiewirtschaft (z. B. Haushalte, Unternehmen und Energieversorger) über den gesamten Zeitraum von 2015 bis 2035 zu betrachten («Status quo», «Status quo +», «Selektive Einführung», «Flächendeckende Einführung», «Flächendeckende Einführung +»).

Figur 2 zeigt die Zusammensetzung der direkten Kosten und Nutzen der fünf Szenarien, ausgedrückt in Nettobarwerten der kumulierten Ausgaben zwischen 2015 und 2035:

- Die direkten Gerätekosten sind, verglichen mit der Summe der anderen Kosten, relativ gering.
- Ins Gewicht fallen vor allem die Installationskosten, die bei Smart Metern grösser sind als bei mechanischen Zählern. Dies ist der Fall, da die Instal-

lation der Smart Meter aufwendiger ist und die Zähler wegen der geringeren erwarteten Lebensdauer häufiger ersetzt werden müssen.

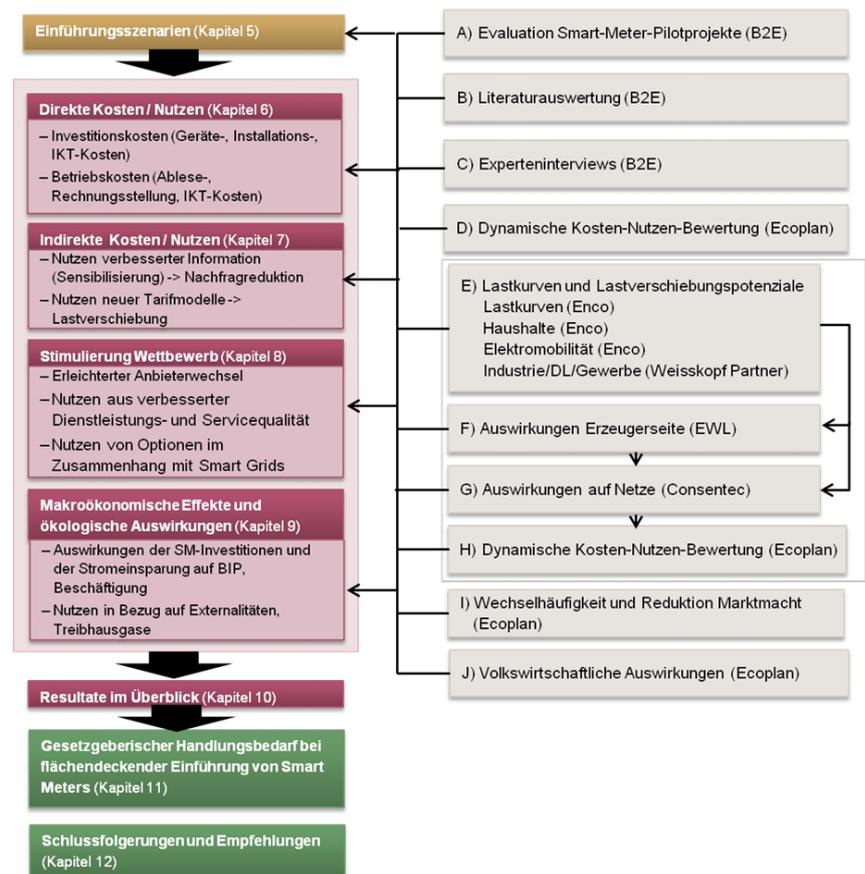
- Bei den Ablesekosten und den Umzugsprozessen lassen sich durch Smart Metering beträchtliche Einsparungen erzielen.
- Die direkten Kosten einer Smart-Meter-Infrastruktur sind hoch – aber auch die eines Beibehaltens des Status Quo. Die Zusatzkosten für eine flächendeckende Einführung im Vergleich mit dem Status quo sind mit rund 900 Mio. CHF (über die Jahre 2015 bis 2035) relativ gering.

Die direkten Kosten und Nutzen verteilen sich nicht gleichmässig auf die einzelnen Netzbetreiber. Netzbetreiber in ländlichen Gegenden haben höhere Kosten als Netzbetreiber in städtischen Gebieten. Dies würde sich bei einer «flächen-

deckenden Einführung» im Vergleich zum «Status quo» noch verstärken: Die direkten Kosten pro Zähler steigen in städtischen Gebieten durchschnittlich um rund 8 CHF pro Zähler/Jahr (+20 %) und in ländlichen Gebieten um 13 CHF pro Zähler und Jahr (+25 %).

Smart Meter bieten Anreize für Stromersparungen und Lastverschiebungen. Dies hat Auswirkungen auf die Netze und die Erzeugungsseite. Diese Auswirkungen wurden mittels computergestützter Simulationsmodelle berechnet.

Bei einer «flächendeckenden Einführung» von Smart Metern kann ein Lastverschiebungspotenzial in der Grössenordnung von 1 GW realisiert werden (bei einer Verschiebedauer von 1 h). Dies sind immerhin rund 10 % der heutigen Last aller Endkonsumenten. Trotz des beträchtlichen Verschiebepotenzial sind – gestützt auf Modellrechnungen – die Auswirkungen auf die Netze und auf die Erzeugungsseite relativ gering (tiefer zweistelliger Millionenbetrag).



Figur 1: Bewertete Kosten und Nutzen und methodisches Vorgehen [4].

