

Analyse der Kosten – Nutzen einer österreich- weiten Smart Meter Einführung

für

Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ)

von

Capgemini Consulting Österreich AG

Wien, Jänner 2010

Executive Summary	4
1. Ausgangssituation und Zielsetzung der Studie	7
2. Vorgehensweise	8
2.1. Analyse und Annahmengerüst	8
2.2. Modellerstellung und -berechnung	9
2.3. Auswertung und Diskussion/Verabschiedung der Ergebnisse	10
3. Annahmen	11
3.1. Allgemein	11
3.2. Grundsätze	12
3.3. Strom	13
3.4. Datenkommunikation	15
3.5. Informationssystem	19
4. Szenarien	25
4.1. Vorbemerkung: Strom, Gas; Ausprägungen	25
4.2. Szenario 1: Business as usual (BAU)	25
4.3. Szenario 2: EU-Vorgabe (80% Rollout bis 2020)	26
4.4. Szenario 3: Flächendeckender Rollout (100%)	26
5. Hochlauf	26
5.1. Strom	26
6. Betrachtete Kosten-Nutzen-Hebel	30
6.1. Wertschöpfungskette	30
6.2. Kosten-Nutzen-Hebel Strom	32
6.3. Kosten-Nutzen-Hebel ohne quantifizierbare Implikationen	41
7. Berechnungsmethodik	45
7.1. Kapitalwertmethode	45
7.2. Annuitätenmethode	46
8. Auswertungen	48

8.1. Strom- und Gasnetzbetreiber in Summe	48
8.2. Stromnetzbetreiber	49
8.3. Erzeuger/Lieferanten/Kunden/Volkswirtschaft.....	62
9. Zusammenfassende Bewertung.....	67
10. Abkürzungen.....	70
11. Abbildungsverzeichnis.....	73
12. Tabellenverzeichnis	74
13. Quellenverzeichnis.....	75

EXECUTIVE SUMMARY

In seiner Sitzung vom 21. September 2009 hat das **Präsidium** des **Verbandes der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ)** beschlossen, der **Capgemini Consulting Österreich AG** im Rahmen der Energieforschungsgemeinschaft der Elektrizitätsunternehmen (EFG) den Auftrag zur Durchführung einer **Studie zur Analyse der Kosten – Nutzen einer österreichweiten Smart Metering Einführung** zu erteilen.

Hintergrund dieser Auftragserteilung war das **3. Legislative Paket für die EU Energiemärkte**, welches im Annex A eine flächendeckende Einführung von Smart Metering in Europa vorsieht („**80% bis 2020**“). Diese kann einer **wirtschaftlichen** Bewertung durch die Mitgliedsstaaten unterliegen. Im Juli/August 2009 beauftragte der österreichische Regulator, die Energie-Control GmbH (ECG), einen externen Berater mit der Erstellung einer solchen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer österreichweiten Einführung von Smart Metering „für Strom und Gas“. Dies ist der Hintergrund, weshalb in dieser Studie auch der Gasbereich mit untersucht wird.

Die nun vorliegende Kosten – Nutzen Analyse einer österreichweiten Smart Metering Einführung wurde in enger Zusammenarbeit mit dem **Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ)** und zahlreicher Mitgliedsunternehmen erstellt, die zusammen 81% der Stromzählpunkte in Österreich verantworten. Eine solch umfassende Gesamtwirtschaftlichkeitsstudie, die nur die Zukunft zum Inhalt hat, kann natürlich nur auf Basis eines **umfassenden Annahmengerüsts** erarbeitet werden. Diese Annahmen wurden allesamt nach z.T. äusserst detaillierten Diskussionen und Abwägungen nach besten Wissen und Gewissen in der **gemeinsamen Arbeitsgruppe** mit dem VEÖ und seiner Mitglieder festgelegt.

Wesentliche Grundannahmen sind u.a.:

- **Betrachtungszeitraum bis 2028** (2010-2012 Vorarbeiten, IT-Systemintegration; ab 2013 Smart Metering Rollout; 2013 – 2028 15 Jahre wirtschaftliche Bewertung)
- **3 Szenarien**: Business as usual (Weiterverbau konventioneller Zähler); EU-Vorgabe („80% bis 2020“); flächendeckend 100% Österreichweit.

Ziel war es, die Wirtschaftlichkeit einer flächendeckenden Smart Metering Einführung in Österreich zu bewerten. Daher wurde der Ansatz einer **Differenzbetrachtung Smart Metering Einführung vs. Status Quo** (d.h. dem Weiterbestand der traditionellen Zähler bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes 2028) gewählt.

Der eindeutige Fokus der Studie ist der **Strombereich**, wo alle relevanten Kosten- / Nutzen-Hebel auf der Wertschöpfungskette Strom betrachtet und bewertet wurden: Erzeugung, Netzbetreiber, Lieferanten und Kunden, mit einer besonders genauen und gründlichen Detailtiefe auf der Stufe Netzbetreiber. Im **Gasbereich** wurde nach Entscheidung der Studien-Arbeitsgruppe nur die Wertschöpfungsstufe Gasnetzbetreiber bearbeitet. Dies geschah dann

in enger Abstimmung mit den drei größten Gasnetzbetreibern Österreichs, die ca. 82% aller Gas-Zählpunkte in Österreich repräsentieren.

Ergebnis der Studie

Ein flächendeckender 100% Rollout von Strom- und Gas-Smart Meter verursacht mit dem heutigen Annahmengerüst **2,708 Milliarden EUR an Mehrkosten** (nach **Kapitalwertmethode, NPV**) gegenüber dem weiteren Verbau konventioneller Zähler im **Betrachtungszeitraum bis 2028**.

Betrachtet man den **Strombereich alleine** werden wahrscheinlich **Mehrkosten (NPV)** von ca. **2,533 Milliarden EUR** auf der Wertschöpfungsstufe **Netzbetreiber** schlagend. Rechnet man von diesen Mehrkosten **127 Mio. EUR Nutzenstiftung (NPV)** durch Smart Meter für die anderen Teilnehmer der **Wertschöpfungskette Strom (Erzeuger, Lieferanten und Kunden)** ab, so bleiben **gesamtwirtschaftliche Mehrkosten in der Größenordnung von ca. 2,4 Milliarden EUR**.

Die **2,533 Milliarden EUR Mehrkosten** bis 2028 (das sind **25,35 EUR pro Zählerpunkt pro Jahr**) für die **Stromnetzbetreiber** teilen sich auf in **1,898 Milliarden EUR einmalige (CAPEX)** Mehrkosten und **634 Mio. laufende (OPEX)** Mehrkosten (NPV).

Bei den **einmaligen CAPEX** Mehrkosten fallen die größten Positionen auf **Zähler (38%) und Montage (20%, zusammen 58%), Datenkommunikation (20%) und IT-Systemintegration (15%)**.

Bei den **laufenden OPEX** Kosten entfallen alleine **68% auf das Netz** (u.a. Eigenverbrauch, Datenkommunikation) und **21% auf IT-Kosten**.

Die **2,533 Milliarden Mehrkosten** für die österreichischen Stromnetzbetreiber bis 2028 würden bei einer Finanzierung der Unterdeckung nach der **Annuitätenmethode** eine **jährliche Annuität** von **268 Mio. EUR** oder **43 EUR pro Zählerpunkt p.a.** bedeuten.

Zusammenfassende Bewertung und Ausblick

Nach reinen Wirtschaftlichkeits-Kriterien macht die flächendeckende Einführung von Smart Metering **keinen Sinn**. Ungeachtet dieser rein wirtschaftlichen Gesichtspunkte mögen jedoch andere immer stärker werdende Zukunftstrends wie dezentrale Erzeugung und e-Mobility eine erneute Betrachtung notwendig machen.

Die ursprüngliche Hauptmotivation der EU im 3. Legislativen Paket für die EU-Energiemärkte im Annex A eine flächendeckende Einführung von Smart Metering in Europa bis 2020 vorzusehen, war die Annahme, über eine zeitnähere Information der Energie-Konsumenten deren

Verbrauchsverhalten bewusster zu machen und die Verbraucher so zu einem sparsameren Umgang mit der knappen Ressource Energie zu motivieren. Eines der drei 20%-Ziele (20% Verbrauchssenkung bis 2020) sollte so mit erreicht werden. Mittlerweile scheint sich abzuzeichnen, dass diese Hoffnungen von den (zumindest) zentraleuropäischen Haushalten nicht erfüllt werden, da wesentliche strukturelle Unterschiede (z.B. Stromverbrauch, Umgang mit Energie im Allgemeinen, klimatische Unterschiede, etc.) zu den frühen Smart Metering Einführungen insbesondere in Nordamerika existieren. Es bleibt abzuwarten, ob eine allfällige Durch-Automatisierung zu den wichtigsten Strom-Verbrauchsgeräten – so sie denn kommt – andere Ergebnisse erbringen kann.

Trotz dieser Ernüchterung in dem noch jungen Thema sind jedoch zwei wichtige Zukunftstrends zu beobachten:

- Starke Zunahme **dezentraler Stromerzeugung** durch erneuerbare Energiequellen (Wind, Solar, etc.)
- **E-Mobility**: starker politischer Wille Verbrennungsmotoren in PKWs durch einen Elektroantrieb zu ersetzen.

Beide Makrotrends erfordern bei entsprechender Ausprägung ein leistungsstarkes, intelligentes Strom-Netz (**Smart Grid**). Die Frage wird dann sein, wer für eine politisch gewollte notwendige Infrastruktur zahlt, denn **Smart Grids werden so wie früher Strasse und Eisenbahn in Zukunft Basis-Infrastruktur sein.**

1. AUSGANGSSITUATION UND ZIELSETZUNG DER STUDIE

Die Sicherstellung der Energieversorgung Europas ist eine der zentralen Herausforderungen europäischer Politik. Angesichts limitierter Energiegenerierung und –versorgung ist ein verstärktes Management der Energienachfrage bei gleichzeitiger Erhöhung der Energieeffizienz für die Zukunft unabdingbar. Bei beiden Hebeln kommt „intelligenten Zählsystemen“, also sogenannten **Smart Metering-Systemen**, eine wichtige Bedeutung zu. Daher sieht auch das **3. Legislative Paket für die EU** Energiemärkte im Annex A eine flächendeckende Einführung von Smart Metering in Europa vor. **Bis 2020 sollen 80% der Strom-Zähler** intelligente Zähler sein. Die Einführung kann dabei einer wirtschaftlichen Bewertung durch den Mitgliedstaat unterliegen und wird maßgeblich durch die Haltung der nationalen Regulatoren beeinflusst.

Das ist der **Hintergrund** für das vorliegende **Vorhaben des** Verbandes der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (**VEÖ**), eine Studie zur Kosten-Nutzen-Analyse einer österreichweiten Einführung von Smart Meter unter Annahme der Anforderungen des österreichischen Regulators, der E-Control GmbH (ECG), erstellen zu lassen. Diese umfassende Studie soll eine den gesamten österreichischen Markt abdeckende **gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse** darstellen. Die **Zielsetzung** dieser Studie ist die **Erstellung einer umfassenden volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse einer österreichweiten Einführung von Smart Meter**. Den Netzbetreibern als Kostenträger soll dadurch eine **Argumentationshilfe** für die bevorstehenden Verhandlungen mit dem Regulator gegeben werden. Dazu wird Capgemini Vor- und Nachteile für alle Marktteilnehmer darstellen und bewerten. Schließlich werden Roll-Out Szenarien für unterschiedliche Zeiträume sowie Flächenabdeckungen mit präsentiert. Die **Ausgestaltung** der verschiedenen Szenarien erfolgt jedenfalls **in enger Abstimmung mit dem VEÖ** und seiner Mitglieder.

2. VORGEHENSWEISE

Die Kosten-Nutzen-Analyse teilte sich in **drei Phasen**. Zu Beginn stand die **Analysephase**, in welcher die erforderlichen Vorarbeiten geleistet wurden um ein aussagekräftiges Berechnungsmodell entwickeln zu können. Diese Vorarbeiten waren insbesondere das Treffen zahlreicher Annahmen hinsichtlich Technik/Technologie und Mengengerüste. In der zweiten Phase wurde das **Modell entwickelt** und die Quantifizierungen durchgeführt. Zum Abschluss standen in der letzten Phase die Bewertungen und die Vorstellung/Diskussion/Abnahme der Ergebnisse. In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen Phasen näher erläutert.

2.1. Analyse und Annahmengerüst

Die **Analysephase** begann mit der **Detailplanung** der Vorgehensweise. Bestehende Initiativen und Vorarbeiten wurden auf Relevanz und Übertragbarkeit auf den vorliegenden Fall überprüft. Dazu zählten unter anderem mehrere von Capgemini durchgeführte internationale Wirtschaftlichkeitsanalysen und Rollout Projekte sowie der ursprüngliche, Teilbereiche umfassende VEÖ Business Case. Interne **Interviews mit Branchen- und Smart Meter Experten** seitens Capgemini, u.a. mit Verantwortlichen von bereits durchgeführten Projekten in Nordamerika und Kanada, ermöglichten es die Themengebiete abzustecken und Bereiche zu identifizieren, welchen besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden musste (v.a. IT-Systemintegration und Datenkommunikation). In weiterer Folge wurden auch Interviews mit an der Studie teilnehmenden Netzbetreibern durchgeführt um die nationalen und regionalen Gegebenheiten am österreichischen Strom- und Gasmarkt genau abzubilden. Mit den vom VEÖ ins Leben gerufenen **Fachgruppen Datenkommunikation sowie Informationstechnologie** erfolgte ein enger Informations- und Gedankenaustausch. Nachdem die Rahmenbedingungen festgelegt waren und ein genaues Verständnis der österreichischen Marktsituation vorlag, konnten die entsprechenden Modelleinflussgrößen sowie Kosten- und Nutzenhebeln der einzelnen Wertschöpfungsstufen definiert werden.

Capgemini übernahm als unabhängiger Dritter die **Koordination der Datenbeschaffung**. Die Netzbetreiber stellten die erforderlichen Zahlen und Fakten zur Verfügung und Capgemini ermittelte aus österreichweiter Sicht repräsentative Durchschnittswerte. Nachdem alle Annahmen, Zahlen, Eckdaten sowie die Struktur des Berechnungsmodelles vorlagen, konnte mit der Modellerstellung begonnen werden.

Grundsätzlich wurde bei allen Annahmen das „**Prinzip des vorsichtigen Kaufmanns**“ angewendet. Zahlreiche Annahmen stellen in die Zukunft projizierte Entscheidungen insbesondere von Mengengerüsten dar. Hier galt es, eher vorsichtig als überzogen anzunehmen.

2.2. Modellerstellung und -berechnung

Zur Entwicklung des Modelles mussten zuerst **Rolloutstrategien und Hochlaufsznarien** entwickelt werden. Diese wurden gemäß den Anforderungen erarbeitet und gemeinsam abgestimmt. U.a. um **strukturelle Unterschiede** (z.B. Stadt/Land, Ebene/Gebirge, etc.) abzubilden, wurden die **Einflussgrößen** jeweils mit einem Wertebereich versehen (dabei wurden drei Fälle angenommen: Worst Case / Most Likely / Best Case). Diese z.T. erheblichen **strukturellen Unterschiede** der Netztopologien in Österreich erfordern auch, dass nicht alle Netzbetreiber gleichermaßen die Ergebnisse der Studie übernehmen können. Netzbetreiber, die stark zersiedelte ländliche Gebiete zu versorgen haben, die womöglich noch im Hochgebirge liegen, werden sicher höhere Einführungskosten pro Smart Meter haben als ein städtischer Ballungsraum. Dies ist bei der individuellen Interpretation der Ergebnisse durch verschiedene Netzbetreiber zu berücksichtigen. **Österreichweit** heißt, dass das Ergebnis pro Smart Meter ein Durchschnittswert sein muss.

Nach gemeinsamer finaler Durchsicht aller **Einflussgrößen, Ausprägungen und Berechnungsmethoden** wurde das **Annahmegerüst** finalisiert und gemeinsam verabschiedet.

Damit waren alle Informationen vorhanden, um das Berechnungsmodell erstellen zu können. Das Modell wurde in Microsoft Excel erstellt, da hierdurch alle Parametrierungen gemäß den Modellannahmen und den Erfordernissen entsprechend durchgeführt werden konnten. Für eine bessere Übersichtlichkeit und aufgrund der hohen Komplexität wurden drei Dateien angelegt:

- Netzbetreiber Strom
- Netzbetreiber Gas
- Erzeuger/Lieferanten/Kunden/Volkswirtschaft

Das **Berechnungsmodell** wurde erarbeitet und insgesamt im Zuge der regelmäßig stattfindenden Workshops adaptiert und iterativ weiterentwickelt. Nach Vorliegen des finalen Annahmengerüsts wurde die Bewertung der Kosten- und Nutzenbereiche entlang der gesamten Wertschöpfungskette durchgeführt. Sobald alle die Wertschöpfungskette übergreifenden Daten abgebildet wurden, konnten die drei Dateien synchronisiert werden. Danach wurden die Cashflow und Kapitalwertberechnungen (NPV...Net Present Value) durchgeführt.

2.3. Auswertung und Diskussion/Verabschiedung der Ergebnisse

In der letzten Phase der Kosten-Nutzen-Analyse wurden die **Ergebnisse ausgewertet** und in gemeinsamer Diskussion mit allen Mitgliedern der VEÖ-Arbeitsgruppe verabschiedet, zuletzt in den Workshops vom 17. Dezember 2009 und 12. Jänner 2010.

Den Abschluss der Kosten-Nutzen-Analyse bildet der vorliegende **Endbericht und die Präsentation** der Ergebnisse vor dem Lenkungsausschuß Netze am 12. Jänner 2010 und dem Präsidium des VEÖ am 18. Jänner 2010.

3. ANNAHMEN

3.1. Allgemein

Das Berechnungsmodell stützt sich auf **Grundannahmen**, welche durchgehend berücksichtigt werden. Diese **basieren auf internationalen Erfahrungswerten** bzw. wurden **in den Workshops erarbeitet** und **mit dem Verband und den Mitgliedern der Arbeitsgruppe abgestimmt**.

Die untersuchten Kosten- und Nutzenhebel betreffen die Wertschöpfungsstufen **Erzeugung, Verteilnetz, Lieferanten und Kunden** sowie volkswirtschaftliche Implikationen in den Bereichen **Strom und Gas**. Die Studie betrachtet die relevanten Kosten und Nutzen insbesondere für die **Verteilnetzbetreiber ausführlich und im Detail**, da diese auch für die Kosten einer Smart Meter Einführung aufkommen müssen. Es werden **alle relevanten Einflußgrößen, Kosten- und Nutzenhebel betrachtet** und quantifiziert, auf welche die Einführung von intelligenten Zählern einen **wahrscheinlichen u./o. direkten Einfluss** haben.

Der **Betrachtungszeitraum** der Kosten-Nutzen-Analyse erstreckt sich von **Anfang 2010 bis Ende 2028**. Damit wird gewährleistet, dass zwei volle Smart Meter Lebenszyklen (angenommene Lebensdauer von Smart Meter 8 Jahre) betrachtet werden können. Der geplante **Rollout fängt einheitlich** für Strom und Gas im **Jänner 2013 an**. Dabei ist zu beachten, dass die Annahme „Rollout-Beginn Jänner 2013“ natürlich eine rein fiktive ist. Die Jahre **2010 bis Ende 2012** werden als **Vorlaufzeit** angesehen, in welchen ausschließlich Vorbereitungsarbeiten angesetzt werden, allen voran Projektmanagement (inkl. Ausschreibungserarbeitung und -durchführung) und IT-Systemintegrationen. Jegliche Zählerparkaktivitäten sind bis Ende 2012 in allen unterschiedlichen Szenarien **Smart Meter-unabhängig**, wodurch keine Bewertung derselben in diesem Zeitraum stattgefunden hat. Die **Zählerparkaktivitäten** werden von **Anfang 2013 bis Ende 2028** bewertet. Es wurde angenommen, dass die reale Lebensdauer und die Amortisationsdauer der Smart Meter identisch sind.

Die gesamte Wirtschaftlichkeitsanalyse beruht auf einem **einheitlichen Funktionskatalog** für Smart Meter für Strom und Gas. Messentgelte sind **nicht** Gegenstand der Analyse.

Der einheitliche Funktionskatalog umfasst u.a. die tägliche Auslesung des Null Uhr-Zählerstandes bis acht Uhr morgens, die tägliche Übermittlung aller 96 15-Minutenwerte (Strom) und der 24 Stundenwerte (Gas) des Vortages sowie der Bereitstellung dieser Daten für den Kunden via Webportal.

