

NEUE ANFORDERUNGEN AN BILANZIERUNG UND EINSATZPLANUNG - ERKENNTNISSE AUS ADRES

*Alfred Einfalt

TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft,
Gußhausstraße 25/373-1, 1040 Wien, Tel: 01 58801 37318,
Mail: alfred.einfalt@tuwien.ac.at, Web: www.ea.tuwien.ac.at

Kurzfassung:

In diesem Beitrag werden die ersten Erkenntnisse aus der Forschungstätigkeit rund um die Energiebilanzierung und Einsatzplanung im Forschungsprojekt „ADRES Concept“ dargestellt. Es wird versucht die klassische Kraftwerkseinsatzplanung mit einer „Einsatzplanung light“ in einem Micro Grid gegenüberzustellen. Ziel in ADRES ist es, aufbauend auf den 3 Säulen „Regenerative Erzeugung“, „Effizienter End-Use“ und „Intelligentes Energiesystem“ ein autonomes System zu simulieren und für eine Umsetzung vorzubereiten.



Als Einstieg werden zunächst die Zieldefinitionen des Projekts kurz erläutert. Da die Aufgabenstellung ein Inselnetzsystem impliziert, ist der Bereich der Bilanzierung von Angebot und Nachfrage von großer Bedeutung. Die Eigenschaft des elektrischen Netzes, als ausgleichendes System kann hier nicht genutzt werden.

Danach wird die Beziehung zur klassischen Kraftwerkseinsatzplanung und deren Gliederung hergestellt. Daraus abgeleitet wird insbesondere der Aspekt der unterschiedlichen Zeitbasen näher betrachtet, um die Bandbreite der Aufgabenstellung darzustellen.

Aus dem Projekt ADRES ergeben sich aber auch gravierende Änderungen im Bereich der Flexibilität der Verbraucher. Diese Unterschiede werden in einem eigenen Kapitel erläutert.

Schlussendlich werden die Einflüsse auf die Einsatzplanung dargestellt und die Lösungsansätze im Projekt ADRES dargestellt.

Das Projekt „ADRES Concept“ wird in der Programmlinie „Energie der Zukunft“ aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert.



Keywords: Dezentrale Energieversorgung, Bilanzierung, Einsatzplanung, Erneuerbare Energie, Leistungsautonomie

1 Einleitung

Das Projekt ADRES Concept wurde im Beitrag [1] bei der EnInnov2008 bereits vorgestellt und seitdem sind eine Reihe von Publikationen und Fachvorträgen hinzu gekommen. Dennoch soll an dieser Stelle, zum Einstieg kurz auf die Zieldefinitionen eingegangen werden.

- ADRES – ist ein energie- und leistungsautonomes **Energieversorgungssystem** auf Basis erneuerbarer Energieträger mit **höchsten Effizienzkriterien** in der gesamten Energiekette.
- In diesem Projekt geht es um die **Konzeptentwicklung**, also die Erforschung der technologischen Mechanismen und Rahmenbedingungen für ADRES
- Um das Ziel höchstmöglicher Effizienz zu erreichen, wird die ausschließliche Nutzung **lokal vorhandener, regenerativer Ressourcen** vorgegeben.
- Der Inselnetzansatz impliziert die Nebenbedingung der **Leistungsautonomie**, also jenes Zustands, in dem ein Siedlungskollektiv nicht nur in der Jahressumme sondern auch in Echtzeit ausbalanciert ist.
- Es kann nur dann eine nachhaltige und weit reichende Wende erreicht werden, wenn das **Gesamtsystem aus Aufbringung, Verteilung und Verbrauch zur Effizienz hingeführt** wird.

Die Bandbreite der Inhalte wird auch die folgenden Grafik veranschaulicht.

