



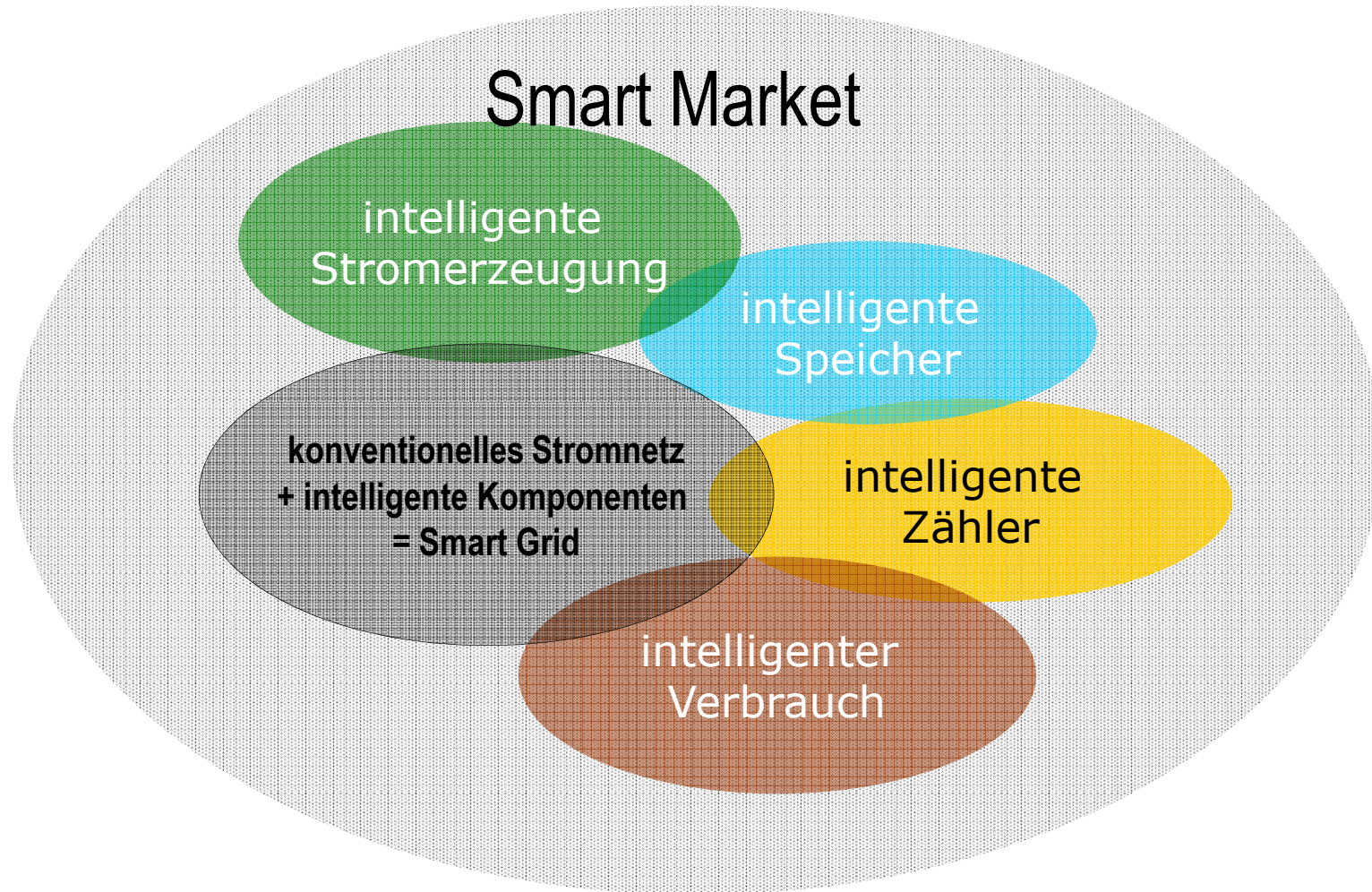
Workshop zum Energierecht: Smart Grids

Die Sicht der Bundesnetzagentur

Achim Zerres, Abteilungsleiter Energieregulierung, Bundesnetzagentur



- Smart Grid ist ein verwirrender und nicht genügend definierter Begriff.
Vorschlag BNetzA:
 - Smart Grid = netz“interne“ Themen (intelligenter Netzausbau, Management von Netzkapazitäten, Netzzuständen, Netzsteuerung etc.),
 - Smart Market = verändertes Nutzerverhalten durch Preise und Anreize im Bereich Energiemengenaustausch
- die Fokussierung auf das Netz muss durch einen Fokus auf den Markt ersetzt werden.
 - Das Netz soll in der Energiezukunft eine dienende Rolle einnehmen.
 - Die aktuelle (auch begriffliche) Fokussierung auf das Netz („Smart Grid“) ist suboptimal, weil der Markt und nicht das Monopol die Innovationen bringen wird.