Die Berechnungen erfolgen mit **Nettowerten**. Da alle Szenarien derselben zukünftigen **Inflation** unterliegen, ist diese **nicht** mit einbezogen worden (d.h. gleich für alle untersuchten Szenarien). Stranded Investments werden proportional zur Hochlaufkurve zwischen 2013 und 2020 berücksichtigt. Lege artis sollten diese nicht Teil einer Kapitalwertbetrachtung sein, da Buchwerte nicht Cashflow-relevant sind. Auf besonderen Wunsch der Arbeitsgruppenmitglieder wurden diese ebenfalls angesetzt (Auswirkungen nur marginal). Generell werden gemäß gängiger Praxis für die Kapitalwertmethode (Net Present Value, NPV) ausschließlich Zahlungsströme (Cashflows) betrachtet, d.h. **keine** Berücksichtigung von Abschreibungen.

Die **Abzinsung der Kapitalwerte** (mit dem offiziellen „ECG-Zinssatz“ von 7,025%) erfolgt jeweils auf das **Basisjahr 2010**, wobei jegliche betrachtete Kosten und Nutzen innerhalb eines Jahres gleichmäßig anfallen.

Es wurde gleich zu Beginn der gemeinsamen Arbeit festgelegt drei Szenarien für Strom und nur zwei Szenarien für Gas zu modellieren und zu untersuchen. Es sind dies:

- **Szenario 1 - Business as usual (BAU)**: weiterhin Ferrariszähler, kein Austausch durch Smart Meter (für Strom und Gas). Gewissermaßen die Basislinie gegen die die folgenden Smart Meter Szenarien im Sinne einer Differenzbetrachtung dann gegen gerechnet werden.
- **Szenario 2 - EU-„Vorgabe“: 80% Austausch mit Smart Meter bis 2020** (nur Strom)
- **Szenario 3 - 100% flächendeckender Rollout bis 2020 (Strom)** bzw. bis 2024 (Gas).

3.2. Grundsätze

Bei den Berechnungen wurden festgelegte Grundsätze eingehalten, um eine durchgängige Nachvollziehbarkeit und Transparenz zu gewährleisten.

Soweit Erfahrungswerte vorhanden waren, wurden die **Kosten- und Nutzenwerte der Netzbetreiber** durch **internationale Erfahrungswerte** ergänzt. Die Angaben der einzelnen VEÖ Mitglieder wurden einer **Durchschnittsbetrachtung über den gesamten Zählerpark** unterzogen um einen österreichweiten Rollout gesamthaft darstellen zu können.

Die **Daten der fehlenden Netzbetreiber** wurden auf Basis der verfügbaren Angaben **extrapoliert und hochgerechnet**. Soweit Kosten-/Nutzenhebel in ihren Auswirkungen nicht oder

allenfalls nur geringfügig eingeschätzt wurden bzw. **keine Implikationen durch Smart Metering feststellbar** waren, wurden diese **mit Nullwerten angesetzt und begründet**, z.B.:

- Verringerung von nicht-technischen Verlusten
- Investitionseinsparungen durch bessere Netzkenntnisse bei Neubau- und Erneuerungsmaßnahmen
- Einsparungspotential durch Ferndiagnose/bessere Lokalisierung von Störungen

Notwendige Hypothesen bei fehlenden Daten stützen sich systematisch wie bereits erwähnt auf das „**Prinzip des vorsichtigen Kaufmanns**“. **Investitionen sind jeweils auf die aktuellen Marktpreise gestützte Schätzungen.**

3.3. Strom

Zählerpark

Die Zahl der Stromzähler in Österreich liegt mit **Stand Ende 2009** bei **5,6 Millionen Zählpunkte**. Diese Zahl basiert auf ECG Daten vom November 2006 unter Einbezug eines angenommenen jährlichen Wachstums des Zählerparks um durchschnittlich 1%. Die nachstehende Tabelle veranschaulicht die Verteilung der unterschiedlichen Zählertypen:

Zählertyp	Anzahl	Anteil an Gesamt
Zähler mit Leistungsmessung	100.000	2%
Wechselstromzähler	1.600.000	28%
Drehstromzähler 60A	2.800.000	51%
Drehstromzähler 100A	812.000	14%
Drehstromzähler Doppeltarif	253.000	5%
Summe	5.565.000	

Tabelle 1 – Zählertypen Strom

Betrachtet wurden Zählpunkte unterhalb des **EIWOG** Schwellenwertes gem. §18 (2) (**Jahresverbrauch < 100.000 kWh** oder **Anschlussleistung < 50kW**). Hiervon sind hauptsächlich **Haushaltskunden und kleinere Gewerbe** betroffen.

Gelöscht: —Seitenumbruch—

Der Zählerpark im betrachteten Segment wird dabei von Drehstromzählern 60A dominiert, welche die Hälfte aller Zähler ausmachen. Wechselstromzähler sind mit 28% Anteil die am zweithäufigsten Zähler derzeit. **Laststeuergeräte sind ebenfalls vom Austausch betroffen.** Die Gesamtanzahl 2009 beträgt ca. **514.000 Stück.**

Über 81% des zurzeit verbauten Zählerparks liegen von den in der Regel größeren Netzbetreibern genaue Informationen für die Berechnungen vor. Die fehlenden Daten von den in der Regel kleineren bis mittleren verbleibenden Netzbetreibern (in Summe 1 Million Zählpunkte) wurden anhand der vorhandenen Daten extrapoliert und hochgerechnet. Ausgangsbasis für die Wirtschaftlichkeitsberechnung und den Smart Meter Hochlauf sind **5,565 Mio. Zähler.** Auf einen Kunden kommen 1,25 Zählpunkte.

Die teilweise sehr voneinander abweichenden **strukturellen Unterschiede** zwischen städtischen und ländlichen Gebieten wurden wie bereits erwähnt über das Hilfsmittel eines **Wertebereiches** berücksichtigt.

Projektmanagement

Zur Quantifizierung von Projektmanagement Aufwänden wurde folgende Unternehmensstruktur angenommen:

- o **13 große Netzbetreiber:** 9 Landesnetzbetreiber, Linz, Klagenfurt, Innsbruck Graz > in Summe **87%** der Zählpunkte
- o **15 mittlere Netzbetreiber:** Verbleibende Netzbetreiber mit in Summe ~800.000 Zählpunkten

In den Berechnungen wird davon ausgegangen, dass diese 15 mittleren Netzbetreiber als Service Provider für alle verbleibenden kleinen bis sehr kleinen Netzbetreiber agieren werden.

Nutzungsdauer

Der **Austausch von Smart Meter, Datenkonzentratoren und Übertragungsgeräten erfolgt nach 8 Jahren.** Die noch junge Smart Metering Technologie wird anfänglich von eher kürzeren Innovationszyklen geprägt sein. In einem späteren Stadium nach ausreichender Erprobung wird mit längeren Nutzungsdauern zu rechnen sein. **Hard- und Softwarekomponenten** des Informationssystems werden praxisnahe **nach 5 Jahren** erneuert.

Alle festgelegten und abgestimmten Rechenwerte sind im Berechnungsmodell (Microsoft Excel) einsehbar wie auch im Kapitel 10 (Liste aller Einflussgrößen).

3.4. Datenkommunikation

Alle Überlegungen und Berechnungen im Thema „Datenkommunikation“ beruhen auf den Arbeitsergebnissen der **VEÖ-Studie „Smart Metering – Technik und Kosten der Kommunikation“ vom August 2009.**

Im derzeit verbauten Zählerpark gibt es **keine** direkte Datenkommunikation zwischen Zählern und den zentralen Informationssystemen. Die **Zählerstände werden manuell ausgelesen** und über die entsprechenden Applikationen in das Informationssystem eingepflegt.

Smart Metering ermöglicht eine bidirektionale Datenkommunikation zwischen Zählern und Informationssystem. Über die entsprechende Kommunikationsinfrastruktur können sowohl **Auslese- als auch Steuerungsbefehle** übertragen werden. Die Bereitstellung der erforderlichen **Datenkommunikationsinfrastruktur** ist eine der großen Herausforderungen bei jeder Smart Meter Einführung, sowohl in technischer als auch in finanzieller Hinsicht.

Zählerstände und Betriebsparameter werden im **Datenerfassungsnetz** erhoben. Dieses erschließt sich von den Zählern bis hin zu den Datenkonzentratoren, welche die Aggregation der gesammelten Informationen in den Trafostationen (Anzahl Stand Ende 2008: 75.848 Stück) vornehmen. Die Übertragung der Daten erfolgt über das **Datenübertragungsnetz**, welches jegliche Infrastruktur zwischen den Datenkonzentratoren und dem Informationssystem in der Zentrale einschließt.

Die Datenkommunikationsinfrastruktur ist so dimensioniert, dass eine **IP Protokoll Architektur bis hin zu den Datenkonzentratoren** ermöglicht wird. Das Brutto Datenvolumen pro Zählpunkt pro Tag wird mit 10 kByte angenommen. Dies beinhaltet Verrechnungs-, Betriebs- und Lastprofildaten sowie einen möglichen Multi-Utility-Einsatz. Trafostationen sind mit einer 256 kbit/s Verbindung dimensioniert, Backboneknoten mit einer 4 Mbit/s Verbindung.

Datenerfassungsnetz

Folgende **Kommunikationstechnologien** werden für das Datenerfassungsnetz angenommen:

- **PLC Schmalband** im Bereich des CENELEC A-Bandes 9-95 kHz
- **Mobilfunknetz**-Technologien (GSM/GPRS, HSUPDA, HSPDA, EDGE und UMTS)
- **Funknetztechnologien** (zB Wimax, WiFi, Mesh, Zigbee)

Im 80% Rollout bis 2020 wird unterstellt, dass alle Zählpunkte entweder über PLC oder via internen Funk mit den Datenkonzentratoren kommunizieren.

80% der Zählpunkte in Österreich sind über 50% der Trafostationen zugänglich, wodurch im 80% Rollout Szenario auch nur die Hälfte aller Trafostationen mit der notwendigen Infrastruktur auszustatten ist; diese Infrastruktur umfasst:

- Datenkonzentrator
- Übertragungsgerät
- Schrank
- Stromversorgung
- Blitzschutz bei Funkübertragung
- Notstromaggregat.

Beim flächendeckenden Rollout bis 2020 wird angenommen, dass **95% aller Zählpunkte über PLC oder internen Funk** im Datenerfassungsnetz mit den Datenkonzentratoren kommunizieren und die restlichen **5% der Zählpunkte** (betrifft nur Wechselstrom-, Drehstrom 60A sowie Drehstrom 100A Smart Meter) **direkt über internen Funk** mit dem Head End System verbunden sind. In diesem Falle müssen **87% aller Trafostationen** mit der erforderlichen Datenkommunikationsinfrastruktur ausgestattet werden. Die 13% verbliebenen Trafostationen bedienen lediglich 5% aller Zählpunkte landesweit. Für diese Trafostationen wäre eine Ausstattung mit Datenkonzentratoren sowie der zusätzlichen Übertragungsgeräte und Infrastruktur **nicht** rentabel. In diesem Fall wird eine direkte Datenkommunikation zwischen Smart Meter und Head End System über internen Funk angenommen.

Für die Hälfte aller **Gas Smart Meter**, vorwiegend jene, die im urbanen Raum verbaut sind, wird die **Mitbenützung der vorhandenen Datenkommunikationsinfrastruktur aus dem Strombereich angenommen**. Hierzu werden 400 zusätzliche Datenkonzentratoren, sowie für alle betroffenen Gas Smart Meter senderseitige Kommunikationsmodule benötigt. Die andere Hälfte der Gas Smart Meter kommuniziert mit dem Informationssystem über die Strom Smart Meter. Für diese sogenannte **Multi Utility Communication (MUC)** ist jeweils ein senderseitiges (Gas Smart Meter) und ein empfängerseitiges (Strom Smart Meter) Kommunikationsmodul erforderlich.

Die technische Realisierung von **MUC setzt eine standardisierte Kommunikationsinfrastruktur und abgestimmte Betriebsmodelle zwischen den unterschiedlichen EVUs voraus**. Derzeit gibt es weder festgelegte Betriebsmodelle noch Kommunikationsstandards. Zum jetzigen Zeitpunkt liegen auch **noch keine Erfahrungswerte aus der Praxis** vor, welche über kleinere lokale Pilotprojekte hinausgehen.

Datenübertragungsnetz

Angesichts der zwischen den Datenkonzentratoren und dem Informationssystem zu übertragenden Datenmengen sind die **für das Datenübertragungsnetz denkbaren Netztechnologien ähnlich denen des Datenerfassungsnetzes** mit Ausnahme der Schmalband-PLC-Technologie.

Abhängig von den Installations-, Planungs-, Leistungs- und Kostenaspekten wurden für die Wirtschaftlichkeitsberechnung folgende Technologien mit einer entsprechenden Verteilung angenommen. Die Verteilung entspricht einem gewichteten Österreich-Durchschnitt über die von der VEÖ Fachgruppe Datenkommunikation befragten Netzbetreiber:

- **Lichtwellenleiter** 24%
- **DSL** 2%
- **Funksysteme** 35%
- **GPRS** 27%
- **WiMax** 12%

In Abhängigkeit der gewählten Technologie erfolgt die **Datenkommunikation** im Datenübertragungsnetz entweder **direkt mit dem Head End System oder über zwischengelagerte Übertragungsgeräte**, vor allem bei leitungsgebundener Übertragung. In jedem Falle müssen, unabhängig ob 80% oder flächendeckender Rollout, auch **alle Backboneknoten** (Anzahl Stand 2009: 600) **mit der erforderlichen Datenkommunikationsinfrastruktur ausgestattet** werden.

Unabhängig der Übertragungstechnologie laufen alle Daten und Steuerungsbefehle über den **Transaktionsserver (Head End)**, welcher als Datenmanager agiert. Der Transaktionsserver dient als Schnittstelle zwischen dem Datenverarbeitungssystem und den Zählpunkten. Pro Zählerhersteller ist in der Regel aufgrund unterschiedlicher Protokolle ein Transaktionsserver erforderlich. In Hinblick auf eine **angestrebte Standardisierung der Transaktionsprotokolle** wird im Business Case pro Netzbetreiber ein Transaktionsserver angesetzt.

Die **Art der Abgeltung des Datenkommunikationsaufwandes zwischen Strom- und Gasnetzbetreibern kann** aufgrund fehlender Anwendungskennntnis **derzeit noch nicht bewertet** werden. Es können daher auch noch keine laufenden Kosten für die Datenübertragung Smart Meter Gas - Smart Meter Strom angesetzt werden, da noch keine Erfahrungen zu flächendeckenden Umsetzungen vorliegen.

Eine **Bewertung der Kosten für die Datenverschlüsselung kann erst stattfinden, sobald technische Standards und rechtliche Rahmenbedingungen definiert** wurden.

Die nachstehende Abbildung zeigt die **Architektur der Datenkommunikationsinfrastruktur**.

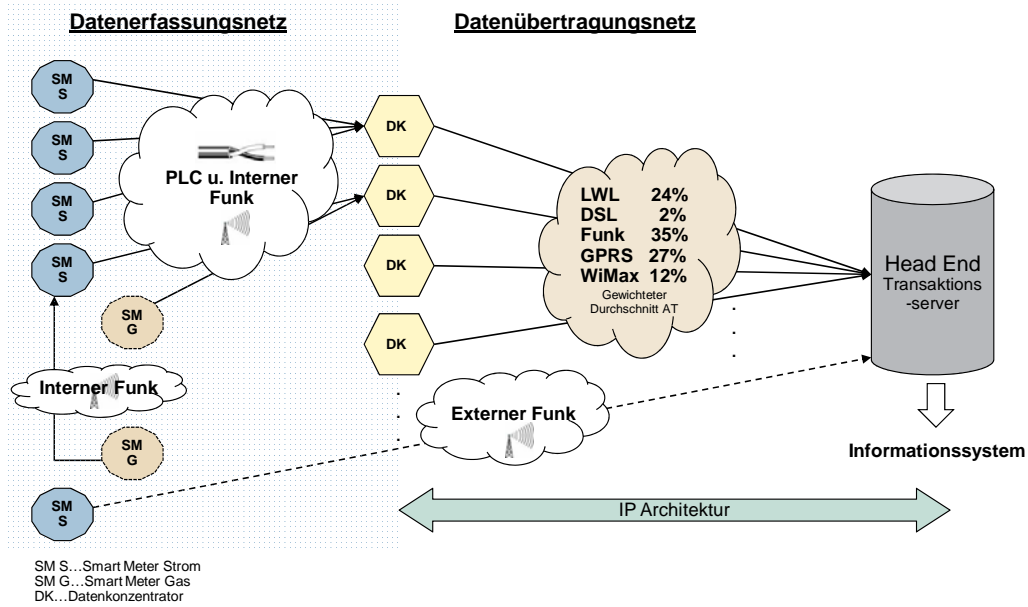


Abbildung 1 – Architektur Datenkommunikation

3.5. Informationssystem

Das **IT-System bildet das Kernstück jeder Smart Metering Architektur**. Es übernimmt die gesamte Datenerfassung-, verarbeitung und -verwaltung. Der Funktionsumfang des Informationssystems hängt sehr stark von der Konzeption des Gesamtsystems und von der existierenden IT-Architektur des Betreibers ab. Die Funktionen können fünf generischen Kategorien zugeordnet werden:

- Filterung, Erfassung und Speicherung der lokalen Informationen
- Analyse der erfassten Daten und eventuelle Korrektur (incl. Vollständigkeits- und Plausibilitätsprüfung)
- Ereignissteuerung als Ergebnis der Analyse dieser Daten
- Formatierung der erfassten Daten in einem Standardaustauschformat
- Routing zum Infrastruktur-Management System

In Abhängigkeit der eingesetzten Hard- und Softwaresysteme müssen unterschiedliche IT-Integrationsarbeiten durchgeführt werden, um ein reibungsloses Zusammenspiel der Komponenten und eine hohe Ausfallsicherheit zu gewährleisten. Dies wird bei den verschiedenen Netzbetreibern je nach Ausgangssituation in unterschiedlicher Intensität ausfallen. Zu beachten ist jedenfalls die aus bereits abgeschlossenen bzw. laufenden internationalen Projekten bekannte **erhebliche Komplexität** all dieser Aktivitäten, da die Integrationsarbeit nur eines Submoduls/Applikation selten ohne Auswirkungen auf alle anderen Schnittstellen im Gesamtsystem bleibt.

Zentraler Bestandteil eines Smart Metering Systems ist das **Meter Data Management System (MDMS)**, welches die abgelesenen und übertragenen Daten sammelt, verarbeitet und an einen zentralen Speicher weitergibt. In der Praxis erfolgt die Datenüberführung anschließend unmittelbar in das Energie Daten Management (EDM-)System oder das Abrechnungssystem. Das MDMS muss dabei folgenden Hauptanforderungen gerecht werden:

- Zentrale **Datendrehscheibe (Hub)**
 - Verbrauchsdaten (insbesondere Lastgangdaten / Zeitreihen)
 - Steuerungsdaten Zähler/Verbrauchsstelle (Events, Statusinformationen)
- Unterstützung der **bidirektionalen Kommunikation (Gateway)**

- zwischen verschiedenen Head-End Systemen und
- den Backend-Systemen (insbesondere SAP IS-U)

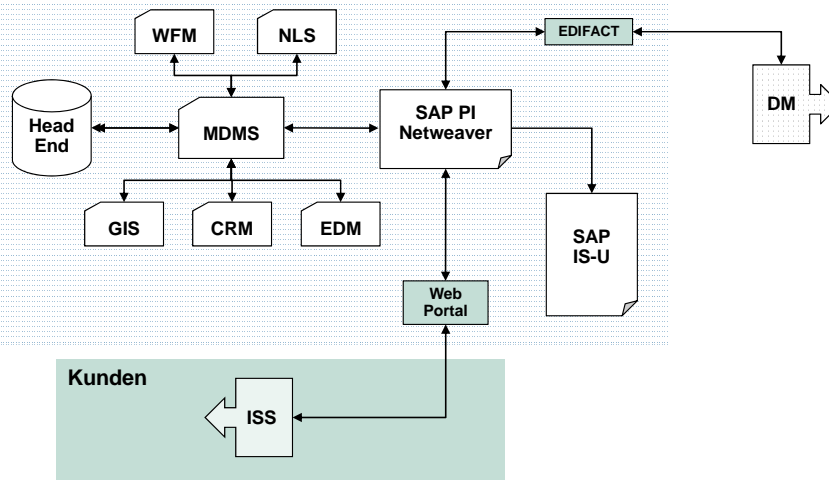
- **Synchronisation der technischen Stammdaten** (Zählpunkte, Geräte, etc.) und Status-Informationen mit den beteiligten Systemen (Head-End Systemen, Backend-Systemen)

- **Datenhaltung und – verarbeitung**
 - Rohdatenspeicherung u. –archivierung
 - Performante Speicherung u. Verarbeitung von Massendaten (Zeitreihen, Ereignisdaten)
 - Plausibilisierung und Ersatzwertbildung Lastgangdaten/Zeitreihen
 - Austausch von Verbrauchsdaten mit dem Backend-System (z.B. SAP IS-U) im Push- und Pull-Modus

Über unterschiedliche Schnittstellen kommuniziert das MDMS mit den restlichen Smart Metering relevanten Applikationen. Es **muss individuell in das bestehende System integriert werden**. Im Falle von SAP erfolgt die Anbindung der Metering Systeme an das Backend-System SAP IS-U über die Integrationsplattform SAP Netweaver PI. Als bidirektionale Kommunikationsschnittstellen kommen im Falle von SAP Enterprise Services auf der Basis der SOA Technologie zum Einsatz.