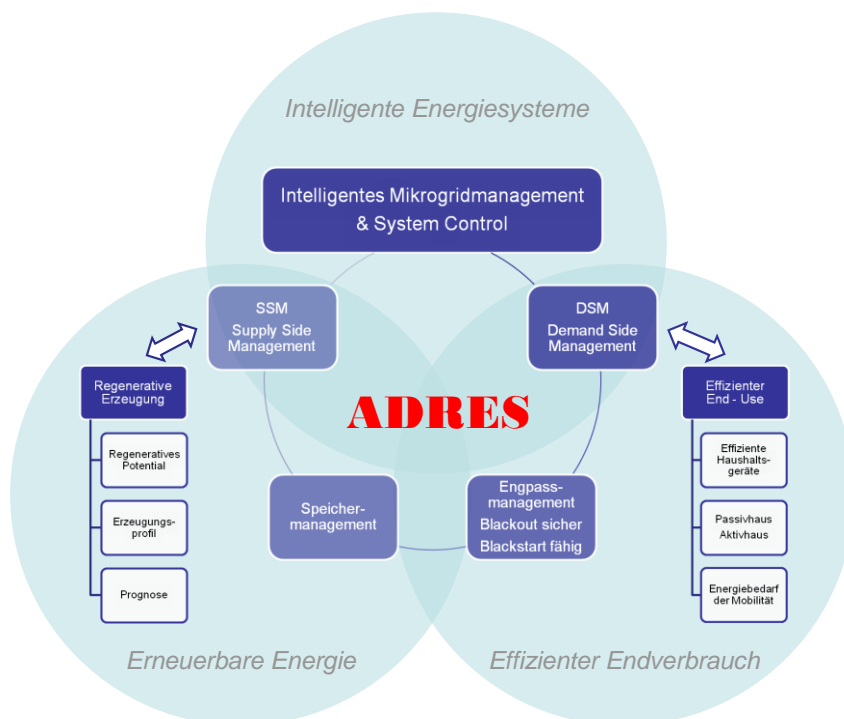


Abbildung 1: "3 Säulen" von ADRES

Die drei Hauptarbeitsgebiete („Säulen von ADRES“) sind effizienter Endverbrauch, Erneuerbare Energien und ein Intelligentes Energiesystem [2].