- Die Energiezukunft erfordert vor allem konventionellen Netzausbau im Bereich der Übertragungsnetze ...
- Die Energiezukunft erfordert auch konventionellen Netzausbau im Bereich bestimmter Verteilnetze ...
- ...sowie das Schließen der „Intelligenzlücke“ in Verteilernetzen
- Die Intelligenzlücke in den Verteilernetzen lässt sich größtenteils durch Kapitalflüsse des bestehenden Netzes finanzieren (intelligente Restrukturierung)
- Netzentgelte werden in der Energiezukunft dennoch spürbar ansteigen...
- ...ein übermäßiger Anstieg lässt sich hauptsächlich durch Verhaltensänderungen im Smart Market dämpfen (Vermeidung von zuviel Netzzubau)



- Smart Meter sind „eher“ ein Marktthema denn ein Netzthema
- Smart Grids entwickeln sich evolutionär und nicht durch eine zentrale Komponente
- Die Energiezukunft erfordert die Netzintegration (Smart Grid) und die Marktintegration (Smart Market) erneuerbarer Energie, beides beeinflusst einander
- Problematisch: „Trittbrett-Finanzierung“ des Verbundsystems bei temporärer Energieautarkie
- Problematisch: Netzentgeltbefreiung von Speichern



Grid → → Smart Grid → → Smart Market

bestehendes Netz (Kapazitäten)

- + konventioneller **Netzausbau** zur Integration erneuerbarer Energie erhöht die Netzkapazität
- + **Aufrüstung** von konventionellen Netzen mittels (weiterer) Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel und Automatisierungstechnik sowie IT steigert die Qualität, Effizienz und ggf. die Kapazität
- + Schaffung von **Marktplätzen** und **Marktregeln** für den **Smart Market**

Energiemärkte (Strommengen und Dienstleistungen)



Übertragungsnetze sind heute schon smart...

- Merkmale:
 - Leitwarte,
 - aktive Steuerung einzelner Leitungsabschnitte,
 - Monitoring der Leitungszustände und angeschlossener Kraftwerke,
 - aktive Ausregelung von Einspeisung und Entnahmen

- ggf. gradueller Erweiterung der „Smartness“ erforderlich (Leiterseilmonitoring, erhöhte Informationsdichte aus nachgelagerten Netzen)

- Fokus liegt eher auf neuen Leitungen (OWP-Anbindung, SuperGrid, massive Nord-Süd-Kapazitätserweiterung)
- Kosten für diese Netzebene werden stark ansteigen



Verteilernetze müssen erst noch smart werden...

- Netzzustände gegenwärtig kaum bekannt („blind gefahren“)
- aktive Schalthandlungen kaum möglich
- Einspeisemengen und -profile dezentraler Erzeuger kaum bekannt
- Informationsbereitstellung für Übertragungsnetze dürftig

→ Fokus liegt auf Nachrüstung der Netze mit zusätzlicher Mess-, Steuer-, Regeltechnik, IT- und Kommunikationstechnik

→ diese zusätzlichen Ausgaben lassen sich i.d.R. aus den Kapitalrückflüssen der bestehenden Erlösobergrenze finanzieren (intelligente Restrukturierung)

→ Erlösobergrenze der Verteilernetze steigt aufgrund neuer Versorgungsaufgaben (Netzausbau wegen Anschluss dezentraler Anlagen Erneuerbarer Energie), dies ist im System der Anreizregulierung abgebildet!



Smart Meter sind weder Heilsbringer noch die zentrale Smart Grid-Komponente...