Für die Bewertung der IT-Integrationskosten wurden **zwei unterschiedliche IT-Ausgangssituationen** definiert. **Unternehmen mit SAP im Einsatz**, davon sind die **13 großen Netzbetreiber** (9 Landesnetzbetreiber plus, Linz, Klagenfurt, Innsbruck Graz) betroffen, sowie **15 mittlere Netzbetreiber mit Individuallösungen**. Für beide Szenarien werden **unterschiedliche Integrationsaufwände** angesetzt. Für das SAP (IS-U) Szenario werden eher standardmäßige Schnittstellen möglich sein, d.h. die Integrationskosten werden wahrscheinlich relativ niedriger liegen als für das zweite Szenario der kleineren Netzbetreiber mit überwiegender Individualsoftware (z.T. mit eigenentwickelten Systemen).

13 „große“ Netzbetreiber



MDMS = Meter Data Management System
Head End = Transaktionsserver
WFM = Workforce Management
NLS = Netzleitsystem
GIS = Geographical Information System
CRM = Customer Relationship Management Version 7.0
SAP PI = SAP Process Integration
ISS = Internet-Self-Services
SAP IS-U = SAP IS-U Version 4
EDM = Energie Daten Mgt.

Abbildung 2 – IT-Architektur SAP

Für die Aufrüstung auf ein zukunftsweisendes Smart Metering System wird bei den Netzbetreibern zusätzliche Hardware und Software benötigt. Um dem erheblichen Anstieg des Datenvolumens und der zusätzlichen Applikationen gerecht zu werden, müssen weitere Data- und Softwareserver sowie entsprechende Backup-Instanzen angeschafft werden. Die Schnittstelle zwischen Zählern und Informationssystem bildet der **Head End Transaktionsserver**. Das bestehende SAP System ist um das Modul **SAP IS-U** zu erweitern. Aktueller Release ist das „Enhancement Package 4“. Der **SAP PI Netweaver** dient als Integrations- und Kommunikationsplattform für weitere Applikationen.

Eine **Network Manager Applikation** sorgt für eine effiziente Planung und Optimierung im Stromnetzbetrieb. Dadurch wird ein vollständiger Überblick über alle Echtzeitprozesse sowie die einfache Präsentation der Daten für die Benutzer gewährleistet. Routineaufgaben können automatisiert werden und steigern die Effizienz des Betriebspersonals.

Ein entsprechendes Speichernetzwerk und die dazugehörige Terminal Server Software stellen die Datenverfügbarkeit sicher.

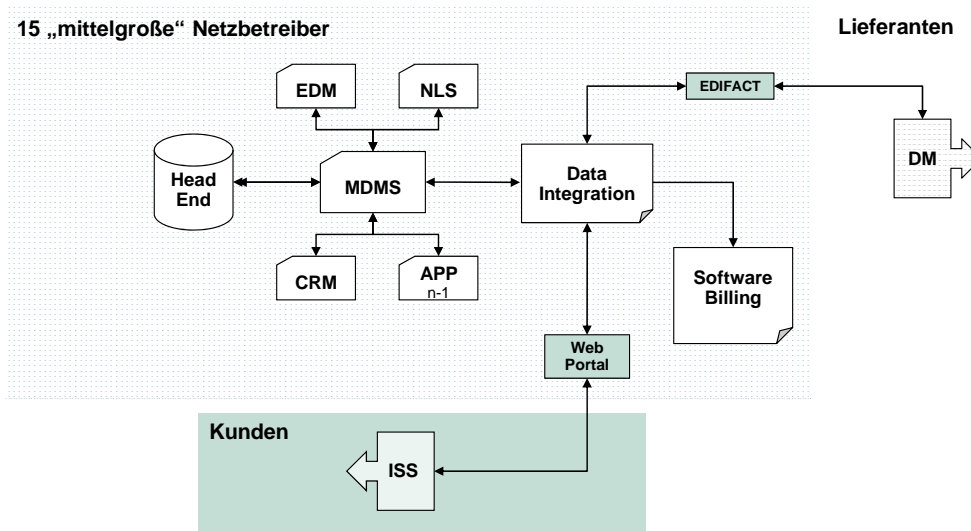
Die Kunden erhalten Zugang zu Ihren Daten über ein **Webportal**. Dies ermöglicht ihnen ihre aktuellen und historischen Daten jederzeit einzusehen. Über eine Kalenderfunktion können

sich die Kunden ihren Energieverbrauch eines Tages, einer Woche oder eines Monats ansehen. Je nach Hersteller werden noch zahlreiche weitere Funktionalitäten angeboten, u.a. CO2-Bilanzermittlung, Alarmfunktion bei Überschreitung von voreingestellten Verbrauchsschwellenwerten, Analysefunktionen u.v.m.

Pro Netzbetreiber mit SAP im Einsatz wird die **Integration von 5 bestehenden Anwendungen in das MDMS bewertet:**

- CRM Customer Relationship Management
- EDM Energiedaten Management
- GIS Geographical Information System
- NLS Netzleitsystem
- WFM Workforce Management

Bei Netzbetreibern mit Individuallösungen wird die **Integration von 4 Software Applikationen** beziffert.



MDMS = Meter Data Management System
Head End = Transaktionsserver
CRM = Customer Relationship Management
NLS = Netzleitsystem
ISS = Internet-Self-Services
DM = Data Management
EDM = Energie Daten Management
APP 1-N = Applikation(en) entsprechend der Konfiguration

Abbildung 3 – IT-Architektur Individuallösung

Das zukünftige Betriebsmodell der Datenverarbeitung Gas, selbst u./o. durch Stromnetzbetreiber, ist derzeit noch offen. Die Nutzung von Synergiepotentialen in der IT zwischen Strom- u. Gasbereich kann derzeit noch nicht abgeschätzt werden, da es in hohem

Maße vom gewählten Betriebsmodell abhängt. Zum Teil werden heute **gemeinsame Anwendungen von ehemals integrierten Unternehmen genutzt** wie zum Beispiel Abrechnungsprogramme. Ungeachtet dessen würde es bei mehreren Gasnetzbetreibern zu Integrationsaufwänden kommen. Für die Bewertung dieser wird die **Einbindung von durchschnittlich 4 Applikationen bei vier Gasnetzbetreibern rechnerisch angesetzt**.

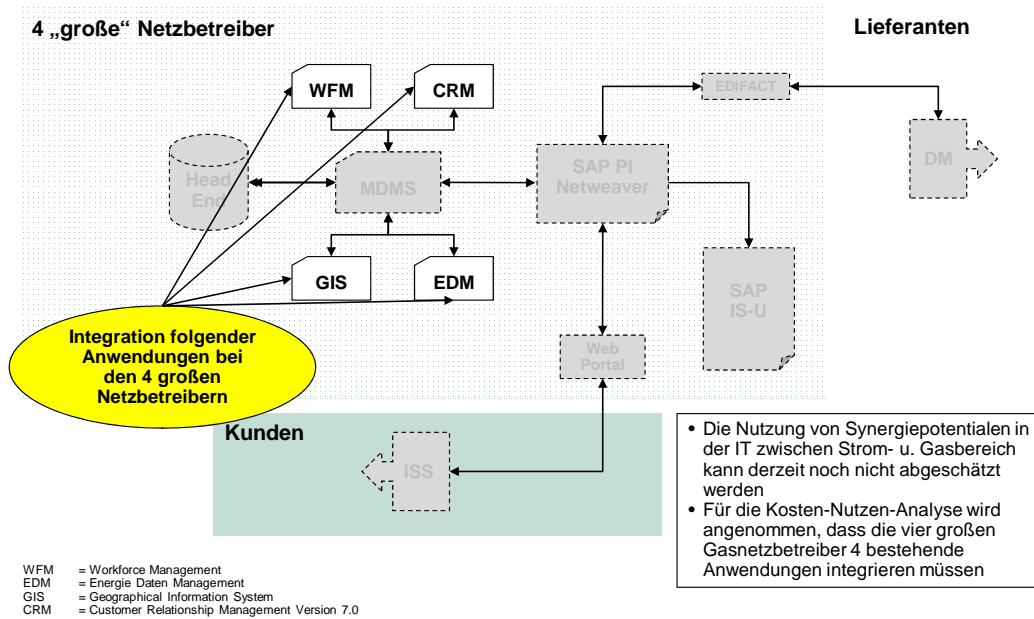


Abbildung 4 – IT-Architektur Gasnetzbetreiber

Die **Komplexität des Gesamtsystems** bedingt eine enge Zusammenarbeit der im Projekt beteiligten Partner und Unternehmen:

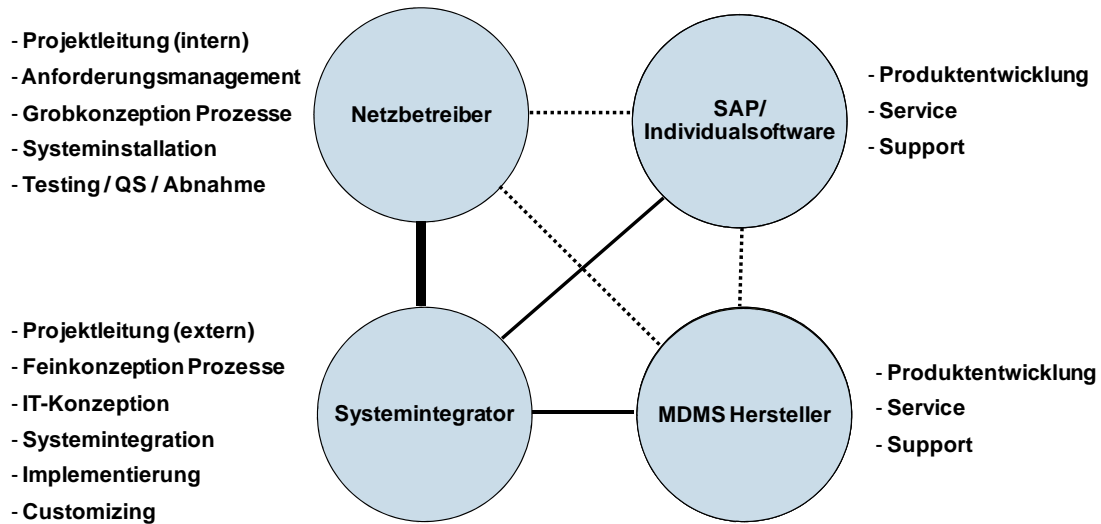


Abbildung 5 - Integrationspartner

4. SZENARIEN

4.1. Vorbemerkung: Strom, Gas; Ausprägungen

Die **Annahme von unterschiedlichen Szenarien eröffnet die Möglichkeit des Vergleiches** und der Veranschaulichung mehrerer möglicher Varianten. Für die vorliegende Kosten-Nutzen-Analyse wurden wie schon erwähnt insgesamt **drei verschiedene Szenarien** angenommen, wobei eines weiterhin den Status Quo berücksichtigt, während die beiden anderen die Installation von Smart Meter vorsehen.

Auf die Bereiche Strom und Gas treffen derzeit unterschiedliche Gesetzmäßigkeiten zu. Ausschließlich bei Elektrizitätszähleinrichtungen wird **durch das 3. Legislative Paket für EU Energiemärkte eine 80% Einführung von Smart Metering in Europa verpflichtend** vorgesehen. **Für die Gasmengenzählung gilt diese Verordnung nicht**, wodurch von einer Bewertung dieses hypothetischen Falles abgesehen wurde. Eine Umrüstung des derzeit verbauten Gaszählerparks auf Smart Meter wäre nur flächendeckend (100% Rollout) entlang des natürlichen Turnuswechsels sinnvoll.

Für ausgewählte Einflussgrößen wurden im Berechnungsmodell **drei Ausprägungen** angenommen:

- **Worst Case:** stellt den kostenintensivsten Fall dar
- **Most Likely:** stellt den wahrscheinlichsten Fall dar
- **Best Case:** stellt den günstigsten Fall dar

Diese dienen dazu, **um unterschiedliche strukturelle Gegebenheiten der Netzbetreiber abbilden zu können** (u.a. städtische vs. ländliche Besonderheiten).

4.2. Szenario 1: Business as usual (BAU)

Das Szenario Business as usual sieht weiterhin, gemäß den vorherrschenden Praktiken, die Installation von Ferrariszählern bzw. herkömmlichen Gaszählern vor. Es dient als **Referenzszenario für die Kalkulation der Kosten-Nutzen-Abweichungen** im Vergleich mit einer Smart Metering Einführung.

4.3. Szenario 2: EU-Vorgabe (80% Rollout bis 2020)

Die EU Zielsetzung spricht von der **Ausstattung von mindestens 80% der Endverbraucher mit intelligenten Zählern bis 2020**, um zeitnahe Verbrauchsdaten bereitstellen zu können. Die Einführung kann dabei einer wirtschaftlichen Bewertung durch den Mitgliedstaat unterliegen und wird maßgeblich durch die Haltung der nationalen Regulatoren beeinflusst. Dieses Szenario **trifft ausschließlich auf den Bereich Strom** zu.

4.4. Szenario 3: Flächendeckender Rollout (100%)

Eine zukunftsweisende **Entwicklung in Richtung Smart Grid erfordert einen flächendeckenden Rollout** von intelligenten Zählern. Nur auf diese Weise können die Potentiale eines intelligenten Netzes genutzt werden. Ein **100% Rollout stellt jedoch eine rein hypothetische Annahme dar**. Ein Ausstattung mit Smart Meter würde rentabel nur dort stattfinden, wo unter ökonomischen Voraussetzungen der langfristige Betrieb kostendeckend möglich wäre. Dies **trifft nicht auf 100% des Zählerparks zu**. Ausnahmen bilden unter anderem entlegene und schwer zugängliche Zählpunkte im Gebirge.

5. HOCHLAUF

5.1. Strom

Referenzszenario „Business as usual“ (BAU)

Bei der Berechnung des Referenzszenarios wurde davon ausgegangen, dass die Anzahl der betrachteten Zähler jährlich um durchschnittlich 1% wächst. Wechselstromzähler sind davon jedoch ausgenommen (siehe untenstehende Abbildung). Ihr Zuwachs fließt den Drehstromzählern DS zu. Defekte Wechselstromzähler WS werden jedoch nachwievor durch neue Wechselstromzähler ersetzt.

Laststeuergeräte LSTG wachsen zahlenmäßig um dieselbe Anzahl wie Drehstromdoppeltaarifzähler.

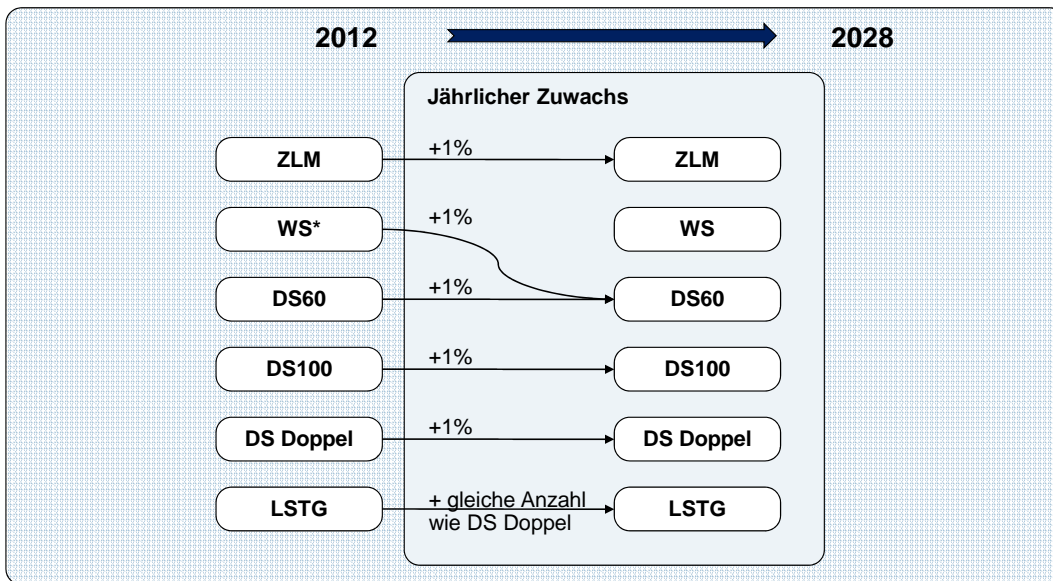


Abbildung 6 – Zählerpark „Business as usual“

- ZLM.....Zähler mit Leistungsmessung
- WS.....Wechselstromzähler
- DS60.....Drehstromzähler 60A
- DS100.....Drehstromzähler 100A
- DS Doppel.....Drehstromdoppeltarifzähler
- LSTG.....Laststeuergeräte

Hochlauf Smart Meter

Der Einsatz von Smart Meter macht zwei von fünf derzeit eingesetzten Zählertypen im betrachteten Segment von Zählpunkten kleiner 100.000 kWh p.a. **überflüssig** (siehe untenstehende Abbildung):

- **Zähler mit Leistungsmessung:**

Diese werden nicht mehr verbaut, da die Leistungsmessung eine integrierte Funktion der eingesetzten Smart Meter sein wird. Ihr Zuwachs fließt zur Hälfte den Drehstrom Smart Meter 60A, und zur anderen Hälfte den Drehstrom Smart Meter 100A zu.

- **Drehstromdoppeltarifzähler:**

Die intelligenten Zähler besitzen mehrere Tarifregister, wodurch Drehstromdoppeltarifzähler in Zukunft nicht mehr benötigt werden. Ihr Zuwachs fließt proportional den Drehstrom Smart Meter 60A und 100A zu.

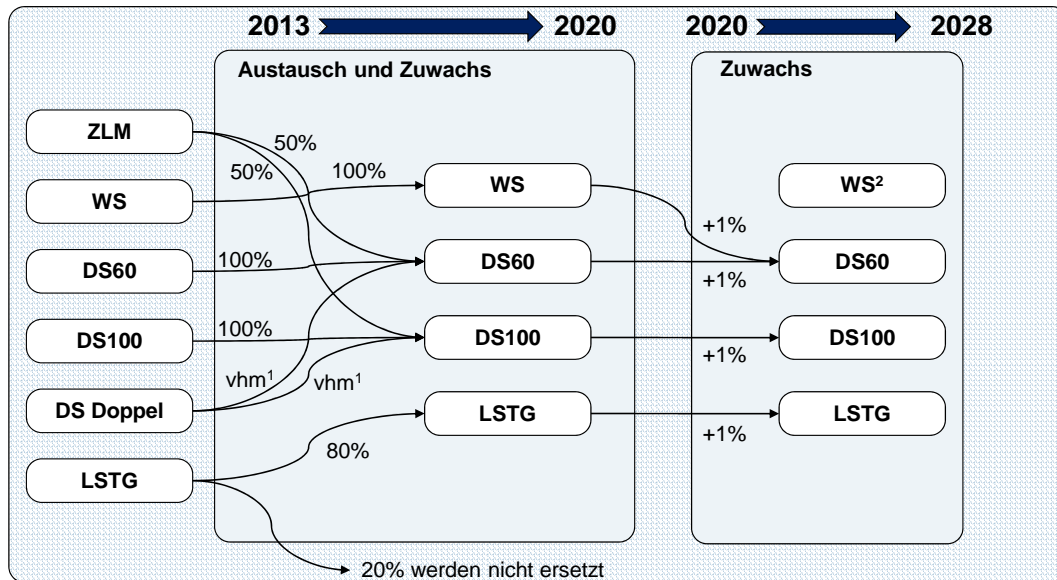


Abbildung 7 – Smart Meter Hochlauf

20% aller Laststeuergeräte werden nicht durch ein Laststeuergerät ersetzt, da sie in ihrem ursprünglichen Zweck keine Anwendung mehr finden (Tarifumschaltung erfolgt im Zähler durch eine interne Uhr).

Sowohl im 80% als auch im 100% Rollout werden Zähler mit Leistungsmessung, Drehstromdoppeltarifzähler und Laststeuergeräte in jedem Falle bis 2020 zur Gänze durch Smart Meter ersetzt. Im 80% Rollout wird die verbleibende Anzahl an konventionellen Zählern der EU Vorgabe von 20% gerecht (siehe nachstehende Abbildung).