Kostenart	Status quo	Status quo +		Selektive Einführung		Flächendeckende Einführung		Flächendeckende Einführung +	
	Mio. CHF	Mio. CHF	Diff. Status quo	Mio. CHF	Diff. Status quo	Mio. CHF	Diff. Status quo	Mio. CHF	Diff. Status quo
<i>alle Angaben in NBW 2015</i>									
<b>Investitionskosten</b>	<b>1'482</b>	<b>1'482</b>		<b>1'912</b>		<b>2'572</b>		<b>2'572</b>	
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	472	472	0	530	58	784	312	784	312
Installationskosten	1'009	1'009	0	1'294	285	1'514	215	1'514	215
Kosten zentrale Infrastruktur	0	0	0	88	88	275	187	275	187
<b>Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz</b>	<b>0</b>	<b>0</b>		<b>17</b>		<b>133</b>		<b>133</b>	
<b>Betriebskosten</b>	<b>516</b>	<b>516</b>		<b>518</b>		<b>472</b>		<b>472</b>	
Eigenverbrauch Zähler	193	193	0	201	8	221	28	221	28
Kundensupport	323	323	0	294	-29	184	-139	184	-139
Sicherheit und Datenschutz	0	0	0	5	5	6	1	6	1
Soft- und Hardwareunterhalt	0	0	0	18	18	61	43	61	43
<b>Kommunikationskosten</b>	<b>0</b>	<b>0</b>		<b>9</b>		<b>39</b>		<b>52</b>	
<b>Geschäftsprozesse</b>	<b>2'321</b>	<b>2'321</b>		<b>2'204</b>		<b>1'768</b>		<b>1'768</b>	
Ablesekosten	433	433	0	376	-57	164	-269	164	-269
Rechnungsstellung	1'213	1'213	0	1'213	0	1'213	0	1'213	0
Umzugsprozess	675	675	0	615	-60	391	-284	391	-284
Effizienzkampagnen	0	124	124	130	6	218	94	218	94
Zusatzkosten dynamische Tarife	0	0	0	0	0	0	0	20	20
<b>Total</b>	<b>4'319</b>	<b>4'443</b>		<b>4'790</b>		<b>5'202</b>		<b>5'236</b>	

Figur 2: Vergleich der direkten Kosten und Nutzen der Szenarien (in Mio. CHF, Nettobarwert 2015 der kumulierten Kosten/Nutzen 2015–2035) [4].

Bei einer «flächendeckenden Einführung» von Smart Metern verringert sich die gesamte Stromnachfrage um rund 1,8 %. Diese relativ bescheidene Stromnachfragereduktion ist u.a. darauf zurückzuführen, dass die Grossverbraucher schon heute mit Mess- und Steuerapparaturen ausgerüstet sind und mit Smart Metern bei diesen keine zusätzlichen Anreize zum effizienten Stromverbrauch geschaffen werden. Der Nutzen ist – trotz relativ geringer prozentualer Einsparung – hingegen bedeutend: Bei einem flächendeckenden Rollout kann für die Konsumenten mit einem Nutzen im Umfang von 2,5 Mrd. CHF gerechnet werden. Die Konsumenten brauchen weniger Strom und haben dementsprechend eine geringere Stromrechnung.

Es zeigt sich deutlich, dass die indirekten Nutzen durch die Gewinne der Schweizer Stromkonsumenten (Konsumentenrenten) dominiert werden. Insbesondere gilt dies für die privaten Haushalte und die Dienstleistungen. Die Einsparungen bei den Netzkosten sind deutlich geringer. Die Schweizer Produzenten haben mit Einbussen zu rechnen.

Die Resultate unterscheiden sich zwischen den beiden Nachfrageszenarien «Weiter wie bisher» und «Neue Energiepolitik» relativ stark: Generell sind die Stromeinsparungen im Szenario «Neue

Energiepolitik» zwar relativ gesehen gleich hoch wie bei «Weiter wie bisher», aufgrund der höheren Stromnachfrage im «Weiter wie bisher» sind aber die absoluten Stromeinsparungen höher. Dies ist einer der Hauptgründe, wieso die indirekten Nutzen aus der Stromeinsparung im Szenario «Neue Energiepolitik» kleiner ausfallen als im Szenario «Weiter wie bisher».

Smart Metering alleine kann den Wettbewerb nicht stimulieren, aber Voraussetzungen schaffen, damit die beabsichtigte Marktliberalisierung auch tatsächlich mehr Wettbewerb und Dynamik in den Strommarkt bringt. Drei Aspekte werden in diesem Zusammenhang vertieft analysiert:

Mit Smart Metern wird der Anbieterwechsel effizienter. Dies konnte grob monetarisiert werden, allerdings sind die Unsicherheiten gross. Am meisten Wechselkosten lassen sich bei einem flächendeckenden Rollout einsparen (Nettobarwert von rund 150 Mio. CHF für das flächendeckende Rollout, kumulierter Wert über die Periode 2015 bis 2035).

Smart Metering kann über kundenspezifische Angebote, erhöhte Preissensibilität der Kunden und einem verbesserten Informationsstand eine allfällig

vorhandene Marktmacht der Stromanbieter reduzieren. Diese positiven ökonomischen Auswirkungen lassen sich allerdings nicht monetarisieren. Zu erwähnen ist, dass die Ausgestaltung des Liberalisierungsprozesses im Hinblick auf eine allfällige Marktmacht bestimmend ist. Smart Metering ist einer der vielen Bausteine, der zu einem guten Funktionieren eines kompetitiven Strommarktes beiträgt.

Mit Smart Metering werden viele neue Dienstleistungen möglich (z. B. flexiblere Tarifgestaltung, «Smart-Home» Dienstleistungen, transparenteres Abrechnungswesen, automatisierte Energieberatung, usw.). Diese Smart-Market-Aktivitäten sind wichtig in Bezug auf einen sich dynamisch entwickelnden Strommarkt. Welchen Nutzen diese Dienstleistungen künftig stiften können, ist aber heute noch nicht absehbar. Auf eine Monetarisierung dieser Nutzen muss verzichtet werden.

«Smart Meter» sind keine Voraussetzung für ein «Smart Grid». Die netzseitigen Nutzen von Smart Meter sind in einer effizienteren Ausnutzung von Netzkapazitäten (bereits bei den indirekten Nutzen berücksichtigt), in erhöhter Netzsicherheit, oder in einer kostengünstigeren Einbindung von Kleinsterzeugern zu suchen. Weiter ermöglicht Smart Metering die Teilnahme von weiteren Akteuren (z. B. in der Bündelung der Nachfrage durch Aggregatoren oder in der Bündelung von dezentralen Erzeugern durch «virtuelle Kraftwerke») am Markt für Regelleistung.

Von einem flächendeckenden Rollout über die Periode 2015 bis 2035 erwartet die Studie ein positives Kosten/Nutzen-Resultat, in sehr langer Frist ein klar positives Resultat.

Für das Nachfrageszenario «Neue Energiepolitik» stellt Figur 3 die direkten und indirekten Kosten und Nutzen für die einzelnen Rollout-Szenarien zusammen. Sie zeigt, dass der grösste Gesamtnutzen bei einer flächendeckenden Einführung erwartet werden kann, dies auch im Vergleich zu einem optimierten Status Quo, bei der allein mit Effizienzkampagnen der effiziente Stromeinsatz gefördert wird.