- Primäre Aufgabe: Bereitstellung digitaler Daten und Weiterleitung an Berechtigte
 - Exkurs Schutzprofil: Lösung von Datenschutz-, IT-Sicherheit-, Akzeptanzproblemen ist zu begrüßen, allerdings wird das Messsystem dadurch teurer (Einfluss auf Ergebnis Kosten-Nutzen-Analyse)
 - hochaufgelöste Daten für den Netzbetrieb kaum erforderlich (Ausnahme: problematische Stellen im Netz wie z.B. lokale Einspeisepunkte, kritische Strangpunkte im Verteilernetz)
 - Daten sind die Basis für vielerlei Produkte und Dienstleistungen der Energiezukunft
 - intelligente Einspeisezähler werden für die Marktintegration erneuerbarer Energie wichtig werden
- Smart Meter sind eher für Smart Markets erforderlich, daher weitgehender Rollout (mit der Folge der Finanzierung ausschließlich über Netzentgelte) unangebracht, Übereinstimmende Position von BNE, BDEW und BNetzA in der Anhörung des Wirtschaftsausschusses
- Verteilernetze werden nicht durch Smart Meter zum Smart Grid, viele verschiedene alternative Möglichkeiten müssen in Kosten und Nutzen gegeneinander abgewogen werden



Integration Erneuerbarer Energie (EE) hat Markt und Netzaspekte...

- Netzintegration Erneuerbarer Energie steht bislang im Fokus
- Perspektivisch notwendig: Netzdienlichkeit auch kleinerer Anlagen
 - Spannungshaltung durch Blindleistungsbereitstellung,
 - frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion,
 - Ermöglichung von Primärregelung,
 - Möglichkeit zur Abschaltung oder stärkeren Leistungsreduktion im Falle von temporärem Überangebot
- Marktintegration ist perspektivisch mindestens genauso wichtig



→ Ohne Netz- und Marktintegration ist der gewünschte Anteil EE nicht zu erreichen oder nur zum Preis von

- 1) exorbitantem, ineffizientem Netzzubau und
- 2) langfristig zu hohem Bedarf an Reservekraftwerken



Sollte das Netz zur Kapazitätsbewirtschaftung Knappheitssignale in Form variabler Netzentgelte erzeugen?

- These: Netzzubau kann begrenzt werden, wenn (kontinuierlich oder in Stufen) variierende Netzentgelte eingeführt würden (Durchschnittsauslastung des Netzes würde steigen)
 - Nachteile:
 - sehr hoher Aufwand bei der Implementierung
 - Verbraucherakzeptanz unwahrscheinlich (mehrere variable Preiskomponenten erschweren die Prognose des Gesamteffekts)
 - wirkt nur, wenn zuverlässig Lastspitzen gekappt werden
 - Die Energiezukunft benötigt mehr Netz, ein starker Fokus auf das bestehende Netz und zu geringer Netzausbau würden die Integration erneuerbarer Energie und den Smart Market behindern.
- BNetzA plädiert für effizienten Netzausbau, Flexibilität braucht Kapazität!
- Ausbau der Netze aber nicht bis zu jeder aufzunehmenden Menge möglich, daher Marktteilnahme auch von EE-Anlagen nötig



Wie lässt sich das Verbundsystem bei zunehmender Energieautarkie finanzieren?

- Problem: erwartbarer zunehmender Eigenverbrauch sowie geplante „energieautarke Regionen“ tragen nicht mehr vollumfänglich zur Finanzierung des Verbundsystems bei...
 - ...obwohl dieses als „Reserve“system weiter genutzt wird (Vollautarkie ist fast immer unwirtschaftlich)
 - Systemdienstleistungen wie z.B. Frequenzstabilisierung werden auch weiter genutzt
- perspektivischer Lösungsansatz: Umstellung des Systems der hauptsächlich kWh-basierten Netzentgelte für diese und andere Kundengruppen auf Kapazitätsentgelt, um Netzentgeltgerechtigkeit zu wahren



Sind Speicher Teil des Smart Grids?

- Nein, weil...
 - ...Speicher im Marktumfeld agieren und Geld verdienen müssen
 - ...Speicher hauptsächlich von temporären Preisunterschieden auf den Energiemärkten profitieren
 - ...Speicher Netzausbaubedarf verursachen
- Speicher müssen als normale Netznutzer betrachtet werden („Smart Market“)
- Netzentgeltbefreiung reflektiert nicht den eher markt- als netzorientierten Einsatzzweck von Speichern

Wäre es als Alternative sinnvoll, Netzbetreibern den Betrieb von Speichern zu gestatten?

- Ja, wenn der Speicher unmittelbar am Ort der Erzeugungsanlage gelegen wäre (z.B. OWP-Übergabepunkt an Land)
 - Ja, wenn der Speicher ausschließlich zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen genutzt würde (RegelE, Redispatch, Blindleistung)
 - und wenn das Unbundling-Problem ignoriert würde
- diese Einschränkungen würden die Wirtschaftlichkeit des Speicherbetriebs noch weiter absenken



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!