Defekte Zähler werden ausgetauscht und alle Zähler nach Ablauf der Nutzungsdauer ausgewechselt.

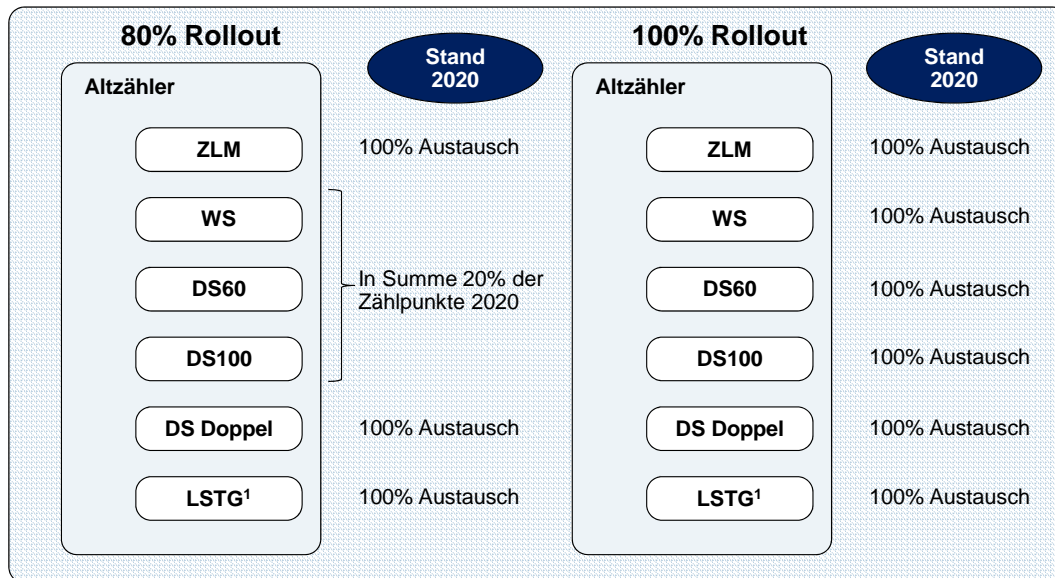


Abbildung 8 – Zähleraustauschszzenarien

ZLM.....Zähler mit Leistungsmessung
 WS.....Wechselstromzähler
 DS60.....Drehstromzähler 60A
 DS100.....Drehstromzähler 100A
 DS Doppel.....Drehstromdoppeltarifzähler
 LSTG.....Laststeuergeräte

6. BETRACHTETE KOSTEN-NUTZEN-HEBEL

6.1. Wertschöpfungskette

Die betrachtete Wertschöpfungskette beinhaltet die Erzeuger, die Netzbetreiber, die Lieferanten und die Kunden. Anbei werden ihre Funktionen und Beziehungen zueinander näher erläutert.

Erzeuger

Erzeuger sind juristische Personen, natürliche Person oder Erwerbsgesellschaften welche Elektrizität erzeugen. Sie **generieren Energie aus Primärenergieträgern und wandeln diese in Elektrizität um**. In Österreich erfolgt dies hauptsächlich durch Verbrennung (Kohle), mechanische Drehungen (Wasser, Wind), durch Geothermie, mittels Generatoren oder durch Photovoltaik. Elektrizitätserzeugende Unternehmen **haben einen Vertrag mit Stromlieferanten** bzw. mit der Abwicklungsstelle für Ökostrom (OeMAG).

Netzbetreiber

Grundsätzlich wird zwischen dem **Übertragungsnetz** (Transmission) und dem **Verteilernetz** (Distribution) unterschieden, wobei das gesamte Netz in Österreich in sieben Netzebenen unterteilt ist.

Das **Übertragungsnetz** wird grundsätzlich mit **Höchstspannung** (220kV/380kV) betrieben und **verteilt die eingespeiste Energie landesweit an Transformatoren**, nahe zu den Endkunden. Aufgrund der Netztopologie und der unterschiedlichen Spannungsebenen (Smart Meter befinden sich auf der untersten Spannungsebene) werden die Implikationen von intelligenten Zählern auf das Übertragungsnetz als zu gering eingeschätzt, weshalb der Fokus der Wirtschaftlichkeitsanalyse auf dem Verteilernetz liegt.

Das **Verteilernetz** sorgt für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des **lokalen Hochspannungs-** (36 bis 110 kV), **Mittelspannungs-** (1 bis 36 kV) **und Niederspannungsnetzes** (0,4 kV bis 1 kV) und muss die technische Qualität der Stromversorgung sicherstellen. Die Verteilnetzbetreiber leiten Elektrizität aufgrund bestehender Verträge von den Erzeugern an die Abnehmer weiter. Für die Durchleitung von Elektrizität sowie der damit anfallenden Nebenleistungen werden den Netzbenutzern entsprechend der Systemnutzungstarifverordnung **Nutzungsentgelte** verrechnet. Die Verteilnetzbetreiber übernehmen auch die **Messung** der durchgeleiteten Energie, wofür regulierte **Messentgelte** eingehoben werden.

Auch im **Gasbereich** sind die Netzbetreiber für die Durchleitung des Gases an die Endkunden und für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit verantwortlich. Für ihre Leistungen heben sie wie im Strombereich Nutzungs- und Messentgelte entsprechend der vom Regulator vorgegebenen Systemnutzungstarifverordnung ein.

Lieferanten

Die Lieferanten beliefern ihre Kunden mit Elektrizität. **Seit Oktober 2001 müssen die Netzbetreiber allen Kunden diskriminierungsfrei den Zugang zu ihren Netzen gewähren.** Dies ermöglicht den Endverbrauchern, frei zwischen verschiedenen Lieferanten wählen zu können. Neben der Elektrizitätslieferung und –verrechnung, müssen die Lieferanten den Bedarf ihrer Kunden für den jeweils nächsten Tag an den Bilanzgruppenverantwortlichen melden um entsprechende Fahrpläne erstellen zu können.

Wie die Stromlieferanten, befinden sich auch die Gaslieferanten im freien Wettbewerb. Jeder Kunde kann sich aussuchen, von wem er beliefert werden möchte. Der prognostizierte Verbrauch muss ebenfalls täglich an einen Bilanzgruppenverantwortlichen gemeldet werden.

Kunden

Am Ende der Wertschöpfungskette steht der Endverbraucher. **Seit der Liberalisierung können diese ihre Strom- und Gaslieferanten frei wählen** und auch jederzeit, unter Einhaltung der Kündigungsfristen, zu einem anderen Lieferanten wechseln. Die vom Kunden verbrauchte Energie bzw. Gasmenge wird vom Lieferanten in Rechnung gestellt.

6.2. Kosten-Nutzen-Hebel Strom

Kostenhebel

Die nachfolgende Abbildung zeigt alle betrachteten **Kostenhebel im Strombereich** in Übersichtsform. Im Anschluss werden diese im Einzelnen näher beschrieben.

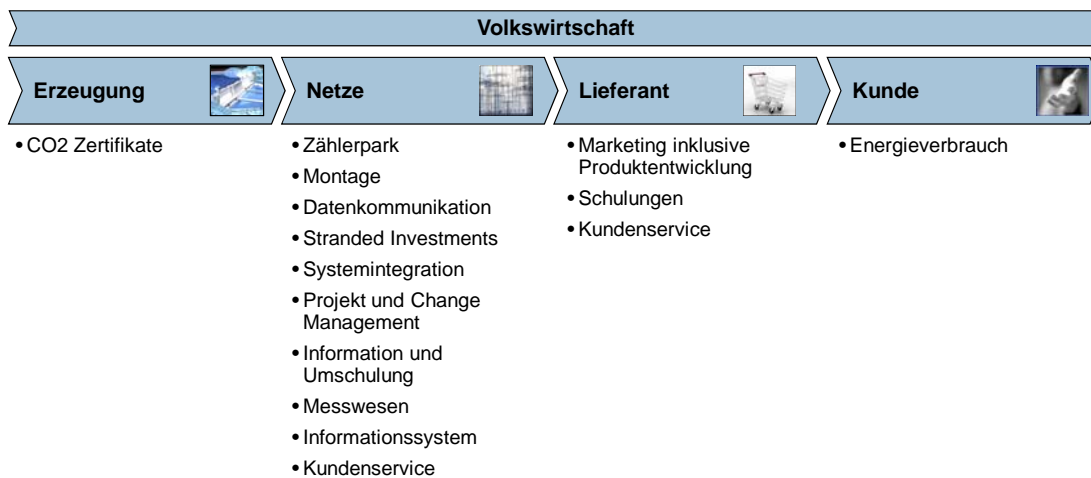


Abbildung 9 – Kostenhebel Strom

CO2 Zertifikate

Emissionsrechte geben einem Land oder einem Unternehmen das Recht, eine bestimmte Menge Treibhausgase (oder andere Schadstoffe) auszustoßen. International bildet sich der Emissionshandel als wesentliches Element zur Reduktion von Treibhausgasen heraus. Das Grundprinzip ist dabei, dass Emissionsreduktionen dort durchgeführt werden, wo die Kosten am günstigsten sind und dadurch die Gesamtkosten für die Reduktion der Emissionen insgesamt sinken.

Den Unternehmen werden Emissionsrechte (Zertifikate) zugeteilt, wobei jedes Zertifikat zur Emission einer Tonne des betreffenden Gases berechtigt. Emittiert das Unternehmen in der Folge eine geringere Menge als prognostiziert (z.B. aufgrund technischer Umstellungen), so kann es die überschüssigen Zertifikate am Markt verkaufen. Auf gleiche Weise kann ein Unternehmen entscheiden, mehr als die vorgesehene Menge an Gasen zu emittieren und die nötigen Zertifikate am Markt zu kaufen. Im Gegensatz zu klassischen Umweltauflagen, die

einzelne Anlagen mit fixen Emissionslimits versehen, gibt ein Handelssystem den betroffenen Unternehmen die Freiheit, Reduktionsziele nach ihrer eigenen Strategie und nach eigenem Plan zu erreichen.

Zählerpark

In Österreich ist der Betrieb des Verteilernetzes reguliert wodurch die Netzbetreiber die Verantwortung über den Zählerpark innehaben. **Die Netzbetreiber** sind für die **Errichtung, Betrieb, Eichung** und **Datenauslesung** der Zähler verantwortlich.

Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse werden alle Zählpunkte unterhalb der EIWOG-Schwelle herangezogen. Im derzeit verbauten Zählerpark sind sechs Zählertypen davon betroffen. Die nachfolgende Auflistung zeigt die unterschiedlichen Zählertypen sowie Laststeuergeräte mit den gewichteten österreichischen Durchschnittspreisen:

- Zähler mit Leistungsmessung EUR 169
- Wechselstromzähler EUR 19
- Drehstromzähler 60A EUR 33
- Drehstromzähler 100A EUR 48
- Drehstromzähler Doppeltarif EUR 58
- Laststeuergeräte EUR 49

Durch den Einsatz von Smart Meter werden Zähler mit Leistungsmessung und Drehstromdoppeltarifzähler überflüssig, wodurch nur mehr drei unterschiedliche Zählertypen bei den betrachteten Anschlüssen zum Einsatz kommen. Im Business Case werden diese mit einer Preiserange versehen, welche sich auf verschiedene Angebote und Hersteller stützt:

- Wechselstromzähler EUR 80 bis EUR 110
- Drehstromzähler 60A EUR 90 bis EUR 140
- Drehstromzähler 100A EUR 110 bis EUR 160

Laststeuergeräte werden mit EUR 50 bis EUR 100 angesetzt.

In Summe scheiden im Schnitt ca. 3,48% der verbauten Zähler p.a. aus. Dieser Anteil setzt sich aus defekten Zählern (0,15% p.a.) sowie nicht nacheichbaren Zählern (3,33% p.a.) zusammen. Bei den Smart Meter wird von einer Ausfallsrate von 0,8% p.a. ausgegangen. In der vorliegenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden Smart Meter nach 8 Jahren aufgrund anfänglich schnellerer Technologiesprünge erneuert. Die maximale Nutzungsdauer von konventionellen Zählern ergibt sich durch die Einhaltung der zulässigen gesetzlichen Genauigkeitstoleranzen gemäß Eichvorschriften. Die derzeit verbauten Zähler verbleiben somit in der Regel lange im Netz.

Dies macht deutlich, dass Smart Meter einen erheblich höheren Kostenfaktor gegenüber den konventionellen, derzeit verbauten Ferrariszählern, darstellen.

Montage

Die Montage der Smart Meter erfolgt durch Techniker und/oder Monteure wobei hierbei unterschiedliche Stundensätze zur Anwendung kommen. Techniker werden bei technisch schwierigeren Montagefällen (10%) herangezogen. Der Großteil der Montagen wird allerdings von Monteuren (70%) durchgeführt.

Für den Smart Meter Rollout müssen von einigen Netzbetreibern zusätzlich externe Monteure (20%) herangezogen werden, da die eigenen Ressourcen hierfür nicht ausreichen.

Im Schnitt können von einem Monteur/Techniker 10 Ferrariszähler pro Tag montiert werden. Für Smart Meter werden zwischen 8 und 12 Zählern pro Tag angenommen. Die Anzahl pro Tag repräsentiert einen österreichischen Durchschnitt und berücksichtigt bereits städtische und ländliche Unterschiede.

Es wird für alle Zählertypen sowie für Laststeuergeräte derselbe Montageaufwand angenommen.

Datenkommunikation

Für den Einsatz von Smart Meter muss eine eigene Datenkommunikationsinfrastruktur errichtet und betrieben werden. Dies beinhaltet die Aufrüstung von Zählern, Trafostationen, Backboneknoten und der Zentrale mit den notwendigen Geräten. Die meisten Aufwendungen kommen, auch zahlenmäßig, den Trafostationen zu. Diese müssen mit der entsprechenden Infrastruktur sowie mit Notstromaggregaten, und beim Einsatz von Funktechnologien, zusätzlich mit einem Blitzschutz ausgestattet werden. Anbei die angenommenen Kosten der Aufrüstung von Trafostationen:

- | | |
|---------------------------------------|-----------|
| • Übertragungsgerät Lichtwellenleiter | EUR 8.100 |
| • Übertragungsgerät DSL | EUR 500 |
| • Übertragungsgerät Funksysteme | EUR 1.300 |
| • Übertragungsgerät GPRS | EUR 1.052 |
| • Übertragungsgerät WiMax | EUR 1.300 |
| • Blitzschutz | EUR 500 |
| • Notstromaggregat | EUR 500 |
| • Datenkonzentrator | EUR 750 |

Zusätzlich ist mit einer Servitutserweiterung pro Trafostationen aufgrund der sich ändernden Nutzung zu rechnen, welche mit EUR 1.000 bis EUR 1.500 beziffert wird.

Die laufenden jährlichen Kosten sind abhängig von der eingesetzten Übertragungstechnologie:

- Übertragungsgerät Lichtwellenleiter EUR 1.050
- Übertragungsgerät DSL EUR 270
- Übertragungsgerät Funkssysteme EUR 42
- Übertragungsgerät GPRS EUR 3.000
- Übertragungsgerät WiMax EUR 42

Die angenommenen Kosten für die Datenkommunikation stützen sich u.a. auf die Ergebnisse der VEÖ Studie zum Thema Datenkommunikation und wurden Capgemini zur Verfügung gestellt.

Stranded Investments

Stranded Investments fallen bei Zählerparkkomponenten an, welche vor der festgelegten Amortisationsdauer aus dem Betrieb ausscheiden. Österreichweit ist mit einer Summe von ca. EUR 30 Millionen zu rechnen. Lege artis sind dies buchhalterische Werte, welche nicht in Investitionsrechnungen einfließen. Aufgrund der Höhe sind sie im Vergleich zum Gesamtvolumen jedoch vernachlässigbar.

Systemintegration

Die Systemintegration beinhaltet alle Aufwände welche erforderlich sind, um die nötigen Adaptionen im IT-System vorzunehmen. Bei der Berechnung der Integrationsaufwände wird Rücksicht auf die Unternehmensgröße, die eingesetzten Anwendungen (SAP, Non-SAP) als auch die Anzahl der zu betreuenden Zähler genommen.

Für jeden Netzbetreiber mit SAP im Einsatz (13 Netzbetreiber: Wien, Niederösterreich, Burgenland, Oberösterreich, Linz, Steiermark, Salzburg, Kärnten, Tirol, Vorarlberg, Graz, Innsbruck, Klagenfurt) werden folgende Aufwände in Manntagen (MT) angenommen:

- MT intern Grobkonzept (inklusive Datenanalyse) 550
- MT extern Grobkonzept (inklusive Datenanalyse) 330
- MT intern Feinkonzept 440
- MT extern Feinkonzept 330
- MT intern Realisierung 440

• MT extern Realisierung	330
• MT intern Qualitätssicherung/Test/Go Live	550
• MT extern Qualitätssicherung/Test/Go Live	385
• MT intern Know-How Aufbau Netweaver/SOA	330
• MT intern Integration	880
• MT extern Integration	770
• MT intern Implementierung Netzmandant	330
• MT extern Implementierung Netzmandant	275
• MT intern Implementierung Customer Portal	440
• MT intern Integration CRM	770
• MT extern Integration CRM	300
• MT intern Int. EDM (Energie Daten Mgmt.)	550
• MT extern Int. EDM (Energie Daten Mgmt.)	165
• MT intern Workforce Mgmt./GIS	330
• MT extern Workforce Mgmt./GIS	150
• MT intern Netzleitsystem	550
• MT extern Netzleitsystem	330
• MT intern Energierechner	440
• MT Streamlead IT intern	1.760
• MT Streamlead IT extern	770
• MT Stream Datenkommunikation intern	1.430
• MT Stream Datenkommunikation extern	770

In Summe wird pro **Netzbetreiber mit SAP** im Einsatz mit ca. **15.000 Manntagen** an Integrationsaufwand gerechnet, das sind ca. 68 Mannjahre.

Für alle **Netzbetreiber mit Individuallösungen** im Einsatz (15 mittlere-kleinere Netzbetreiber; vertreten in Summe 800.000 Zähler; 53.333 pro Netzbetreiber) werden folgende Integrationsaufwände pro Netzbetreiber in Manntagen (MT) angenommen:

• MT intern Grobkonzept (inklusive Datenanalyse)	275
• MT extern Grobkonzept (inklusive Datenanalyse)	165
• MT intern Feinkonzept	185
• MT extern Feinkonzept	110
• MT intern Realisierung	275
• MT extern Realisierung	165
• MT intern Qualitätssicherung/Test/Go Live	275
• MT extern Qualitätssicherung/Test/Go Live	110
• MT intern Integration	385

• MT extern Integration	165
• MT intern Implementierung Netzmandant	220
• MT extern Implementierung Netzmandant	110
• MT intern Implementierung Customer Portal	220
• MT intern Integration CRM	275
• MT extern Integration CRM	110
• MT intern Int. EDM (Energie Daten Mgmt.)	220
• MT intern Netzleitsystem	330
• MT Stream IT intern	550
• MT Stream IT extern	220
• MT Stream Datenkommunikation intern	605
• MT Stream Datenkommunikation extern	220

In Summe werden pro **Netzbetreiber mit einer Individuallösung** im Einsatz ca. **5.000 Manntage** an Integrationsaufwand prognostiziert.

Projekt und Change Management

Für das Projekt und Change Management werden bei Netzbetreibern mit SAP im Einsatz aufgrund der Größe der Unternehmen folgende Aufwände pro Netzbetreiber in Manntagen angenommen:

• MT Programm Management intern	1.375
• MT Programm Management extern	685
• MT PMO intern	1.595
• MT PMO extern	605
• MT Change Management extern	165
• MT Stream Rollout Logistik intern	990
• MT Stream Rollout Logistik extern	275
• MT Stream Netz intern	1.595
• MT Stream Verrechnung intern	165

In Summe werden pro Netzbetreiber mit SAP im Einsatz ca. 7.500 Manntage an Projekt- und Change Management Aufwänden angenommen.

Für das Projekt und Change Management werden bei Netzbetreibern mit Individuallösungen im Einsatz folgende Aufwände pro Netzbetreiber in Manntagen angenommen:

• MT Programm Management intern	605
• MT Programm Management extern	190

- MT PMO intern 440
- MT PMO extern 55
- MT Stream Rollout Logistik intern 550
- MT Stream Rollout Logistik extern 165
- MT Stream Netz intern 550
- MT Stream Verrechnung intern 55

In Summe werden pro Netzbetreiber mit Individuallösungen im Einsatz ca. 2.600 Manntage an Projekt- und Change Management Aufwänden prognostiziert.