Figur 4 zeigt die erwarteten Kosten, Nutzen und Gesamtergebnisse und die Unsicherheit über grob abgeschätzte Bandbreiten. Beim Nachfrageszenario «Neue Energiepolitik» muss im ungünstigsten Fall mit einem negativen Nutzen/Kosten-Verhältnis gerechnet werden. Das maximale monetarisierbare Risiko beträgt rund 700 Mio. CHF, aufsummiert über die nächsten 20 Jahre. Diesem Risiko sind aber auch die nicht monetarisierten Chancen des durch Smart Metering stimulierten Wettbewerbs gegenzurechnen.

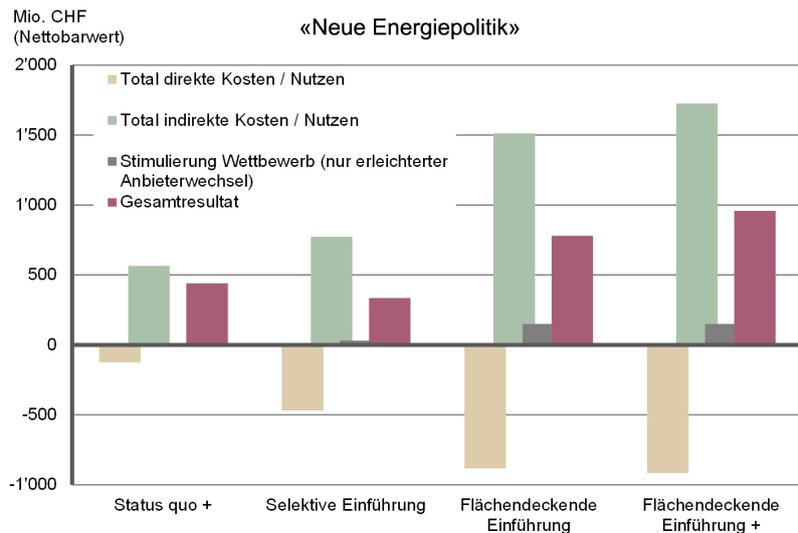
Es wird festgestellt, dass das Risiko beschränkt und das Chancenpotenzial eines flächendeckenden Rollouts relativ bedeutend sind. Dies lässt den Schluss zu, dass, wenn ein Rollout von Smart Metern ansteht, dieser möglichst flächendeckend erfolgen sollte. Ein weiterer Grund für das flächendeckende Rollout ist, dass ein selektives Einführen nicht in jedem Fall besser ist als ein «Status Quo +».

Der Hauptnutzen fällt bei Endkonsumenten an, da diese direkt von einer tieferen Stromrechnung profitieren. Hauptkosten haben unter heutigem Regulativ die Netzbetreiber zu tragen, da diese die direkten Zusatzkosten nicht den Stromkonsumenten verrechnen können.

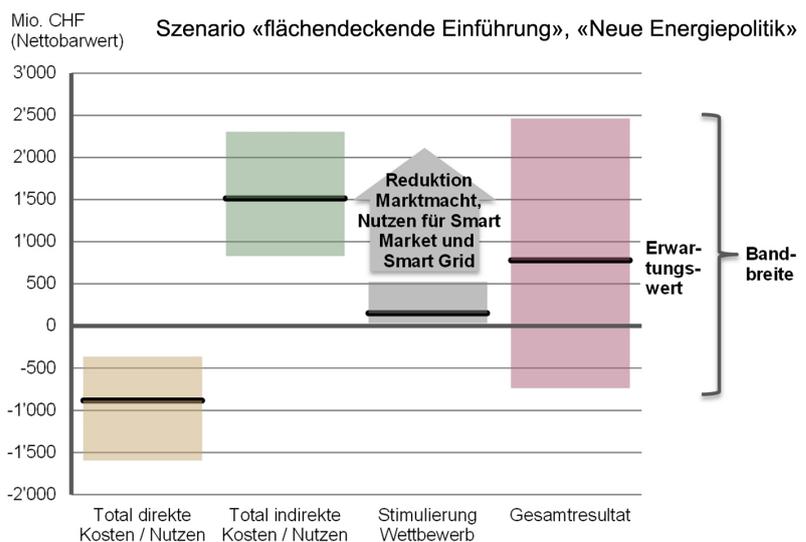
Ein flächendeckendes Rollout hat zwar keine grossen, aber doch leicht positive Effekte auf die Schweizer Wirtschaft: Output und Wertschöpfung können mit einer flächendeckenden Einführung um 0,02 % gesteigert werden. Gesamthaft werden rund 650 Arbeitsplätze geschaffen. Relativ nehmen in der Energiewirtschaft und der Kommunikationsapparateindustrie die Arbeitsplätze am deutlichsten zu (+0,14 %).

Durch Smart Metering wird in der Schweiz Strom gespart. Gemäss Modellberechnungen führt dies vor allem zu einem Rückgang der Stromimporte. Wie schon erwähnt, profitieren davon in erster Linie die Schweizer Stromkonsumenten, unsere Nachbarländer dürfen aber mit einem Rückgang bei der fossilen Stromproduktion rechnen und damit mit geringeren externen Kosten.

Aus den Untersuchungen können folgende Schlussfolgerungen und Empfehlungen formuliert werden:



Figur 3: Gesamte Kosten und Nutzen für die verschiedenen Szenarien im Vergleich zum Status Quo (in Mio. CHF, Nettobarwert 2015 der kumulierten Kosten/Nutzen 2015–2035) [4].



Figur 4: Gesamte Kosten/Nutzen (mit Bandbreiten) für das Szenario «flächendeckende Einführung» (in Mio. CHF, Nettobarwert 2015 der kumulierten Kosten/Nutzen 2015–2035) [4].

- Ein Rollout kann für die Schweiz aus volkswirtschaftlicher Sicht empfohlen werden.
- Wenn ein Rollout umgesetzt wird, dann ein flächendeckendes.
- Ein Zeithorizont für das Rollout soll vorgeben und Sanktionen vorsehen werden.
- An «Smart Meter» müssen minimale funktionale Anforderungen gestellt werden.
- Es müssen Anreize zur Beeinflussung der Nachfrage (Demand Response) gefördert werden.
- Ein «Smart-Metering»-Rollout ist ein zentraler Baustein der Energiestrategie 2050.