Information und Umschulung

Um die Kunden entsprechend über die Umstellung des Zählerparks und die neuen Funktionalitäten der Zähler vorab zu informieren, müssen Informationsbroschüren und Gebrauchsanweisungen gedruckt und versendet werden.

Alle Mitarbeiter, die mit der neuen Technik konfrontiert werden und deren Arbeitsschritte durch den Einsatz von Smart Meter geändert werden, müssen rechtzeitig um- und eingeschult werden.

Messwesen

Das Messwesen betrifft vor allem die Zählerablesung sowie die Ab- und Zuschaltung, welche derzeit manuell durchgeführt werden müssen. Die Aufwände, welche hierfür angesetzt werden, betreffen hauptsächlich Personalleistungen.

Informationssystem

Das Informationssystem betreffend müssen weitreichende Adaptionen durch Smart Metering vorgenommen werden. Dies betrifft sowohl die Hardware als auch die eingesetzte Software. Folgende Komponenten werden hierbei in Betracht gezogen:

- AMI-Erweiterung SAP IS-U
- SAP PI - 25 GB
- Network Manager
- MDMS-Applikation
- Customer Portal
- Data Server
- Backup Data Server
- Software Server

- Backup Software Server
- Storage Area Network (SAN)
- Terminal Server Software
- Disaster Recovery (SAN SW, Netzwerk HW)

Kundenservice

Der Kundenservice kümmert sich um alle Kundenanfragen in Zusammenhang mit dem Messwesen. Dies betrifft vorwiegend Anfragen zur Ablesung und Abrechnung sowie Anfragen in Zusammenhang mit der Installation der Smart Meter.

Marketing inklusive Produktentwicklung

Lieferanten müssen neue Produkte/Tarife entwickeln, Marketingkampagnen durchführen sowie Informationsbroschüren versenden.

Energieverbrauch

Endkunden beziehen von den Lieferanten Elektrizität, welche in Rechnung gestellt wird. Laut Statistik Austria verbraucht ein durchschnittlicher österreichischer Haushalt 3.765 kWh pro Jahr (Angabe von 2008).

Nutzenhebel

Die nachfolgende Abbildung zeigt alle betrachteten **Nutzenhebel im Strombereich** in Übersichtsform. Im Anschluss werden diese im Einzelnen näher beschrieben. Kosten-Nutzen-Hebel bei denen keine Implikationen von Smart Metering festgestellt wurden, werden in einem eigenen Kapitel näher erläutert.

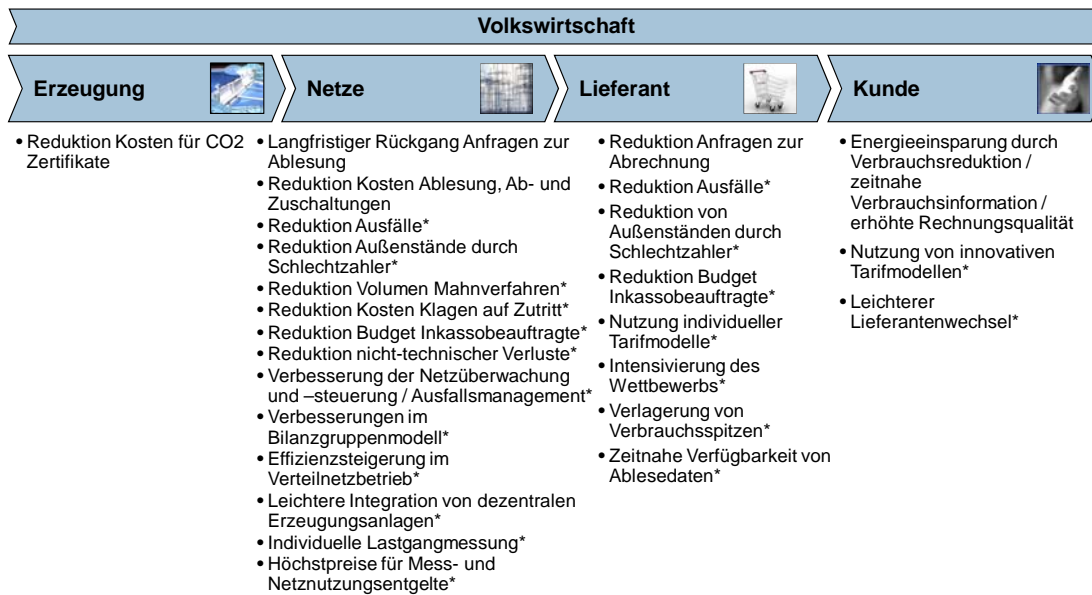


Abbildung 10 – Nutzenhebel Strom

Mit * gekennzeichnete Hebel wurden mit Null angesetzt und werden in einem Unterkapitel gesondert erläutert.

Reduktion Kosten für CO2 Zertifikate

Durch Energieeinsparungseffekte auf Kundenseite aufgrund zeitnaher Verbrauchsdaten wird auch die Beschaffung von Emissionszertifikaten beeinflusst. Nicht benötigte Zertifikate können am Markt weiter veräußert werden bzw. müssen nicht zugekauft werden.

Allerdings liegen die Ansätze einer Verbrauchssenkung durch die Kunden weit entfernt von der ursprünglichen Wunschvorstellungen v.a. der EU. Mittlerweile gibt es genügend Erfahrungswerte laufender Smart Metering Programme in Europa, die allesamt von eher enttäuschenden Verbrauchssenkungen berichten. Es zeichnet sich zunehmend ab, dass wirkliche signifikante Verbrauchssenkungen nur durch „Durch-Automatisierung“ der wesentlichen Verbrauchsgeräte im Haushalt zu erreichen sein werden. Dabei werden die Verbrauchsgeräte in einem vom Kunden vorgegebenen Rahmen zentral vom Lieferant „gesteuert“. Aber selbst das sind lediglich Annahmen.

Wir haben nach Sichtung internationaler Erfahrungen folgende Annahmen getroffen:

- Gruppe der **Enthusiasten**, ca. **20%**: Verbrauchssenkung von 4 – 5 - 6%
- Gruppe der **Mitläufer**, ca. **40%**: Verbrauchssenkung von 1,5 – 2 - 2,5%
- Gruppe der **Uninteressierten**, ca. **40%**: keine Verbrauchssenkung.

Im Durchschnitt setzen wir insgesamt eine **Verbrauchssenkung von 1,8%** an.

Langfristiger Rückgang Anfragen zur Ablesung

Smart Meter ermöglichen entweder über ein Homedisplay oder über ein Webportal die zeitnahe Verfügbarkeit von Verbrauchsdaten. Kunden können jederzeit ihren Verbrauch selber einsehen, wodurch auch die Verbrauchstransparenz gesteigert wird. Anfragen zur Ablesung erübrigen sich weitestgehend durch Smart Metering.

Reduktion von Ablese-, Ab- und Zuschaltungsaufwänden

Die Ablesung sowie Ab- und Zuschaltung sind personalintensive Prozesse welche in den meisten Fällen vor Ort Aktivitäten erfordern. Durch die Möglichkeit der Fernauslese bzw. Fernab- und Zuschaltung, welche durch Smart Metering ermöglicht werden, können diese Aktivitäten weitestgehend eingespart werden. Lediglich bei technischen Komplikationen sind noch Aktivitäten vor Ort erforderlich.

Langfristige Reduktion von Anfragen zur Abrechnung

Lieferanten werden regelmäßig mit Anfragen zur Abrechnung konfrontiert, welche zu erhöhten Aktivitäten im Kundenservice führen. Mit Hilfe von Smart Meter können Kunden jederzeit ihren aktuellen Verbrauch einsehen, was auch zu einer höheren Transparenz der Abrechnung führt. Langfristig wird ein Rückgang der Anfragen zur Abrechnung erwartet.

Energieeinsparung durch Verbrauchsreduktion / zeitnahe Verbrauchsinformation / erhöhte Rechnungsqualität

Wie bereits erwähnt, stehen den Verbrauchern durch Smart Meter zeitnahe Daten über den Verbrauch zur Verfügung. Gemäß dem Grundsatz, dass sich nur steuern lässt was auch messbar ist, können die Kunden nun große Verbraucher identifizieren und gegebenenfalls effizienzsteigernde Maßnahmen ergreifen.

Die Rechenlogik über alle betrachteten Kunden ergibt im Durchschnitt wie bereits weiter oben dargestellt ein **Energieeinsparungspotential von 1,8% österreichweit**.

6.3. Kosten-Nutzen-Hebel ohne quantifizierbare Implikationen

Forderungsmanagement

Das Forderungsmanagement beinhaltet alle Verbindlichkeiten, auf welche aufgrund bestehender Verträge Anspruch besteht:

- Ausfälle
- Außenstände durch Schlechtzahler

- Volumen Mahnverfahren
- Klagen auf Zutritt
- Budget Inkassobeauftragte

Das **gängige Mahnwesen** sieht folgenden Ablauf vor:

Vierzehn Tage nach Zustellung der ersten Rechnung ohne Zahlungseingang erfolgt die erste Mahnung. Wird dieser nicht nachgekommen so wird nach weiteren 14 Tagen die zweite Mahnung zugestellt. Erfolgt innerhalb von 2 Wochen noch immer keine Zahlung, so wird ein Sperrauftrag erteilt. Techniker übernehmen die Durchführung der Sperraufträge mit der Möglichkeit der sofortigen Bezahlung durch den Kunden.

Bis zur Erteilung des Sperrauftrages lässt sich durch Smart Meter kein Einsparungspotential feststellen. Hauptsächlich erfolgen Sperraufträge bei sozial schwächeren Kunden. Von der Möglichkeit der sofortigen Fernabschaltung nach Erteilung des Sperrauftrages wird in diesen Randgruppen wahrscheinlich auch weiterhin abgesehen werden, da Sozialämter eingeschaltet und die Beträge weitestgehend gestundet werden.

Inkassozahlungen werden meistens direkt an das zuständige Inkassounternehmen geleistet, wodurch hier kein signifikantes Einsparungspotential, auch aufgrund der Höhe der Beträge, feststellbar ist.

Der Netzmitarbeiter vor Ort stellt den derzeit letzten verbleibenden persönlichen Kontakt zum Kunden her, wodurch ein fast gänzlicher Wegfall dieser Tätigkeit auch die Unternehmenswahrnehmung des Kunden nachhaltig ändern würde.

Reduktion nicht-technischer Verluste

Nicht-technische Verluste werden hauptsächlich durch Stromdiebstahl verursacht. Dieser ist in Österreich nicht signifikant. Auch unter Einsatz von Smart Meter ist dieser nicht ausgeschlossen und eine genaue Lokalisierung in der Topologie des Niederspannungsnetzes schwierig.

Verbesserung der Netzüberwachung und –steuerung / Ausfallsmanagement

In Österreich derzeit kein Thema aufgrund der hohen Versorgungssicherheit und der ausreichenden Dimensionierung der Netze (auch nur durch Smart Grid beeinflussbar).

Verbesserungen im Bilanzgruppenmodell

Die Prognosegenauigkeit im Bilanzgruppenmodell, bei der Erstellung der notwendigen Fahrpläne für die Erzeugung, ist heute bereits sehr hoch. Durch den Einsatz von Smart Meter wird momentan keine signifikante Implikation von Smart Metering auf die Genauigkeit der Prognosen bei der derzeit eingesetzten Technologie erwartet.

Effizienzsteigerung im Verteilnetzbetrieb

Smart Metering alleine liefert keine Effizienzsteigerung im Verteilnetzbetrieb. Ausschließlich durch eine langfristige Entwicklung in Richtung Smart Grid können Effizienzsteigerungspotentiale eröffnet werden.

Leichtere Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen

Eine effizienzsteigernde und nachhaltige Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen erfordert Funktionalitäten, welche nur durch ein Smart Grid ermöglicht werden. Zum jetzigen Zeitpunkt liegen zu wenige Erfahrungswerte über die Integration von einer Vielzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen vor, sodass eine Quantifizierung derzeit nicht möglich ist.

Individuelle Lastgangmessung

Smart Metering ermöglicht die individuelle Lastgangmessung an einzelnen Zählpunkten. Ein quantifizierbarer Nutzen konnte im Zuge der Erhebungen derzeit nicht identifiziert werden.

Nutzung individueller Tarifmodelle

Die wirtschaftliche Nutzung individueller Tarifmodelle setzt eine Automatisierung von großen Haushaltsverbrauchern voraus. Der derzeitige Stand der Technik vereitelt dies jedoch.

Bisher vorliegenden Erfahrungen von europäischen Smart Metering Pilotprojekten (alle ohne Home-Automation) zeigen keine signifikanten Veränderungen des Verbraucherverhaltens. Es bleibt zu hoffen, dass Home-Automation hierzu einen Beitrag liefern wird.

Intensivierung des Wettbewerbs

Die Intensivierung des Wettbewerbs (durch mühelosen Lieferantenwechsel) wird vordergründig durch die Liberalisierung vorangetrieben, weniger durch Smart Metering.

Die Entwicklung unterschiedlicher Tarifangebote und die individuelle Kenntnis der Kundenbedürfnisse (aus Lastkuren etc.) macht eine Intensivierung des Wettbewerbs wahrscheinlich.

Da jedoch im vorliegenden Fall von einer österreichweiten Betrachtung in der Kosten-Nutzen-Analyse ausgegangen wird, kann eine mögliche Intensivierung des Wettbewerbs nicht quantifiziert werden (in Summe bleibt die Anzahl der betrachteten Kunden im Business Case immer gleich).

Verlagerung von Verbrauchsspitzen

Die erhoffte Spitzenlast-Absenkung durch Einführung von Smart Metering wird in Zentral-Europa (Durchschnittsverbrauch p.a. eines Haushaltes ca. 3.000 bis 3.800 kWh) sehr viel schwerer zu erreichen sein als z.B. in Nordamerika (Haushalt-Durchschnittsverbrauch p.a. ca. 35.000 kWh, also Faktor 10 höher) – wenn überhaupt. Ein solches Nachfrage-Management wird ohne weitgehende zentrale Steuerung (Automatisierung) der relevanten Verbrauchsverursacher im Haushalt nicht möglich sein, d.h. die Verlagerung von Verbrauchsspitzen ist fortwährend nur in Verbindung mit Home-Automation realisierbar, welches

mit dem heutigen Stand der Technik noch nicht flächendeckend realisierbar ist. Und selbst wenn die dazu notwendige Technologie zukünftig flächendeckend integriert wäre, bleibt die Akzeptanz einer Fremdsteuerung „seiner“ Geräte beim Verbraucher abzuwarten.

Wir sehen also eine Spitzenlast-Absenkung durch Smart Metering für den Betrachtungszeitraum dieser Studie als eher marginal an.

Leichterere Lieferantenwechsel

Derzeit kann kein quantifizierbarer Nutzen durch einen leichteren Lieferantenwechsel aufgrund des Einsatzes von Smart Meter identifiziert werden. Darüber hinaus ist bei einer österreichweiten Betrachtung ein Einbezug dieses Sachverhaltes nicht möglich, da die Gesamtsumme an Kunden gleich bleibt.

7. BERECHNUNGSMETHODIK

7.1. Kapitalwertmethode

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit wird die **Kapitalwertmethode**, auch bekannt als **Net Present Value (NPV)** herangezogen. Sie ist ein **Discounted Cash-Flow-Verfahren** der dynamischen Investitionsrechnung. Durch Abzinsung auf Beginn der Investition werden Zahlungen, die zu beliebigen Zeitpunkten anfallen, vergleichbar gemacht.

Der **Kapitalwert einer Investition ist die Summe der Barwerte aller durch diese Investition verursachten Zahlungen** (Ein- und Auszahlungen bzw. Kosten und Nutzen). Die Ermittlung der Einzahlungs- und Auszahlungsbarwerte beruht auf Schätzungen, wie dies bei allen zukunftsorientierten Rechnungen der Fall ist.

Die nachstehende Grafik soll den Vorgang verdeutlichen:

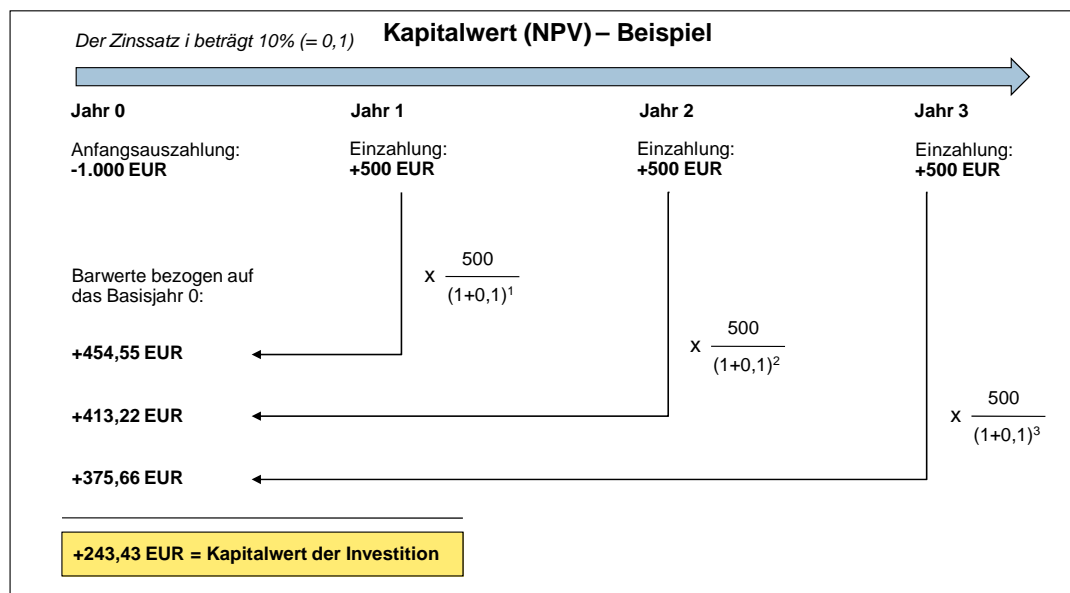


Abbildung 11 - Kapitalwertmethode

Eine Investition ist absolut vorteilhaft, wenn ihr Kapitalwert nicht negativ ist:

- **NPV = 0:** Investor erhält eingesetztes Kapital zurück und eine Verzinsung der ausstehenden Beträge in Höhe des Kalkulationszinssatzes. Investition hat keinen Vorteil gegenüber der Anlage am Kapitalmarkt zum gleichen (risikoäquivalenten) Zinssatz
- **NPV > 0:** Investor erhält sein eingesetztes Kapital zurück und eine Verzinsung der ausstehenden Beträge, die den Kalkulationszinssatz übersteigen
- **NPV < 0:** Die Investition kann eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals zum Kalkulationszinssatz nicht gewährleisten

Als **interner Kalkulationszinssatz** (WACC, Weighted Average Cost of Capital) werden **7,025%** angenommen.

Kosten- und Nutzelemente der Wirtschaftlichkeitsanalyse werden gegengerechnet und gesamtheitlich sowie pro Zählpunkt dargestellt.

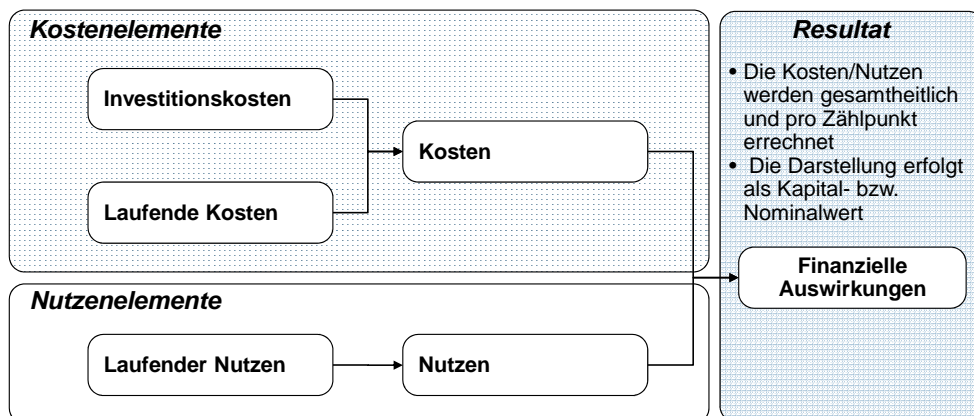


Abbildung 12 - Modellaufbau

Nominalwerte repräsentieren den Wert einer Ein- bzw. Auszahlung zum Zeitpunkt der Entstehung.

7.2. Annuitätenmethode

Die **Annuitätenmethode** ist ein Verfahren der klassischen, dynamischen Investitionsrechnung. Der Kapitalwert einer Investition wird auf die Nutzungsdauer so verteilt, dass die Zahlungsfolge aus Einzahlungen und Auszahlungen in die sogenannte Annuität umgewan-

delt wird. Im Gegensatz zum Kapitalwert wird nicht der Gesamtzielwert ermittelt, sondern der Zielwert pro Periode.

Die Annuität ist eine periodisch gleichbleibende Zahlung zusammengesetzt aus einem Zins- und einem Tilgungsanteil für einen Kapitalbetrag. Wenn angenommen werden kann, dass die Einzahlungen den Einnahmen und die Auszahlungen den Aufwendungen entsprechen, stellt die Annuität den rechnerischen durchschnittlichen Jahresgewinn dar.

Die Annuitätenmethode ist zwar in erster Linie ein Verfahren, das in den Bereichen Investition und Finanzierung eingesetzt wird. Sie findet darüber hinaus aber auch in der Kostenrechnung Anwendung, wenn es um langfristige Entscheidungen geht wie im Falle der Kosten-Nutzen-Analyse einer österreichweiten Einführung von Smart Meter.

Ein Annuitätendarlehen ist ein Darlehen mit konstanten Rückzahlungsbeträgen (Raten). Im Gegensatz zum Tilgungsdarlehen bleibt die Höhe der zu zahlenden Rate über die gesamte Laufzeit gleich. Die jährliche Annuität wird wie folgt berechnet:

$$\text{Annuität} = \text{Kreditsumme} \cdot \frac{\text{Zinssatz} \cdot (1 + \text{Zinssatz})^{\text{Laufzeit}}}{(1 + \text{Zinssatz})^{\text{Laufzeit}} - 1}$$

Als Kreditsumme wird die Differenz zwischen den Kapitalwerten aus den Szenarien Business as usual und Smart Meter Rollout angenommen. Unter der Annahme, dass die Netzaufwände durch die eingehobenen Systemnutzungs- und Messentgelte abgedeckt sind, wäre diese Summe für die Finanzierung und den Betrieb eines Smart Meter Systems über den betrachteten Zeitraum erforderlich.

8. AUSWERTUNGEN

8.1. Strom- und Gasnetzbetreiber in Summe

Ein flächendeckender **100% Rollout von Strom- und Gas Smart Meter** würde unter heutigen Gesichtspunkten, gegenüber dem weiteren Verbau von konventionellen Zählern, **2,7 Milliarden EUR an Mehrkosten** (nach Kapitalwertmethode) im angenommenen Betrachtungszeitraum verursachen.

Die nachstehende Tabelle zeigt die kumulierten Barwerte (Kapitalwerte) der aggregierten Ein- und Auszahlungen von Strom- und Gasnetzbetreibern und in Summe. Die Differenzbetrachtung zwischen den Szenarien Business as usual und Smart Meter Rollout lässt **in allen Fällen einen negativen Kapitalwert** erkennen.

	Strom		Gas		Gesamt
	Gesamt	pro Zählpunkt p.a.	Gesamt	pro Zählpunkt p.a.	Gesamt
<i>Differenz Business as usual - 80%</i>	€-1.885 Mio	€-18,87	n/a	n/a	n/a
<i>Differenz Business as usual - 100%</i>	€-2.533 Mio	€-25,35	€-175 Mio	€-8,14	€-2.708 Mio

Tabelle 2 – Kapitalwerte Strom und Gas

Im Bereich Strom würde dies **bei einem 100% Rollout** zu einer **Kapitalwertunterdeckung von EUR 25,35 pro Zählpunkt p.a.** führen. Im Falle eines 80% Rollouts wären dies immerhin noch EUR 18,87 pro Zählpunkt jährlich.

Bei einem flächendeckenden Rollout von **Gas Smart Meter** wären nach Kapitalwertmethode **zusätzliche EUR 175 Millionen bis 2028 erforderlich**. Pro Zählpunkt ergibt sich eine Kostendivergenz von **EUR 8,14 jährlich**.

8.2. Stromnetzbetreiber

Bei den Netzbetreibern wird zwischen **einmaligen Kosten** (CAPEX...Capital Expenditure) und **laufenden Kosten** (OPEX...Operational Expenditure) unterschieden.

Differenz Kapitalwerte einmalige Kosten (most likely)

Die nachstehende Tabelle zeigt eine Differenzbetrachtung der einmaligen Kosten der Rollout Szenarien 80% und 100% verglichen mit dem Fall Business as usual nach Kapitalwertmethode:

<u>Einmalige Kosten</u> in EUR	<u>Business as usual - 80% Rollout</u>		<u>Business as usual - 100% Rollout</u>	
	NPV	NPV / Zählpunkt p.a.	NPV	NPV / Zählpunkt p.a.
Zähler	-581.634.025	-5,82	-710.835.359	-7,11
Datenkommunikation	-226.324.418	-2,26	-383.533.656	-3,84
Montage	-257.175.974	-2,57	-384.030.936	-3,84
Stranded Investments	-15.517.268	-0,16	-18.510.589	-0,19
Systemintegration	-286.791.783	-2,87	-286.791.783	-2,87
Programm Management	-107.121.557	-1,07	-107.121.557	-1,07
Information und Umschulung	-18.980.721	-0,19	-7.588.245	-0,08
Summe	-1.493.545.748	-14,94	-1.898.412.126	-19,00

Tabelle 3 – Einmalige Kosten Strom

Auf einen Blick lässt sich erkennen, dass es **in allen Bereichen zu einer Unterdeckung der Kosten**, signalisiert durch rote Werte, kommt. Am stärksten sind hiervon die **Zählerhardware, die Datenkommunikation, Montageaufwände und die Systemintegration** betroffen. Nach NPV Betrachtung ergibt sich pro Zählpunkt p.a. ein negativer Kapitalwert an einmaligen Kosten von EUR 14,94 im 80% Rollout, und von EUR 19 im 100% Rollout.

Anbei eine Detailansicht der einmaligen Kosten (CAPEX):

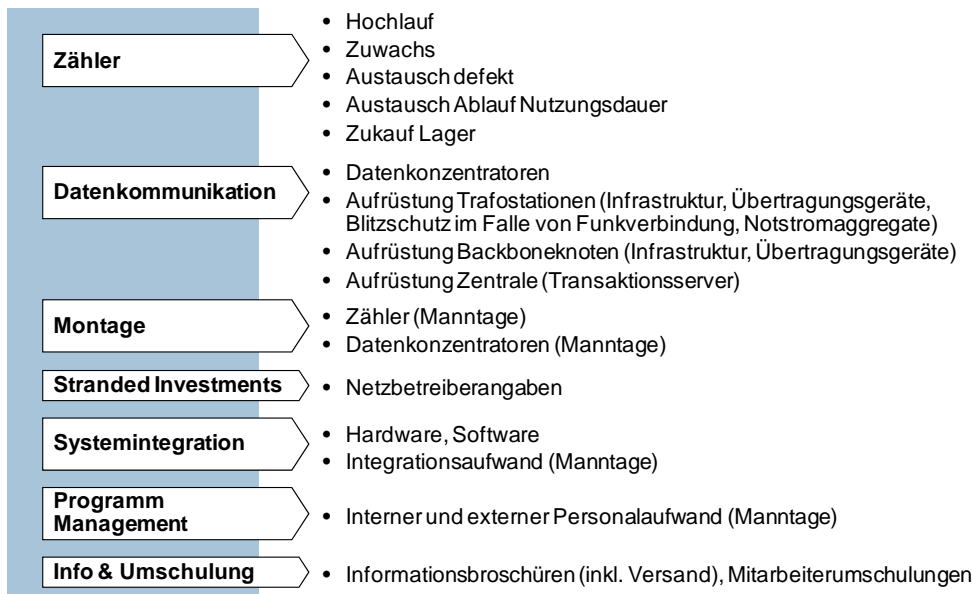


Abbildung 13 – Detailansicht einmalige Kosten Strom

Zählerpark, Montage, Datenkommunikation und die Systemintegration sind die dominierenden Kostenblöcke.

Differenz Kapitalwerte laufende Kosten (most likely)

Bei den laufenden Kosten kann langfristig in den betrachteten Bereichen **Ablesung, Ab- und Zuschaltung** sowie im **Kundenservice ein Nutzen gestiftet werden**. In den genannten Bereichen kommt es im vorliegenden Betrachtungszeitraum sowohl beim 80%- als auch beim 100% Smart Meter Rollout zu Kosteneinsparungen. Dies ist vor allem **auf Einsparungen von personalintensiven Prozessen zurückzuführen**.

In **Summe** jedoch ergibt sich in beiden Fällen ein **negativer Differenzkapitalwert**. Die zusätzlichen laufenden Kosten des **Netzes** (u.a. **Eigenverbrauch, Datenkommunikation und Entstörung**) sowie des **Informationssystems** können durch langfristige Einsparungseffekte in den Bereichen Ablesung, Ab- und Zuschaltung sowie Kundenservice nicht kompensiert werden, siehe nachstehende Tabelle.

**Business as usual -
80% Rollout**

**Business as usual -
100% Rollout**

<u>Laufende Kosten in EUR</u>	<u>NPV</u>	<u>NPV / Zählpunkt p.a.</u>	<u>NPV</u>	<u>NPV / Zählpunkt p.a.</u>
Netz	-305.924.023	-3,061	-579.445.947	-5,798
Ablesung, Ab- u. Zuschaltung	139.458.094	1,395	169.840.688	1,699
Informationssystem	-225.228.419	-2,254	-225.228.419	-2,254
Kundenservice	223.972	0,002	241.504	0,002
Summe	-391.470.375	-3,917	-634.592.173	-6,350

Tabelle 4 – Laufende Kosten Strom

Beim 80% Rollout ergibt sich eine Unterdeckung der laufenden Kosten von EUR 3,9 pro Zählpunkt p.a., beim flächendeckenden 100% Rollout eine von EUR 6,3 pro Zählpunkt jährlich.

Anbei eine Detailansicht der laufenden Kosten (OPEX):

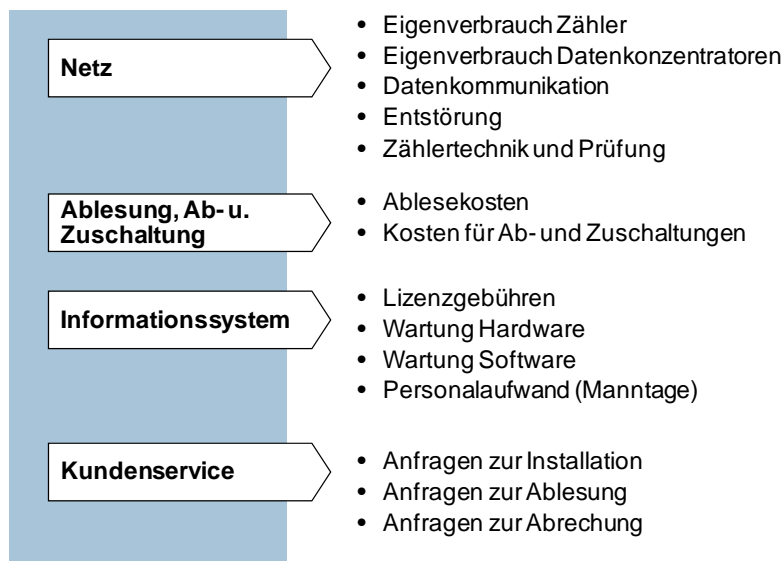


Abbildung 14 – Detailansicht laufende Kosten Strom

Differenz Kapitalwerte summiert (most likely)

Die untenstehende Tabelle zeigt die summierten Differenzwerte der einmaligen und laufenden Kosten nochmals im Überblick.

Kosten Gesamt in EUR	<u>Business as usual - 80% Rollout</u>		<u>Business as usual - 100% Rollout</u>	
	NPV	NPV / Zählpunkt p.a.	NPV	NPV / Zählpunkt p.a.
Summe Einmalig	-1.493.545.748	-14,94	-1.898.412.126	-19,00
Summe Laufend	-391.470.375	-3,917	-634.592.173	-6,350
Gesamt	-1.885.016.123	-18,86	-2.533.004.299	-25,35

Annuität* p.a. in EUR	Annuität p.a.	Annuität / Zählpunkt p.a.	Annuität p.a.	Annuität / Zählpunkt p.a.
Gesamt	199.874.036	32,00	268.582.208	43,00

Tabelle 5 – Differenzkapitalwerte, Annuität

Bei einer Finanzierung der Unterdeckungen wäre nach **Annuitätenmethode** bei einem 80% Rollout eine jährliche Annuität von EUR 200 Millionen, und im **100% Rollout** eine **jährliche Annuität von in Summe EUR 268 Millionen zwischen 2013 und 2028** erforderlich. Auf den Zählpunkt gerechnet ergäbe das im 80% Fall EUR 32 p.a., im flächendeckenden Rollout **EUR 43 jährlich pro Zählpunkt**.

NPV einmalige Kosten pro Zählpunkt p.a. (most likely)

Die größten Mehrkostenblöcke betreffen Zähler, Montage, Systemintegration und die Datenkommunikation.

Verglichen mit dem 80% Rollout steigen die einmaligen Kosten pro Zählpunkt im 100% Rollout um 24%. Dies ist durch höhere Aufwände in den Bereichen Zähler, Montage und Datenkommunikationsinfrastruktur bedingt.

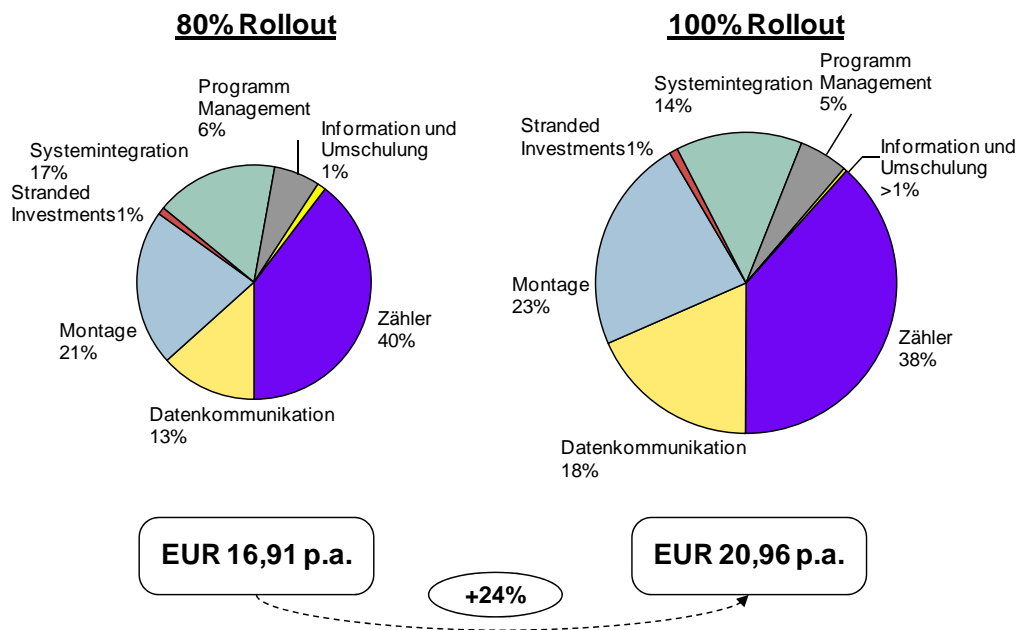


Abbildung 15 – Einmalige Kosten pro Zählpunkt Strom

NPV laufende Kosten pro Zählpunkt p.a. (most likely)

Die größten Kostenblöcke bei den laufenden Mehrkosten betreffen Netz (Eigenverbrauch und Datenkommunikation), Ablesung (incl. Ab- und Zuschaltung) sowie die Kosten für das Informationssystem. Die laufenden Kosten pro Zählpunkt p.a. steigen bei einem flächendeckenden gegenüber einem 80%-Rollout, hauptsächlich bedingt durch höhere Netzkosten, um 29% auf EUR 10,74 p. a. pro Zählpunkt

Die Aufwände für die Ablesung, Ab- und Zuschaltung verringern sich durch den Einsatz von Smart Meter. Machen sie bei herkömmlichen Zählern noch 64% der betrachteten Kosten aus, so sinkt der Anteil bei einem 80% Rollout auf 17%, und bei einem 100% auf 10% gemessen an den gesamten laufenden Kosten.

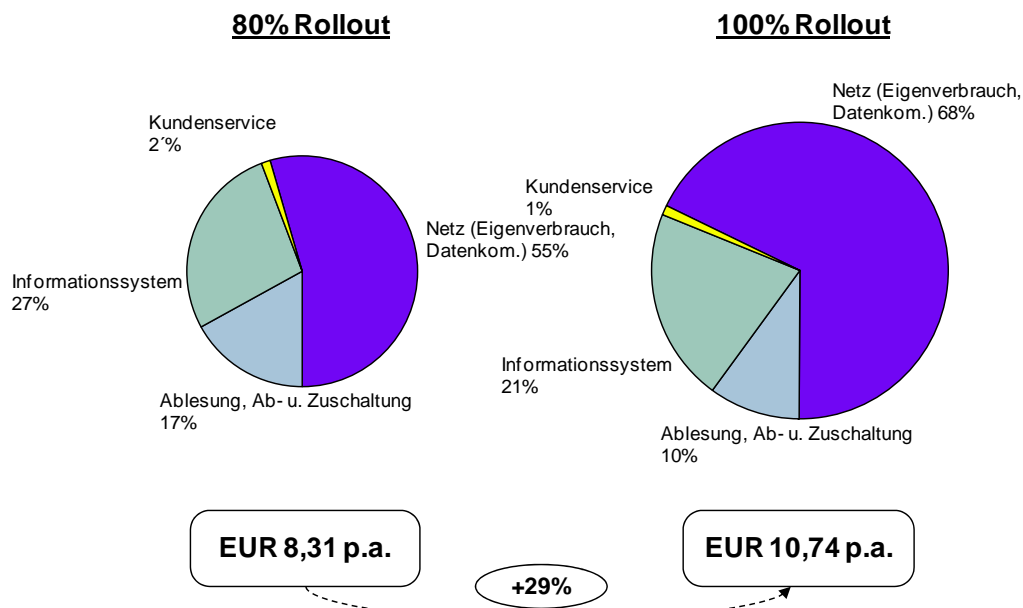


Abbildung 16 – Laufende Kosten pro Zählpunkt Strom

Gesamtkosten „Turn Key“ 80% Rollout (most likely)

Die Gesamtkosten eines 80% „Turn Key“ Rollouts beinhalten alle Kosten zu Nominalwerten, welche durch die Umrüstung von 80% aller Zählpunkte auf Smart Meter bis 2020 entstehen. Ausgenommen davon sind die Inbetriebnahme und laufende Kosten.

Kosten in Mio EUR	Worst Case	Most Likely	Best Case
Zähler (nur Hochlauf)	649	34% 538	428
Zählermontage	241	12% 193	161
Datenkommunikation	430	26% 409	388
IT Systemintegration	262	17% 262	262
Programm Management	129	8% 129	129
Marketing, Call Center, Training	21	1% 16	13
Stranded Investments	24	2% 24	24
Summe (Mio EUR)	1.756	1.572	1.404
Pro Smart Meter (EUR)	354	316	283



Tabelle 6 – Kosten Turn-Key Stadium 80% Rollout Strom

Der **Aufbau einer 80% Smart Meter Infrastruktur** erfordert ein **Investitionsvolumen von ungefähr EUR 1,6 Milliarden zu Nominalwerten**.

Den größten Kostenfaktor stellt mit EUR 538 Millionen der Zählerpark dar. Inklusiv Montage beläuft er sich auf nahezu die Hälfte der Gesamtkosten. Mit fast einem Drittel gemessen an den Gesamtkosten schlägt die Datenkommunikationsinfrastruktur zu Buche (EUR 409 Millionen). Die IT Systemintegration beläuft sich auf EUR 262 Millionen bzw. macht 17% der Gesamtkosten aus.

Pro Smart Meter Zählpunkt würde das Gesamtkosten von **EUR 316** bedeuten (Most Likely).

Gesamtkosten „Turn Key“ 100% Rollout (most likely)

Eine **landesweite „Turn Key“ Smart Meter Infrastruktur**, in Richtung Smart Grid gehend, erfordert ein **Investitionsvolumen von ca. EUR 2 Milliarden zu Nominalwerten**.

Kosten in Mio EUR	Worst Case	Most Likely	Best Case
Zähler (nur Hochlauf)	831	33% 690	550
Zählermontage	307	12% 246	205
Datenkommunikation	744	34% 706	669
IT Systemintegration	262	13% 262	262
Programm Management	129	6% 129	129
Marketing, Call Center, Training	26	1% 20	15
Stranded Investments	30	1% 30	30
Summe (Mio EUR)	2.330	2.084	1.861
Pro Smart Meter (EUR)	375	336	300



Tabelle 7 – Kosten Turn-Key Stadium 100% Rollout Strom

Im Vergleich zum 80% Rollout verdoppeln sich nahezu die Datenkommunikationskosten bei einem landesweiten Rollout. Dies ist auf die steigende Anzahl an aufzurüstenden Trafostationen zurückzuführen. Bei einem 80% Rollout müssen 50% aller Trafostationen; bei einem 100% Rollout 87% aller Trafostationen mit der erforderlichen Datenkommunikationsinfrastruktur ausgestattet werden. Gemessen an den Gesamtkosten steigt der Anteil der Datenkommunikation im Vergleich zum 80% Rollout von 26% auf 34%.