## GridBox – Netzbasierte Echtzeit-Erfassung des Verteilnetzzustandes und erste Praxistests

GridBox [10, 11] ist ein umfassendes «Smart-Grid»-Management-System, welches die zukünftigen Anforderungen an Verteilnetze erfüllt. Es bildet eine verteilte, kommunizierende Infrastruktur welche den Zustand des Verteilnetzes überwacht und geeignete Massnahmen zur Stabilisierung auslösen kann. Das System stellt einen herstellerunabhängigen Standard von Netzbetreibern dar. Offene Schnittstellen erlauben Erweiterungen und eine einfache Einbindung von Drittsystemen.

Die GridBox ist Messpunkt für den Netzzustand als auch Schnittstelle zur Beeinflussung der für den Betrieb und die Stabilität relevanter Aktoren und Parameter. Sie stellt somit die lokale physische Präsenz des Netzmanagementsystems dar. Sie wird dabei sowohl an strategischen Punkten im Verteilnetz selber als auch direkt bei den Stromproduzenten und -konsumenten installiert. Ein Kommunikationsnetz zwischen den einzelnen Knoten ermöglicht das Zusammenfügen der beschränkten lokalen Sicht zu einem vollständigen Gesamtbild sowie koordiniertes Vorgehen bei der Regelung und Steuerung.

Die von den verteilt installierten GridBoxen zusammengetragenen Messwerte werden in ein Modell des physischen Stromnetzes importiert, um den komplet-

ten Systemzustand eines Netzabschnitts zu ermitteln. Dies ermöglicht die Detektion von ausreissenden Messwerten und erlaubt, kritische Netzparameter auch an nicht messbaren Stellen zu bestimmen. Die Bestimmung des Systemzustandes und die zur Regelung benötigte Logik befinden sich in den GridBoxen. Diese Grundfunktionalität ist nicht abhängig von einer zentralen Überwachungs- und Steuerungsinfrastruktur. Dies ermöglicht die maximale Eigenständigkeit und Unabhängigkeit der einzelnen Netzteile und hält die Kommunikationswege und Reaktionszeiten kurz. Dadurch, dass die GridBox jedes Netzabschnitts nur die lokale Information bewältigen muss, steigt die Beherrschbarkeit der Datensicherheit und es sinkt die Komplexität und die zu verarbeitende Datenflut.

Anhand von Stabilitätskriterien und dem aus dem Modell ersichtlichen Zustand des Netzes werden in Echtzeit Engpässe und noch frei verfügbare Kapazitäten berechnet. Anhand der daraus gewonnenen Einsichten werden flexibilisierbare Netzteilnehmer so beeinflusst, dass sich das Netz zu jedem Zeitpunkt in einem sicheren und möglichst optimalen Betriebspunkt befindet. Das System erlaubt die Einführung von innovativen Tarif- und Preisstrukturen, welche dem in Zukunft erwarteten, geographisch

sowie zeitlich viel volatileren Angebot gerecht werden kann. Dadurch können den Netzteilnehmern starke Anreize geboten werden, das Verhalten zugunsten der Stabilität und Kosteneffizienz des Stromnetzes zu ändern.

Für die Demonstration des verteilten Messkonzeptes und der Netzmodellierung wurde ein reales Messgerät entwickelt, das in Figur 5 dargestellt ist. Dieser GridBox-Demonstrator wurde an mehreren Punkten in einem kleinen, zusammenhängenden Netzabschnitt installiert. Während einigen Tagen wurden Messdaten von Strom und Spannung zeitgleich aufgezeichnet, welche anschließend bezüglich ihrer Tauglichkeit für die Netzüberwachung und -modellierung untersucht wurden. Der Demonstrator sollte nicht nur Messwerte aufzeichnen können, sondern auch den Nachweis erbringen, dass eine GridBox mit geringem Leistungsverbrauch und tiefen Herstellungskosten machbar ist. Die Resultate der Entwicklung und der Auswertung der Messdaten zeigen ein realistisches Potenzial, ein GridBox-System mit vertretbaren Kosten entwickeln zu können, welches die beschriebenen Anforderungen erfüllt. Nach einer Konzeptphase [10] sowie der Erstellung eines konkreten Prototyps mit Messungen im realen Netz [11] soll 2013 ein Pilotversuch aufgebaut werden, um die Machbarkeit des Systems GridBox zu zeigen und die Entwicklung voranzutreiben.



Figur 5: Der im Rahmen dieses Projektes entwickelte GridBox-Demonstrator [11] misst dreiphasig Strom und Spannung mit hoher Abtastrate und beherbergt ein uLinux-System, auf welchem komplexe Applikationen und Signalverarbeitung entwickelt werden können. Messdaten können im Rohformat während 5 Tagen kontinuierlich aufgezeichnet werden.

## Nationale Zusammenarbeit

Das Forschungsprogramm *Netze* pflegt seit vielen Jahren eine enge Zusammenarbeit und einen regen Austausch mit den für den Themenbereich relevanten Forschungsgruppen an der ETH Zürich (Prof. Andersson, Franck, Biela) und verschiedenen Fachhochschulen (BFH, FHNW, HES-SO, HSLU, SUPSI, ZHAW). Im Jahr 2013 wird angestrebt, auch den Kontakt zur ETH Lausanne auszubauen. Die geplante Schaffung neuer Kompetenzzentren im Rahmen des «Aktionsplans koordinierte Energieforschung Schweiz» [2], darunter auch eines im Bereich der Netze und Systeme, dürfte diese Anstrengungen positiv unterstützen.

Durch die aktive Zusammenarbeit zwischen der «Schweizerischen Gesellschaft für Netzinfrastrukturforschung» (SGN) und der ETH Zürich konnte 2012 die Geschäftsstelle der neugeschaffenen «Forschungsstelle Energienetze» (FEN) [12] mit ihren drei wissenschaftlichen Mitarbeitern die ersten Forschungsprojekte bearbeiten. Im Auftrag von Swiss-

grid und des Bundesamts für Energie wurde beispielsweise der Einfluss geomagnetisch induzierter Ströme auf das Schweizer Übertragungsnetz [13] untersucht. Ausserdem wurden die Arbeiten zur Potenzialabschätzung biogener Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen im Schweizer Stromnetz aufgenommen.