Pro Smart Meter Zählpunkt würde das Gesamtkosten von **EUR 336** bedeuten (Most Likely).

Cashflow 80% Rollout (most likely)

Die Cashflow-Betrachtung ergibt eine jährliche Unterdeckung der Erhaltungs- und Betriebskosten des Zählerparks. Hierbei werden alle aufsummierten Ein- und Auszahlungen zum Zeitpunkt der Entstehung betrachtet.

Im Rollout und Betrieb des Zählerparks fallen durch den Einsatz von Smart Meter jährlich zusätzliche Kosten an. Dies entspricht auch den Ergebnissen der Kapitalwertbetrachtung.

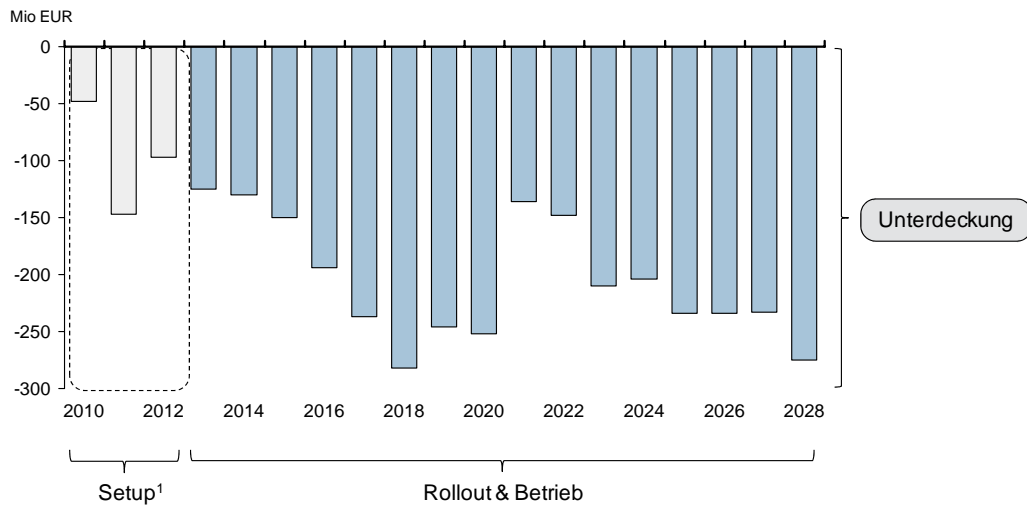


Abbildung 17 – Cashflow 80% Rollout Strom

Während der Setup-Phase¹ werden ausschließlich notwendige Vorarbeiten angesetzt (u.a. Projekt Management, IT-Integration), da die Mess- und Zählaktivitäten bis Ende 2012 in allen betrachteten Szenarien gleich wären.

Cashflow 100% Rollout (most likely)

Auch im 100% Rollout ergibt die Cashflow-Betrachtung im ausgewählten Zeithorizont eine jährliche Unterdeckung der Erhaltungs- und Betriebskosten des Zählerparks.

Im Rollout und Betrieb des Zählerparks fallen durch den Einsatz von Smart Meter jährlich zusätzliche Kosten an. Dies entspricht auch den Ergebnissen der Kapitalwertbetrachtung.

Während der Setup-Phase¹ werden ausschließlich notwendige Vorarbeiten angesetzt (Hauptblöcke: Projekt Management, IT-Integration) da die Mess- und Zählaktivitäten bis Ende 2012 in allen betrachteten Szenarien gleich wären.

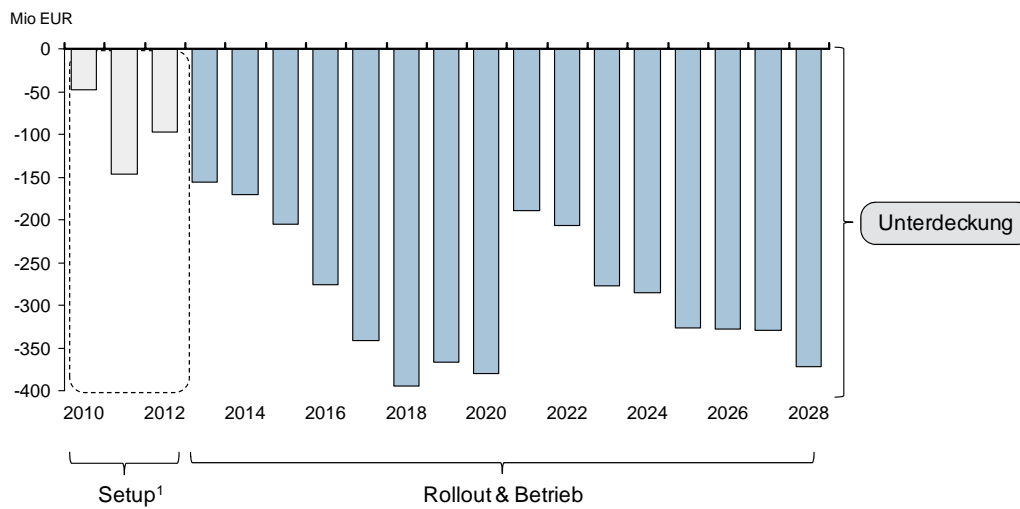


Abbildung 18 – Cashflow 100% Rollout Strom

Vergleich der Kapitalwerte der Rollout-Szenarien

Die nachstehende Abbildung zeigt die Kapitalwerte aller drei Szenarien mit ihren unterschiedlichen Ausprägungen.

Die größte Bandbreite an möglichen Kapitalwerten weist der flächendeckende Rollout auf. In Abhängigkeit der Ausprägung bewegt sich der **Kapitalwert zwischen EUR 2,8 Milliarden im besten und EUR 3,5 Milliarden im schlechtesten Fall.**

Im 80 % Rollout liegt der Korridor zwischen EUR 2,2 Milliarden und EUR 2,8 Milliarden.

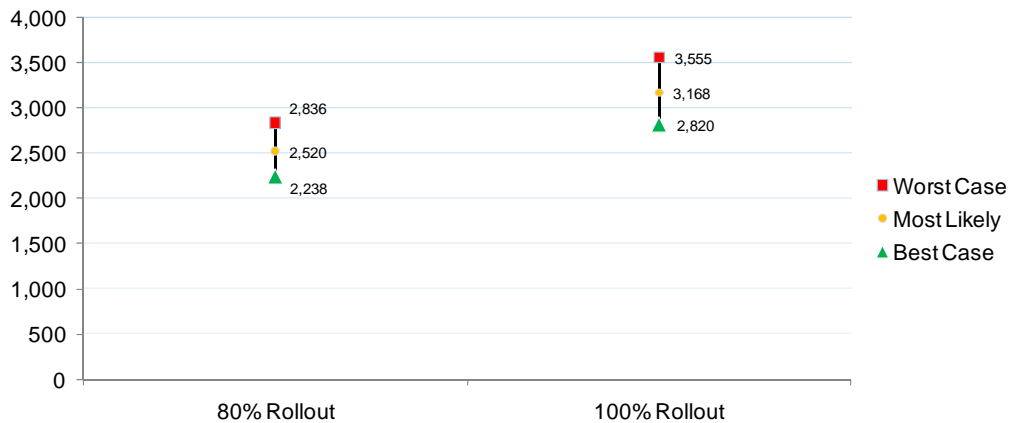


Abbildung 19 – Unterschiedliche Ausprägungen Strom

Eigenverbrauch

Der Eigenverbrauch der Netzinfrastruktur (Zähler, Datenkonzentratoren, Übertragungsgeräte) steigt in Summe durch den Einsatz von Smart Meter um 77% und damit auch die verbundenen Kosten. Bei einem 80% Rollout ist der Eigenverbrauch immerhin noch um 67% höher als im Falle Business as usual.

Smart Meter weisen einen höheren Eigenverbrauch als konventionelle Ferrariszähler auf. Dieser hängt bei elektronischen Zählern vom entsprechenden Betriebsmodus ab, Stand-by Betrieb bzw. sende/empfangs Modus. Im sende/empfangs Modus erhöht sich der Eigenverbrauch.

Datenkonzentratoren und Übertragungsgeräte müssen mit einer Spannungsversorgung ausgestattet werden um die Datenverarbeitung und –übermittlung zu ermöglichen.

Im Jahre 2020 müssen für den Eigenverbrauch des Zählerparks im Fall Business as usual ca. EUR 11 Millionen aufgewandt werden. Im 100% Rollout fallen 2020 ca. EUR 19 Millionen für die Beschaffung der notwendigen Energie für den Betrieb des Zählerparks und der Datenkommunikationsinfrastruktur an.

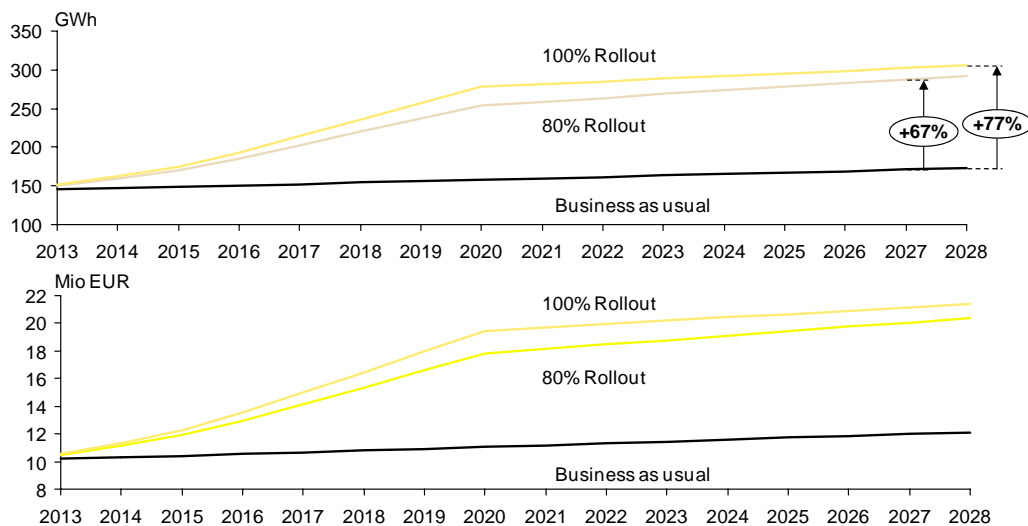


Abbildung 20 - Eigenverbrauch

Gesamtbetrachtung

Die nachstehenden Abbildungen zeigen die Barwertdifferenzen der beiden Rollout Szenarien zum Business as usual. In Abbildung 24 als Jahreswerte, in Abbildung 25 kumuliert.

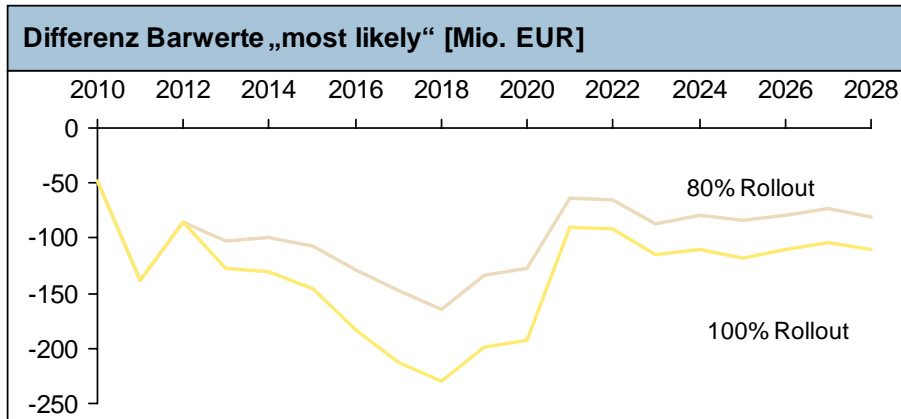


Abbildung 21 – Differenz Barwerte Strom

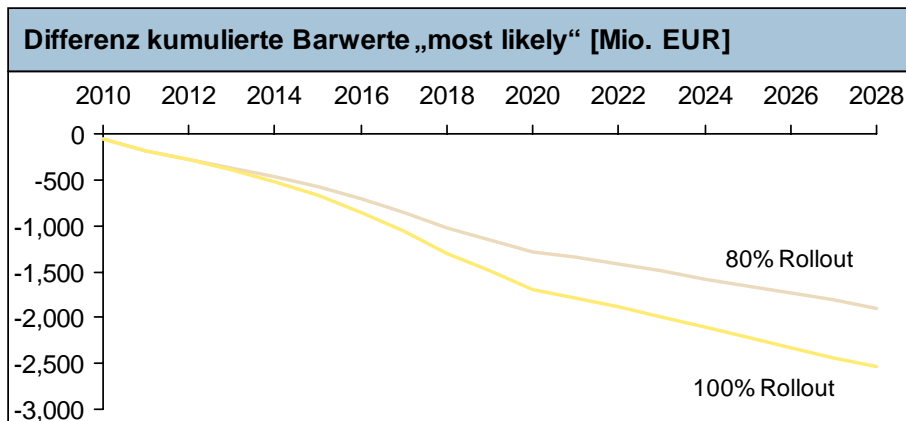
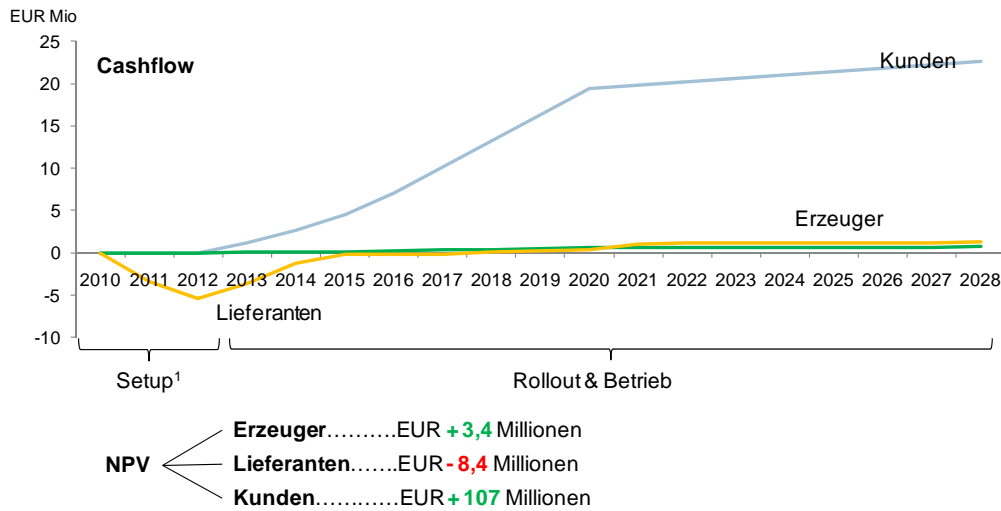


Abbildung 22 - Differenz kumulierte Barwerte Strom

8.3. Erzeuger/Lieferanten/Kunden/Volkswirtschaft

Differenz Cashflow BAU vs. 80% und 100% Rollout (most likely)

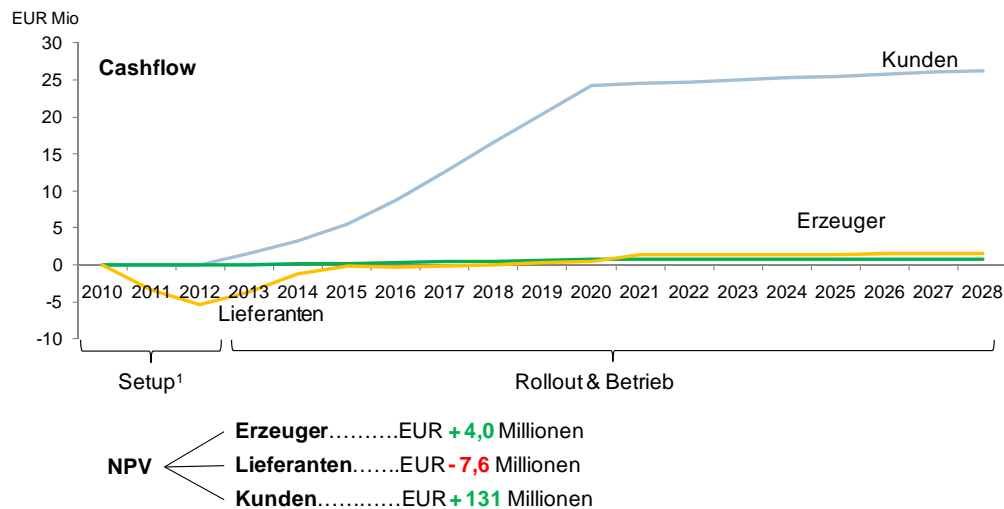
Erzeuger, Lieferanten und Kunden wurden nur für den Strombereich betrachtet. Alle weisen am Ende des Betrachtungszeitraums einen positiven Cashflow auf. Allerdings benötigen die Lieferanten durch Produkt-/Tarif-Entwicklung, Schulung und interne wie externe Kommunikation Anfangsinvestitionen.



1) Ausschließlich Betrachtung von Setup Kosten da Mess- und Zählaktivitäten bis Ende 2012 indifferent

Abbildung 23 - Erzeuger/Lieferanten/Kunden 80% Rollout Strom

Der Differenzkapitalwert der Kunden beträgt EUR 107 Millionen. Bei ihnen eröffnet sich das größte Nutzenpotential. Auch der Differenzkapitalwert der Erzeuger ist mit EUR 3,4 Millionen positiv. Einzig für die Lieferanten ergibt sich ein negativer Kapitalwert von EUR -8,4 Millionen im Vergleich zu Business as usual.



1) Ausschließlich Betrachtung von Setup Kosten da Mess- und Zählaktivitäten bis Ende 2012 indifferent

Abbildung 24 - Erzeuger/Lieferanten/Kunden 100% Rollout Strom

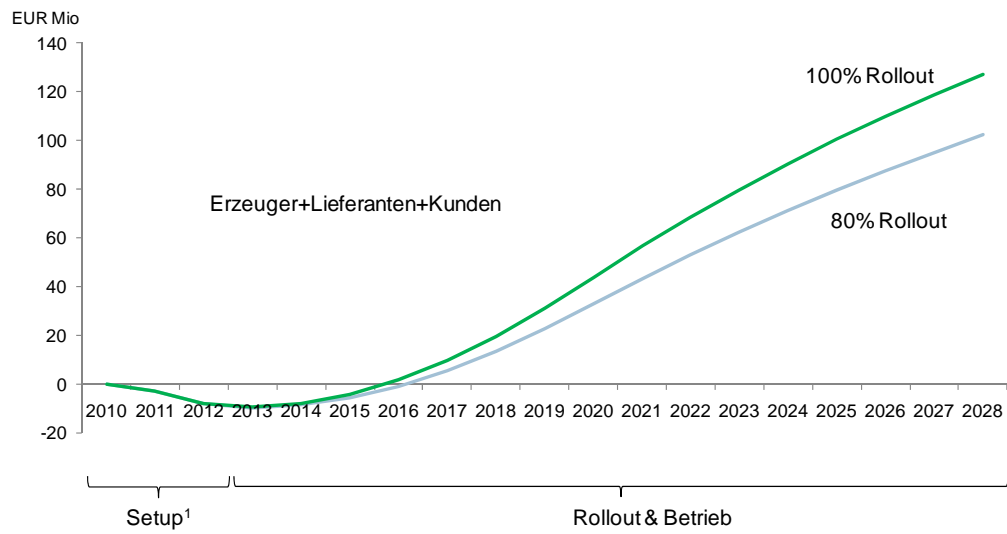
Bei einem **landesweiten 100% Rollout** ergeben sich ähnliche Verhältnisse. Das Nutzenpotenzial erstreckt sich dabei über einen größeren Kundenkreis.

Der Differenzkapitalwert der Kunden beträgt hierbei EUR 131 Millionen, jener der Erzeuger EUR 4,0 Millionen. Einzig für die Lieferanten ergibt sich ein negativer Kapitalwert von EUR -7,6 Millionen im Vergleich zu Business as usual.

Differenz kumulierte Barwerte (most likely)

Der Differenzkapitalwert der Erzeuger, Lieferanten und Kunden in Summe ist ab 2016 positiv. Bei einem flächendeckenden Rollout errechnet sich ein Nutzenpotential von EUR 127 Millionen bezogen auf das Jahr 2010.