Die Resultate werden soweit wie möglich auch BFE-intern verwendet, so z. B. bei der Erarbeitung der «Smart Grids Roadmap» als Teil der Energiestrategie 2050.

Im Rahmen verschiedener Veranstaltungen und zahlreicher direkter Kontakte und Besuche wurde das Forschungsprogramm *Netze* vorgestellt und versucht, die verschiedenen Forschungsinstitutionen weiter zu vernetzen, z. B. im Rahmen des laufenden Pilotprojekts «Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze» (VEiN) [14] oder des vom BFE und Swisselectric Research [15] unterstützten Projekts «Swiss2G» [16].

## Internationale Zusammenarbeit

Bereits 2010 wurde mit der Bildung des «Implementing Agreement for a co-operative programme on Smart Grids» (ISGAN) [17] im Rahmen des «Clean Energy Ministerial» (CEM) begonnen, wobei auch einzelne Vertreter aus dem vorangehenden Implementing Agreement «Enard» federführend mitgewirkt haben. Bedeutend mehr Staaten als bei Enard haben das Vorhaben unterstützt und gemeinsam zu einem Implementing Agreement im Sinne der IEA weiterentwickelt, das 2011 verabschiedet und gestartet wurde. In seinem Fokus stehen übergeordnete Themen wie z. B. Regulierung, Standardisierung, Finanzierung oder auch die Rolle der Endnutzer. Insbesondere die beiden Annexes «Global Smart Grid Inventory» und «Benefit-Cost Analyses and Toolkits» sind von besonderem Schweizer Interesse, insbesondere im Sinne des BFE-Positionspapiers zu «Smart-Grids» oder der neuen Energiestrategie 2050. Aus diesem Grund hat die Schweiz ihre Teilnahme an ISGAN erklärt und die entsprechenden Arbeiten zu den Annexes aufgenommen. Die Schweizer Vertretung im Executive Committee von ISGAN wurde der Forschungsstelle Energienetze der ETH [12] übertragen.

Die Arbeiten zur Umsetzung des SET-Plans [6] der EU wurden fortgesetzt. Im Bereich der Netze fanden diese vorwiegend innerhalb der «European Electricity Grid Initiative» (EEGI) [18] und der «Smart Cities Initiative» (SCI) statt. Innerhalb des «EII-Teams» der EEGI wurde vor allem die Frage behandelt, wie laufende Aktivitäten in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten und den assoziierten Ländern zu

so genannten funktionalen Projekten kombiniert werden können, um ein Maximum aus den knapp vorhandenen Forschungsmitteln herauszuholen zu können. Entsprechende Vorarbeiten des «Joint Research Centers» (JRC) und des «Austria Institute of Technology» (AIT) wurden massgeblich ergänzt durch Beiträge der nationalen Experten, des «SmartGrids ERA-Net» [7], der «Kooperation D-A-CH Smart Grids» [9], des FP7-Projektes «GRID+» [19] und von ISGAN. Dabei hat sich auch die Schweiz aktiv beteiligt. Zur Deckung des bereits dabei identifizierten Forschungsbedarfs wurde das FP7-Arbeitsprogramm 2013 entsprechend angepasst und es konnten verschiedene Themen zur Unterstützung der EEGI ausgeschrieben werden.

Im Rahmen des «SmartGrids ERA-Net» wurden in den vergangenen Jahren zwei Ausschreibungen durchgeführt, wobei derzeit an allen genehmigten Projekten mit Schweizer Beteiligung erfolgreich gearbeitet wird. Aufgrund der positiven Evaluation des ERA-Nets durch die EU konnte die Laufzeit bis 2014 verlängert werden. Das ERA-Net soll sich künftig klar in den Aktivitäten rund um den SET-Plan positionieren und eine einzigartige, komplementäre Rolle einnehmen. Die Bildung eines ERA-Net+ wird dabei angestrebt.

Die 2009 geschlossene «Kooperation D-A-CH Smart Grids» [9] wurde in der Berichtsperiode entscheidend weiter entwickelt. Insbesondere konnten drei länderübergreifende «Task Forces» zu den wichtigen Querschnittsthemen Nor-

mierung und Standardisierung, Geschäftsmodelle sowie Daten aufgebaut und etabliert werden. Die Federführung der «Task Force Daten» obliegt Schweizer Branchenvertretern; die Teilnahme in den Task Forces steht nach wie vor allen Interessierten offen. Ein länderübergreifender Work-

shop, insbesondere zum Thema «Smart Grids Security» [20] hat im Rahmen der «Smart Grids Week 2012 Bregenz» [21] stattgefunden. Es konnten zahlreiche Schweizer Teilnehmer begrüsst werden.

## Referenzen

[1] Meteodat GmbH: *Optimierung des Betriebes von Freileitungen aus meteorologischer Sicht - Einfluss des Wetters auf die Leiterseiltemperatur und die Vereisung*, JB, 2012.

[2] SBF: *Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz*, 2012.

[3] CORE: *Konzept der Energieforschung des Bundes 2013–2016*, 2012.

[4] ETHZ, Ecoplan AG, Weisskopf Partner GmbH, ENCO AG: *Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz*, SB, 2012.

[5] IEA: [www.iea.org](http://www.iea.org).

[6] EU SET-Plan: [ec.europa.eu/energy/technology/set\\_plan](http://ec.europa.eu/energy/technology/set_plan).

[7] SmartGrids ERA-Net: [www.eranet-smartgrids.eu](http://www.eranet-smartgrids.eu).

[8] BFE: *Forschungskonzept 2013–2016 - Netze*, 2012.

[9] Kooperation DACH Smart Grids: [www.smartgrids-dach.eu](http://www.smartgrids-dach.eu).

[10] SCS AG, Bacher Energie AG: *GridBox - Konzeptstudie*, SB, 2011.

[11] SCS AG, Bacher Energie AG: *GridBox - Netzbasierte Echtzeit-Erfassung des Verteilnetzzustandes und erste Praxistests*, SB, 2012.

[12] Forschungsstelle Energienetze: [www.fen.ethz.ch](http://www.fen.ethz.ch).

[13] ETHZ: *Geomagnetisch induzierte Ströme im Schweizer Übertragungsnetz*, SB, 2012.

[14] Konsortium VEiN: *VEiN – Verteile Einspeisung in Niederspannungsnetze*, JB, 2011.

[15] SER: [www.swisselectric-research.ch](http://www.swisselectric-research.ch).

[16] SUPSI, Bacher Energie AG: *Swiss2G*, JB, 2011.

[17] IEA ISGAN: [www.iea-isgan.org](http://www.iea-isgan.org).

[18] EEGI: [www.smart-grids.eu/?q=node/170](http://www.smart-grids.eu/?q=node/170).

[19] EU Forschungsprojekt «GRID+»: [www.gridplus.eu](http://www.gridplus.eu).

[20] Fichtner IT-Consulting AG: *Smart Grids Security*, SB, 2012.

[21] Smart Grids Week 2012 Bregenz: [www.energiesystemeder-zukunft.at/results.html/id6505](http://www.energiesystemeder-zukunft.at/results.html/id6505).

## Laufende und im Berichtsjahr abgeschlossene Projekte

(\* IEA-Klassifikation)

- ALPENERGY – VIRTUAL POWER SYSTEMS AS AN INSTRUMENT TO PROMOTE TRANSNATIONAL COOPERATION AND SUSTAINABLE ENERGY SUPPLY IN THE ALPINE SPACE** R&D, Int 6.2\*

Lead:	Università della Svizzera Italiana	Funding:	BFE, ARE, Kt. TI
Contact:	Umberto Bondi <a href="mailto:bondi@alari.ch">bondi@alari.ch</a>	Period:	2008–2012

Abstract: AlpEnergy addresses the need of balancing increased production of renewable energy sources. A concept introduced by the project, Virtual Power System (VPS), offers a solution by using ICT for an intelligent energy management. It focuses on both technical and economical aspects to introduce an efficient operational model that aims at a standardization of both technologies and procedures.
- ANALYSE DES FORSCHUNGSUMFELDS «SMART-GRIDS» IN DER SCHWEIZ UND IN EUROPA** R&D, Int 6.2

Lead:	Bacher Energie AG	Funding:	BFE
Contact:	Rainer Bacher <a href="mailto:rainer.bacher@bacherenergie.ch">rainer.bacher@bacherenergie.ch</a>	Period:	2009–2012

Abstract: In this project a Smart Grids information base is built in cooperation with European SmartGrids re-search institutions from universities and other research organizations to facilitate the European Smart Grids research, deployment and demonstration and its coordination.
- BOOSTERCAP – DYNAMIC EXCITATION MODULE (DEM) TECHNOLOGY** R&D 6.2

Lead:	Alstom Switzerland Ltd.	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Stefan Keller <a href="mailto:stefan.sk.keller@power.alstom.com">stefan.sk.keller@power.alstom.com</a>	Period:	2011–2013

Abstract: With respect to low voltage ride-through requirements, the Critical Clearing Time (CCT) defines the maximum duration of a given voltage dip a generator can sustain without losing synchronism. In order to achieve higher CCT, a capacitor bank ("Dynamic Excitation Module") is proposed as a buffer system.
- BPES – OPTIMAL SIZING AND CONTROL OF BALANCING POWER IN THE FUTURE EUROPEAN POWER SYSTEM INCLUDING TRANSMISSION SYSTEM CONSTRAINTS** R&D, Int 6.2

Lead:	ETH Zürich	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Göran Andersson <a href="mailto:andersson@eeh.ee.ethz.ch">andersson@eeh.ee.ethz.ch</a>	Period:	2011–2014

Abstract: The aim of the project is to determine optimal sizing and control of balance power in the future European power system considering transmission system constraints.
- EINFLUSS GEOMAGNETISCH INDUZIERTER STRÖME AUF DAS SCHWEIZER STROMNETZ** R&D 6.2

Lead:	ETH Zürich	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Turhan Demiray <a href="mailto:demirayt@fen.ethz.ch">demirayt@fen.ethz.ch</a>	Period:	2012

Abstract: Strong solar storms causing geomagnetic disturbances (GMD) are capable of disrupting power grid operation through electromagnetic interaction. This project gives an overview of the GMD physical process and its influence on power systems, describes the countermeasures which have been formulated based on utilities' industrial experience and assesses the effects that such phenomena could have on the Swiss Transmission Network.
- ENTWICKLUNG EINER KOSTENOPTIMIERTEN SALZ-BATTERIE-ZELLE FÜR DIE NETZANWENDUNG** R&D 6.2

Lead:	Battery Consult Sagl	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Cord-Henrich Dustmann <a href="mailto:cdustmann@bluewin.ch">cdustmann@bluewin.ch</a>	Period:	2011–2012

Abstract: The project aims at developing a cost-optimized Na/NiCl<sub>2</sub> salt battery design for the direct use in electricity distribution grids. At present only concepts for mobile application are existing.
- EXCO-VERTRETUNG IM IEA IMPLEMENTING AGREEMENT «ISGAN»** Int 6.2

Lead:	ETH Zürich	Funding:	BFE
Contact:	Turhan Demiray <a href="mailto:demirayt@fen.ethz.ch">demirayt@fen.ethz.ch</a>	Period:	2012–2016

Abstract: ISGAN creates a mechanism for multilateral government-to-government collaboration to advance the development and deployment of smarter electric grid technologies, practices, and systems. It aims to improve the understanding of smart grid technologies, practices, and systems and to promote adoption of related enabling government policies. Turhan Demiray represents Switzerland within the executive committee as its alternate delegate.