Für einen 80% Rollout konnten bei Erzeugern, Lieferanten und Kunden in Summe Kosteneinsparungen von EUR 102 Millionen errechnet werden.

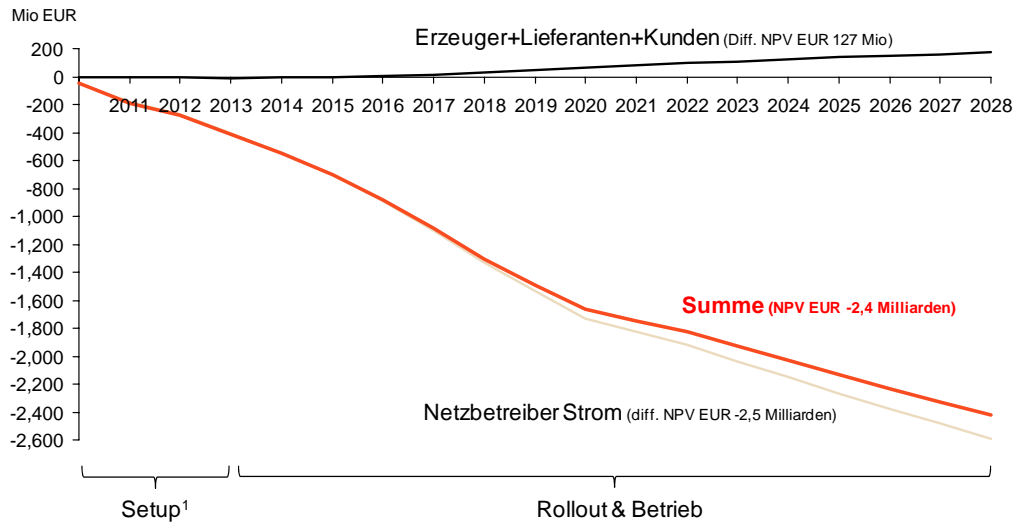


1) Ausschließlich Betrachtung von Setup Kosten da Mess- und Zählaktivitäten bis Ende 2012 indifferent

Abbildung 25 – Differenz kumulierte Barwerte Erzeuger/Lieferanten/Kunden Strom

Erzeuger, Lieferanten und allen voran die Kunden sind im Strombereich die Nutznießer einer Smart Meter Einführung. Mit Ausnahme der Lieferanten entstehen für diese Marktteilnehmer unter den angenommenen Voraussetzungen keine zusätzlichen Kosten durch eine neue Zählertechnologie.

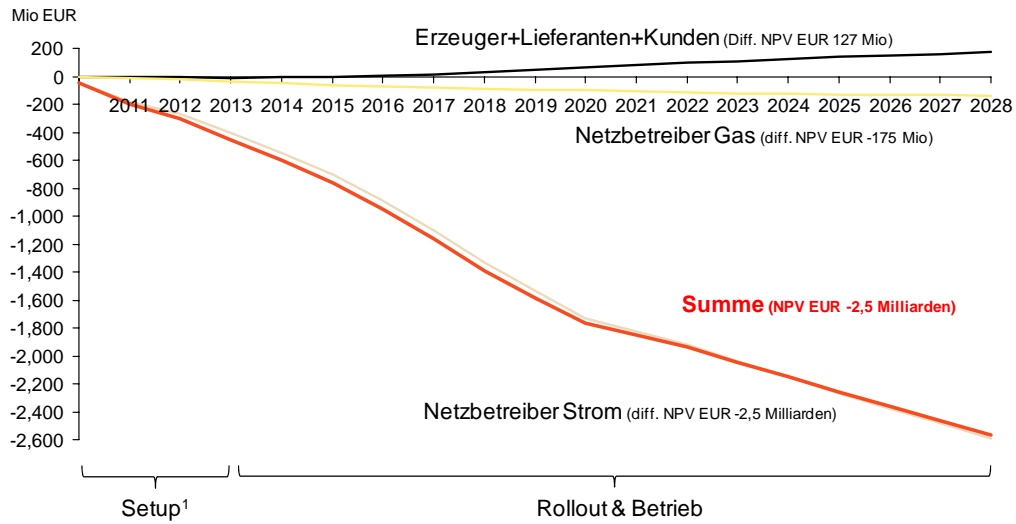
Aus **gesamtwirtschaftlicher Sicht** (Unterdeckung der Netzbetreiber – Überdeckung Erzeuger/Lieferanten/Kunden) ergibt ein flächendeckender Rollout von Strom Smart Meter einen **negativen NPV von EUR -2,4 Milliarden**.



1) Ausschließlich Betrachtung von Setup Kosten da Mess-und Zählaktivitäten bis Ende 2012 indifferent

Abbildung 26 – Volkswirtschaft ohne Gasnetzbetreiber

Auch unter Einbezug von Gas Smart Meter ergibt sich in Summe über alle Wertschöpfungsstufen ein negativer NPV von EUR -2,5 Milliarden.



1) Ausschließlich Betrachtung von Setup Kosten da Mess- und Zählaktivitäten bis Ende 2012 indifferent

Abbildung 27 - Volkswirtschaft mit Gasnetzbetreibern

9. ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG

Zusammenfassendes Ergebnis der Kosten – Nutzen Analyse

Die vorliegende Studie einer Kosten – Nutzen Analyse einer österreichweiten Smart Metering Einführung (bei Strom und Gas) hat ein **klares Ergebnis**: ein flächendeckender 100% Rollout von Strom- und Gas-Smart Meter verursacht mit dem heutigen Annahmengerüst **2,708 Milliarden EUR an Mehrkosten** (nach **Kapitalwertmethode, NPV**) gegenüber dem weiteren Verbau konventioneller Zähler im **Betrachtungszeitraum bis 2028**.

Betrachtet man den **Strombereich alleine** werden wahrscheinlich **Mehrkosten (NPV)** von ca. **2,533 Milliarden EUR** auf der Wertschöpfungsstufe **Netzbetreiber** schlagend. Rechnet man von diesen Mehrkosten **127 Mio. EUR Nutzenstiftung (NPV)** durch Smart Meter für die anderen Teilnehmer der **Wertschöpfungskette Strom (Erzeuger, Lieferanten und Kunden)** ab, so bleiben **gesamtwirtschaftliche Mehrkosten in der Größenordnung von ca. 2,4 Milliarden EUR**.

Die **2,533 Milliarden EUR Mehrkosten** bis 2028 (das sind **25,35 EUR pro Zählpunkt pro Jahr**) für die **Stromnetzbetreiber** teilen sich auf in **1,898 Milliarden EUR einmalige (CAPEX)** Mehrkosten und **634 Mio. laufende (OPEX)** Mehrkosten (NPV).

Bei den **einmaligen CAPEX** Mehrkosten fallen die größten Positionen auf **Zähler (38%) und Montage (20%, zusammen 58%), Datenkommunikation (20%) und IT-Systemintegration (15%)**.

Bei den **laufenden OPEX** Kosten entfallen alleine **68% auf das Netz** (u.a. Eigenverbrauch, Datenkommunikation) und **21% auf IT-Kosten**.

Die **2,533 Milliarden Mehrkosten** für die österreichischen Stromnetzbetreiber bis 2028 würden bei einer Finanzierung der Unterdeckung nach der **Annuitätenmethode** eine **jährliche Annuität von 268 Mio. EUR** oder **43 EUR pro Zählpunkt p.a.** bedeuten.

Methodik

Diese Kosten – Nutzen Analyse einer österreichweiten Smart Metering Einführung wurde in enger Zusammenarbeit mit dem **Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ)** und zahlreicher Mitgliedsunternehmen erstellt. Dadurch konnte sichergestellt werden, dass viele notwendige Detaildaten sehr genau die Realität abbilden und in der Aggregation auf Gesamt-Österreich für entsprechende Genauigkeit sorgen.

Dies ist umso wichtiger, als dass eine solch umfassende Gesamtwirtschaftlichkeitsstudie, die nur die Zukunft zum Inhalt hat, natürlich nur auf Basis eines **umfassenden Annahmengerüstes** erarbeitet werden kann. Diese Annahmen wurden allesamt nach z.T. äußerst detaillierten Diskussionen und Abwägungen nach besten Wissen und Gewissen in der **gemeinsamen Arbeitsgruppe** mit dem VEÖ und seiner Mitglieder festgelegt. Dennoch ist die o.a. „81% Detailbreite“ eine wichtige Validitätsbasis für die vorliegende Studie.

Ziel war es, die Wirtschaftlichkeit einer flächendeckenden Smart Metering Einführung in Österreich zu bewerten. Daher wurde der Ansatz einer **Differenzbetrachtung Smart Metering Einführung vs. Status Quo** (d.h. dem Weiterbestand der traditionellen Zähler bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes 2028) gewählt.

Der eindeutige Fokus der Studie ist der **Strombereich**, wo alle relevanten Kosten- / Nutzenhebel auf der Wertschöpfungskette Strom betrachtet und bewertet wurden: Erzeugung, Netzbetreiber, Lieferanten und Kunden, mit einer besonders genauen und gründlichen Detailtiefe auf der Stufe Netzbetreiber. Im **Gasbereich** wurde nach Entscheidung der Studien-Arbeitsgruppe nur die Wertschöpfungsstufe Gasnetzbetreiber bearbeitet. Dies geschah dann in enger Abstimmung mit den drei größten Gasnetzbetreibern Österreichs, die ca. 82% aller Gas-Zählpunkte in Österreich repräsentieren. Also auch hier eine relativ breite Basis um auf Gesamtösterreich hoch zu extrapolieren.

Zusammenfassende Bewertung und Ausblick

Nach reinen Wirtschaftlichkeits-Kriterien macht die flächendeckende Einführung von Smart Metering **keinen Sinn**. Ungeachtet dieser rein wirtschaftlichen Gesichtspunkte mögen jedoch andere immer stärker werdende Zukunftstrends wie dezentrale Erzeugung und e-Mobility eine erneute Betrachtung notwendig machen.

Die ursprüngliche Hauptmotivation der EU im 3. Legislativen Paket für die EU-Energiemärkte im Annex A eine flächendeckende Einführung von Smart Metering in Europa bis 2020 vorzusehen, war sicher die Annahme, über eine zeitnähere Information der Energie-Konsumenten deren Verbrauchsverhalten bewusster zu machen und die Verbraucher so zu einem sparsameren Umgang mit der knappen Ressource Energie zu motivieren. Eines der drei 20%-Ziele (20% Verbrauchssenkung bis 2020) sollte so mit erreicht werden.

Erste verheißungsvolle Nachrichten aus Nordamerika bezüglich Smart Metering schienen dazu auch Anlass zu geben. Allerdings wurde nicht (oder zu wenig) bedacht, dass wichtige Rahmenbedingungen für den Stromverbrauch eines Durchschnittshaushalts in Nordamerika z.T. gänzlich unterschiedlich zu Europa bzw. insbesondere Zentral-Europa sind. Ein um den Faktor 10 höherer Jahres-Stromverbrauch eines nordamerikanischen Durchschnittshaushaltes bedeutet natürlich auch ein vielfach höheres Potential für einen bewussteren Umgang mit Energie und Strom. Dass hier in frühen Smart Metering Einführungen über tatsächliche Ver-

brauchsreduktionen berichtet wurde, ist im Grunde genommen wenig überraschend. Eine insuffiziente thermische Isolierung vieler (Holz-)Häuser dort verbunden mit einem extremeren (Kontinental-)Klima als in unseren Breiten in Europa machen das auch verständlich.

Trotz dieser Ernüchterung in dem noch jungen Thema sind jedoch zwei wichtige Zukunftstrends zu beobachten:

- Starke Zunahme **dezentraler Stromerzeugung** durch erneuerbare Energiequellen (Wind, Solar, etc.)
- **E-Mobility**: starker politischer Wille Verbrennungsmotoren in PKWs durch einen Elektroantrieb zu ersetzen.

Beide Makrotrends erfordern bei entsprechender Ausprägung ein leistungsstarkes, intelligentes Strom-Netz (**Smart Grid**). Die Frage wird dann sein, wer für eine politisch gewollte notwendige Infrastruktur zahlt, denn **Smart Grids werden so wie früher Strasse und Eisenbahn in Zukunft Basis-Infrastruktur sein.**

10. ABKÜRZUNGEN

ADSL Asymmetric Digital Subscriber Line

BAU Business as usual

CAPEX Capital Expenditure

CAS Central Access Server

CEN Comité Européen de Normalisation

CENELEC Comité Européen de Normalisation Electrotechnique

CRM Customer Relationship Management

DK Datenkonzentrator

DM Data Management

DMS Data Management System

DS60 Drehstromzähler 60A

DS100 Drehstromzähler 100A

DS Doppel Drehstromdoppeltarifzähler

DSO Distribution System Operator

ECG E-Control GmbH

EDM Energy Data Management

EG Europäische Gemeinschaft

EIWOG Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz

EN Europäische Norm

ETSI European Telecommunications Standards Institute

EU Europäische Union

EUR Euro

EVU Energieversorgungsunternehmen
GIS Geographical Information System
GPRS General Packet Radio Services
GSM Global System for Mobile Communications
GWh Gigawattstunde
IEC International Electrotechnical Commission
IP Internet Protocol
ISO International Organization for Standardization
IS Information System
ISS Internet Self Service
IT Information Technology
kV Kilovolt
kWh Kilowattstunde
LAN Local Area Network
LSTG Laststeuergeräte
MA Mitarbeiter
MDMS Meter Data Management System
MID Measuring Instrument Directive
MT Manntage
MWh Megawattstunde
NLS Netzleitsystem
NPV Net Present Value
OPEX Operational Expenditure
PKW Personenkraftwagen

PLC Power Line Communication

PMO Project Management Office

PSTN Public Switched Telephone Network

RL Richtlinie

SM Smart Meter

SMTP Simple Mail Transfer Protocol

TCP/IP Transmission Control Protocol/Internet Protocol

ToU Time of Use

TSO Transmission System Operator

UMTS Universal Mobile Telecommunications System

VEÖ Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs

WAN Wide Area Network

WFM Work Force Management

WLAN Wireless Local Area Network

WS Wechselstromzähler

ZLM Zähler mit Leistungsmessung

11. ABBILDUNGSVERZEICHNIS

ABBILDUNG 1 – ARCHITEKTUR DATENKOMMUNIKATION	18
ABBILDUNG 2 – IT-ARCHITEKTUR SAP.....	21
ABBILDUNG 3 – IT-ARCHITEKTUR INDIVIDUALLÖSUNG.....	22
ABBILDUNG 4 – IT-ARCHITEKTUR GASNETZBETREIBER	23
ABBILDUNG 5 - INTEGRATIONSPARTNER.....	24
ABBILDUNG 6 – ZÄHLERPARK „BUSINESS AS USUAL“	27
ABBILDUNG 7 – SMART METER HOCHLAUF.....	28
ABBILDUNG 8 – ZÄHLERAUSTAUSCHSZENARIEN	29
ABBILDUNG 10 – KOSTENHEBEL STROM	32
ABBILDUNG 11 – NUTZENHEBEL STROM	40
ABBILDUNG 14 - KAPITALWERTMETHODE	45
ABBILDUNG 15 - MODELLAUFBAU.....	46
ABBILDUNG 16 – DETAILANSICHT EINMALIGE KOSTEN STROM.....	50
ABBILDUNG 17 – DETAILANSICHT LAUFENDE KOSTEN STROM.....	51
ABBILDUNG 18 – EINMALIGE KOSTEN PRO ZÄHLPUNKT STROM	53
ABBILDUNG 19 – LAUFENDE KOSTEN PRO ZÄHLPUNKT STROM	54
ABBILDUNG 20 – CASHFLOW 80% ROLLOUT STROM	57
ABBILDUNG 21 – CASHFLOW 100% ROLLOUT STROM	58
ABBILDUNG 22 – UNTERSCHIEDLICHE AUSPRÄGUNGEN STROM	59
ABBILDUNG 23 - EIGENVERBAUCH	60
ABBILDUNG 24 – DIFFERENZ BARWERTE STROM.....	61
ABBILDUNG 25 - DIFFERENZ KUMULIERTE BARWERTE STROM	61
ABBILDUNG 34 - ERZEUGER/LIEFERANTEN/KUNDEN 80% ROLLOUT STROM.....	62
ABBILDUNG 35 - ERZEUGER/LIEFERANTEN/KUNDEN 100% ROLLOUT STROM.....	63
ABBILDUNG 36 – DIFFERENZ KUMULIERTE BARWERTE ERZEUGER/LIEFERANTEN/KUNDEN STROM.....	64
ABBILDUNG 37 – VOLKSWIRTSCHAFT OHNE GASNETZBETREIBER.....	65
ABBILDUNG 38 - VOLKSWIRTSCHAFT MIT GASNETZBETREIBERN	66

12. TABELLENVERZEICHNIS

TABELLE 1 – ZÄHLERTYPEN STROM.....	13
TABELLE 2 – ZÄHLERTYPEN GAS.....	FEHLER! TEXTMARKE NICHT DEFINIERT.
TABELLE 3 – KAPITALWERTE STROM UND GAS	48
TABELLE 4 – EINMALIGE KOSTEN STROM	49
TABELLE 5 – LAUFENDE KOSTEN STROM	51
TABELLE 6 – DIFFERENZKAPITALWERTE, ANNUITÄT.....	52
TABELLE 7 – KOSTEN TURN-KEY STADIUM 80% ROLLOUT STROM.....	55
TABELLE 8 – KOSTEN TURN-KEY STADIUM 100% ROLLOUT STROM.....	56
TABELLE 9 – EINMALIGE KOSTEN GAS	FEHLER! TEXTMARKE NICHT DEFINIERT.
TABELLE 10 – LAUFENDE KOSTEN GAS.....	FEHLER! TEXTMARKE NICHT DEFINIERT.
TABELLE 11 – DIFFERENZKAPITALWERTE, ANNUITÄT. FEHLER! TEXTMARKE NICHT DEFINIERT.	
TABELLE 12 - KOSTEN TURN-KEY STADIUM 100% ROLLOUT GAS.. FEHLER! TEXTMARKE NICHT DEFINIERT.	

13. QUELLENVERZEICHNIS

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), "Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy)", 2006

Capgemini, "Assessment for the launch of a smart metering project: Illustration with the French business case", 2007

Capgemini, "Comparatif international des projets de compteurs évolués sur les marchés électriques de sept États", 2007

Capgemini, "Smart Metering in Germany", 2008

Capgemini, "Smart Metering: A Fresh Approach to Managing Peak Demand and System Security", 2007

Capgemini, "Smart Metering: The holy grail of demand side energy management", 2007

Capgemini, "Smart meters in the Netherlands", 2008

Capgemini, "Smart Metering Deployment Lessons Learned: A Review of 30 Utilities", 2008

Capgemini, "The Capgemini Smart Meter Valuation Model", 2008

Capgemini/The Institute, "Liberalisierung des Messwesens", 2008

CNE, "Spanish Experience - Meter substitution plan: How to set up the substitution of the old meters", 2008

CNE, "Legislation development of the Spanish Electricity Power Act (Volume 10)", 2008

CNE: http://www.cne.es/cne/home2_english.jsp?id_nodo=3

ECG, <http://www.e-control.at>

ERGEG, National reports of EU energy regulatory authorities to the European Commission: http://www.energyregulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20reporting%202008

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, "Smart Metering", 2008

Frontier Economics, "Research into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs", 2008

Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH , "Innovative Stromrechnungen als Beitrag zur nachhaltigen Transformation des Elektrizitätssystems", 2007

KEMA Consulting, "Smart metering for smart people", 2006

Lebensministerium www.lebensministerium.at

Logica CMG, "Energy efficiency, Public attitude, Private action", 2006

M.Cotti - ENEL Network division, "ENEL Telegestore: handling large data volumes", 2006

Ofgem, "Domestic Metering Innovation-Consultation Paper", 2006

Ofgem, "Domestic Metering Innovation-Next Steps", 2006

Ofgem, " DER-Project: Review of progress for period April 2008 – August 2008", 2009

Ofgem, "Innovative Metering", 2006

Ofgem: <http://www.ofgem.gov.uk>

Ofgem, "Metering price control review", 2006

Oxxio, "Automatic Meter Management: A customer's perspective", 2006

RSCAS Policy Papers, "Survey of Regulatory and Technological Developments Concerning Smart Metering in the European Union Electricity Market", 2008

SenterNovem, "Smart Metering for Households: costs and benefits for the Netherlands", 2005

T. Thorkelsson - E.ON Schweden: "Bill ready meter values: A service-oriented approach to AMR/AMM", 2006

Telvent, "AMR pilots in Sweden and Spain", 2005

Union Fenosa, "VEÖ Smart Metering", 2008