- FLEXLAST – ERZEUGUNG VON SEKUNDÄR-REGELLEISTUNG DURCH EIN DYNAMISCHES LASTMANAGEMENT BEI GROSSVERBRAUCHERN**

P&D 6.2

Lead:	IBM Schweiz AG	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Norbert Ender Norbert.Ender@ch.ibm.com	Period:	2012–2013

Abstract: Mit dem Projekt wollen Migros, BKW, Swissgrid und IBM das Potenzial von «Smart-Grid» Technologien bei Grossverbrauchern adressieren; es soll die Entwicklung eines Smart Grid in der Schweiz unterstützen. Im Pilotprojekt werden die Kühlhäuser des Migros-Verteilbetrieb Neuendorf (MVN) zur Erzeugung von Sekundär-Regelleistung genutzt.
- FOLGEABSCHÄTZUNG EINER EINFÜHRUNG VON «SMART METERING» IM ZUSAMMENHANG MIT «SMART GRIDS» IN DER SCHWEIZ**

R&D 6.2

Lead:	ETH Zürich; CONSENTEC GmbH; VISCHER AG	Funding:	BFE
Contact:	Thorsten Staake tstaake@ethz.ch	Period:	2011–2012

Abstract: The project goal is to define different smart metering roll-out scenarios for Switzerland and to rate them with respect to economic, social and ecologic costs and benefits. It will be derived to which (market) player role costs and benefits are related.
- GEOGREEN – OPTIMIZING GREEN ENERGY AND GRID LOAD BY GEOGRAPHICAL STEERING OF ENERGY CONSUMPTION**

R&D, Int 6.2

Lead:	Università della Svizzera Italiana, ALaRI	Funding:	BFE
Contact:	Umberto Bondi bondi@alari.ch	Period:	2010–2013

Abstract: The project aims at bringing another approach to energy balance and overall power system stability. Introducing a concept of mobile consumer, it considers consumption and mobility, both in terms of time and space. In particular, electric vehicles and data centers processing tasks as typical cases of mobile consumers are considered.
- GRIDBOX – KONZEPTSTUDIE / NETZBASIERTE ECHTZEIT-ERFASSUNG DES VERTEILNETZZUSTANDES UND ERSTE PRAXISTESTS**

R&D 6.2

Lead:	Super Computing Systems AG; Bacher Energie AG	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Stephan Moser stephan.moser@scs.ch	Period:	2011–2012

Abstract: A monitoring and control infrastructure for the future electricity grids will be defined and tested. It consists of intelligent low-cost “GridBoxes”. The goal is high operational grid stability with masses of decentralized electricity infeeds and flexible consumer equipment in an automated end-consumer market considering minimization of costs.
- HVDC NETWORKS**

R&D, Int 6.2

Lead:	ETH Zürich	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Christian Franck cfranck@ethz.ch	Period:	2011–2015

Abstract: The primary aim of the project is to contribute to answer the question: “Under which conditions is a true HVDC network of advantage compared to a strengthened AC network and what would be the preferred scheme?”
- IEA ISGAN ANNEX 1 – GLOBAL «SMART-GRID» INVENTORY**

R&D, Int 6.2

Lead:	Bacher Energie AG	Funding:	BFE
Contact:	Rainer Bacher rainer.bacher@bacherenergie.ch	Period:	2012–2014

Abstract: The ISGAN Annex 1 consists of three tasks. Task 1 entails development and population of a unified ISGAN framework for assessment of national-level motivating drivers and technology priorities for smart grids. Task 2 concerns development of the initial project inventory. Task 3 adds a quantitative layer using key per performance indicators identified by ISGAN Annex 3.
- IEA ISGAN ANNEX 3 – BENEFIT AND COST ANALYSES AND TOOLKITS**

R&D, Int 6.2

Lead:	ETH Zürich	Funding:	BFE
Contact:	Turhan Demiray demirayt@fen.ethz.ch	Period:	2012–2016

Abstract: The objective is to develop a global framework and related analyses that can identify, define, and quantify in a standardized way the benefits that can be realized from the demonstration and deployment of smart grids technologies and related practices in electricity systems. The Annex will leverage existing knowledge and experience gained, e.g., in different participating countries.

- **IMPROSUME – THE IMPACT OF PROSUMERS IN A «SMART-GRID» BASED ENERGY MARKET** R&D, Int 6.2
- |          |   |          |           |
|----------|---|----------|-----------|
| Lead:    | Universität St. Gallen; Bacher Energie AG | Funding: | BFE       |
| Contact: | moritz.loock@unisg.ch                     | Period:  | 2010–2012 |
- Abstract: "Prosumer" is an emerging concept in the power market that applies to consumers of energy that can also be producers. In a Smart Grid a prosumer can be a new and active participant in balancing the electricity system. An important requirement is acceptance and active adoption of the new possibility by the prosumer. This project focuses on prosumers and their role's impact on established structures will be highlighted.
- **LEITUNG UND KOORDINATION DER SCHWEIZER TASK FORCES DER «KOOPERATION D-A-CH SMART GRIDS»** Int 6.2
- |          |                        |          |             |
|----------|------------------------|----------|-------------|
| Lead:    | VSE, Electrosuisse     | Funding: | BFE, Privat |
| Contact: | hendrik.laroi@strom.ch | Period:  | 2011–2013   |
- Abstract: The «Kooperation D-A-CH Smart Grids» is based on a Memorandum of Understanding between the three neighboring European countries Germany, Austria and Switzerland. The main goal of this MoU is to closely collaborate in the field of R&D and dissemination in the emerging smart grids area. In order to coordinate the work of specific cross-cutting topics four task forces has been established.
- **OPTIMIERUNG DES BETRIEBES VON FREILEITUNGEN AUS METEOROLOGISCHER SICHT** R&D 6.2
- |          |                        |          |             |
|----------|------------------------|----------|-------------|
| Lead:    | Meteodat GmbH          | Funding: | BFE, Privat |
| Contact: | steinegger@meteodat.ch | Period:  | 2012–2015   |
- Abstract: The project will deliver methods to calculate and predict the change in conductor temperature with changing weather conditions. This will help to improve the use of existing overhead power lines without compromising the safety. Weather-related loads on overhead lines may influence the operation or even damage the infrastructures. A high-resolution weather forecast model will be tested and improved to foresee wet snow and in-cloud icing events.
- **POTENZIAL DER SCHWEIZER INFRASTRUKTURANLAGEN ZUR LASTVERSCHIEBUNG** R&D 6.2
- |          |                      |          |           |
|----------|----------------------|----------|-----------|
| Lead:    | InfraWatt            | Funding: | BFE       |
| Contact: | mueller@infrawatt.ch | Period:  | 2011–2013 |
- Abstract: In future, the infrastructure plants, so the wastewater treatment plants, water industries and waste incineration plants have an installed electrical power of approximately 1 GWel. The aim of this research is the investigation of the real capacities for the supply of (positive and negative) operating reserve / controlling power range for Switzerland.
- **POWER ELECTRONIC CONVERTER SYSTEMS FOR ENERGY STORAGE BASED ON SPLIT BATTERIES** R&D 6.2
- |          |                |          |             |
|----------|----------------|----------|-------------|
| Lead:    | ETH Zürich     | Funding: | BFE, Privat |
| Contact: | jbiela@ethz.ch | Period:  | 2012–2015   |
- Abstract: In the project, highly efficient and reliable power electronic converter systems for modular energy storage systems applied in medium voltage grids are investigated. The new solutions are comprehensively modelled and optimised for efficiency. For evaluating the performance of the new concepts, these are compared to existing solutions. Based on the optimal solution, a medium voltage prototype is built and control issues are investigated.
- **PROJEKTLEITUNG «KOOPERATION D-A-CH SMART GRIDS»** Int 6.2
- |          |                          |          |           |
|----------|--------------------------|----------|-----------|
| Lead:    | Encontrol AG             | Funding: | BFE       |
| Contact: | alois.huser@encontrol.ch | Period:  | 2009–2013 |
- Abstract: The «Kooperation D-A-CH Smart Grids» is based on a Memorandum of Understanding between the three neighboring European countries Germany, Austria and Switzerland. The main goal of this MoU is to closely collaborate in the field of R&D and dissemination in the emerging smart grids area. Encontrol AG is mandated by SFOE to coordinate the Swiss activities and contributions.
- **«SMART-GRID»-POLYSUN – DESIGNTOOL FÜR LOKALES LASTMANAGEMENT** R&D, Int 6.2
- |          |                          |          |             |
|----------|--------------------------|----------|-------------|
| Lead:    | ETH Zürich               | Funding: | BFE, Privat |
| Contact: | andersson@eeh.ee.ethz.ch | Period:  | 2011–2014   |
- Abstract: In this project, the software tool Polysun is extended to support the planning and evaluation of local load management and energy optimization. The goal is to improve the concurrency of PV and wind power with electrical loads and to use thermal masses in buildings (e.g. hot water storage tanks or refrigerators) for the load balancing of the power grid.

- **SMARTGEN – EFFICIENT IDENTIFICATION OF OPPORTUNITIES FOR DISTRIBUTED GENERATION BASED ON «SMART-GRID» TECHNOLOGY** R&D, Int 6.2

Lead:	Bacher Energie AG	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Rainer Bacher <a href="mailto:rainer.bacher@bacherenergie.ch">rainer.bacher@bacherenergie.ch</a>	Period:	2010–2013

Abstract: SmartGen develops prototype tools for the identification of optimal distribution grids and the connection of distributed generation stations. An indirect goal of the project is to speed up the introduction of SmartGrids Technologies in Europe by modern ICT (Information and Communication Technology) based tools. SmartGen is a cooperative project of partners in NO, DK, Latvia and CH.
- **SWISS2G** P&D 6.2

Lead:	SUPSI; Bacher Energie AG	Funding:	BFE, SER, Privat
Contact:	Roman Rudel <a href="mailto:roman.rudel@supsi.ch">roman.rudel@supsi.ch</a>	Period:	2009–2014

Abstract: Field test and simulations with distributed generation units and electric vehicles in order to investigate their impacts on the electrical distribution grid. In a first step the influence of distributed generation units and electric vehicles to the grid will be measured with highly accurate phasor, frequency and voltage measurement devices. In a second step simulation specialists will elaborate models to reproduce these measured phenomena.
- **SYSTEM MODELLING FOR ASSESSING THE POTENZIAL OF DECENTRALIZED BIOMASS-CHP PLANTS** R&D 6.2

Lead:	ETH Zürich	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Konstantinos Boulouchos <a href="mailto:boulouchos@lav.mavt.ethz.ch">boulouchos@lav.mavt.ethz.ch</a>	Period:	2012–2015

Abstract: An increasing share of fluctuating renewable electricity production (photovoltaic, wind) asks for grid stabilising measures. Decentralised biogenic combined heat and power (CHP) plants could play a significant role in this context. The development of a CHP swarm model based on geographical distributed information about energy sources and transmission infrastructure allows assessing the potencial of this concept for Swiss regions.
- **VEIN – VERTEILTE EINSPEISUNGEN IN NIEDERSPANNUNGSNETZE** R&D, P&D 6.2

Lead:	Konsortium VEIN	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Gilbert Schnyder <a href="mailto:gilbert.schnyder@sing.ch">gilbert.schnyder@sing.ch</a>	Period:	2009–2014

Abstract: In the future renewable energy sources as well as heat power cogeneration will be used more and more for decentralized energy production. The system operators have therefore an interest to detect their effects on the operation of distribution grids as well as the new challenges in planning and dimensioning of assets and any necessary adjustments in the standards. The aim is to prepare the accordingly necessary knowledge and to gain experience.
- **VORBEREITUNG UND DURCHFÜHRUNG DES «SMART-GRIDS» SECURITY WORKSHOPS IM RAHMEN DER «KOOPERATION D-A-CH SMART GRIDS»** R&D 6.2

Lead:	Fichtner IT Consulting AG	Funding:	BFE, Ausland
Contact:	Albrecht Reuter <a href="mailto:albrecht.reuter@fit.fichtner.de">albrecht.reuter@fit.fichtner.de</a>	Period:	2012

Abstract: The development of a security roadmap for the smart grid sector is the need of the hour and can help control the developments in this segment and make it manageable. To provide an effective roadmap and obtain usable results, certain safety and energy economics criteria must be considered.
- **WARMUP – OPTIMALE NETZREGELUNG IM WÄRMEPOOL** R&D 6.2

Lead:	Misurio AG	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Samuel Pfaffen <a href="mailto:samuel.pfaffen@misurio.ch">samuel.pfaffen@misurio.ch</a>	Period:	2012–2013

Abstract: The project aims at exploiting the flexibility of a pool of thermal storage devices for balancing the electrical grid. A high level intelligent system aggregates the existing flexibility, generates best bids on behalf of the system operator and guarantees an optimal overall operation. The project investigates economical, physical and legal requirements which guarantee a sustainable implementation. It is the starting point for a pilot.