2 Beziehung zur klassischen Kraftwerkseinsatzplanung

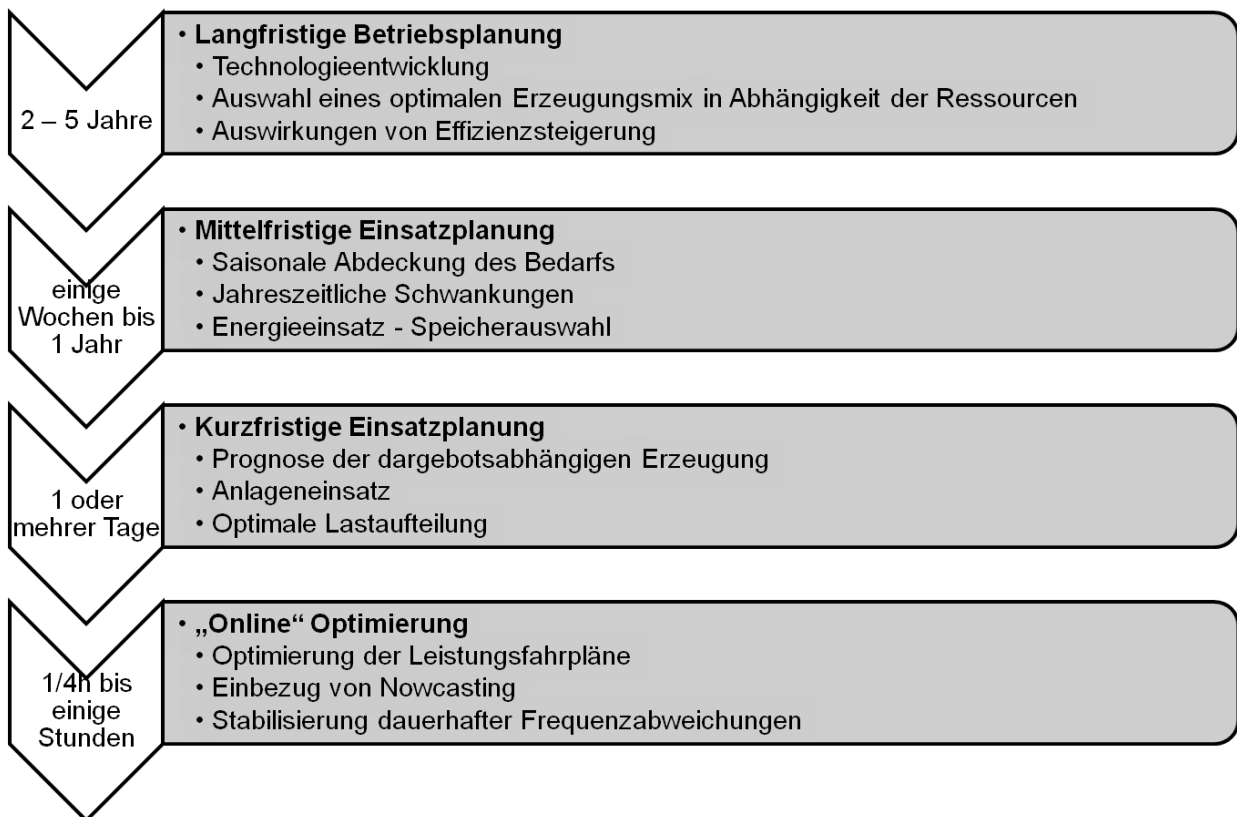


Abbildung 2: Darstellung der adaptierten Einsatzplanung in ADRES

Als erster Ansatz wird versucht die Inhalte entsprechend einer klassischen Ausbau- und Einsatzplanung einzuteilen. So läßt sich im Groben eine Abschätzung über den Umfang der notwendigen Arbeitsschritte treffen. Weder im Projekt ADRES-Concept, bei dem es sich um die erste Stufe des Aufbaus eines derartigen Energieversorgungssystems handelt, noch in diesem Beitrag ist es geplant, die komplette Bandbreite in allen Details zu bearbeiten. Vielmehr geht es darum, die Mechanismen in allen Bereichen zu untersuchen und Schwerpunkte zu setzen.

Solange das Zielsystem nicht in allen Bereichen bekannt bzw. genau festgelegt ist, bestehen zu viele Freiheitsgrade was die Einflussfaktoren betrifft. Erst wenn konkrete Umsetzungsprojekte geplant sind, kann ein Zielsystem mit allen Punkten entwickelt werden.

Im Folgenden soll in diesem Beitrag auf einige Teilaspekte näher eingegangen werden. Dies betrifft vor allem die unterschiedlichen Zeitbereiche und die Änderungen der Aufgabenstellung in ADRES gegenüber einem klassischen Verbundsystem.

3 Zeitbasen als bestimmender Einflussfaktor

3.1 Tägliche und Saisonale Effekte

Wie schon erwähnt ist es aufgrund der Aufgabenstellung notwendig, in einem kleinen Kollektiv den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch herzustellen. Im Beitrag [2] wurden die Einflüsse dargestellt, die durch die geringen Volllaststundenzahlen und die Fluktuativität, insbesondere von Windkraft- und PV-Anlagen, entstehen.

Beim Beitrag [2] wurden die Jahresdauerlinien der Differenz zur Darstellung der Einflüsse unterschiedlicher Erzeugerkombinationen verwendet. Dadurch, dass es sich um eine geordnete Darstellung handelt, gehen natürlich die Informationen über die Zeit verloren.

Nun soll versucht werden konkret auf die Problematik der täglichen und saisonalen Abhängigkeiten einzugehen. Als geeignete Darstellungsvariante erscheint dabei der sogenannte „Carpet-Plot“. Dabei handelt es sich um eine 2-dimensionale Darstellung der Differenzleistung über den Tag im Jahr und die Tageszeit.

3.1.1 Überdimensionierung

Ausgangsbasis ist eine Wohnsiedlung mit 200 H0-Haushalten (effiziente Haushalte mit 2000kWh/a Verbrauch elektrisch), die von einem Mix aus Wind, PV und Wasserkraft versorgt wird. Durch die geringen Volllaststundenzahlen von Wind und PV ist eine Überdimensionierung der Ausbauleistung von ca. Faktor 3 unterlegt.

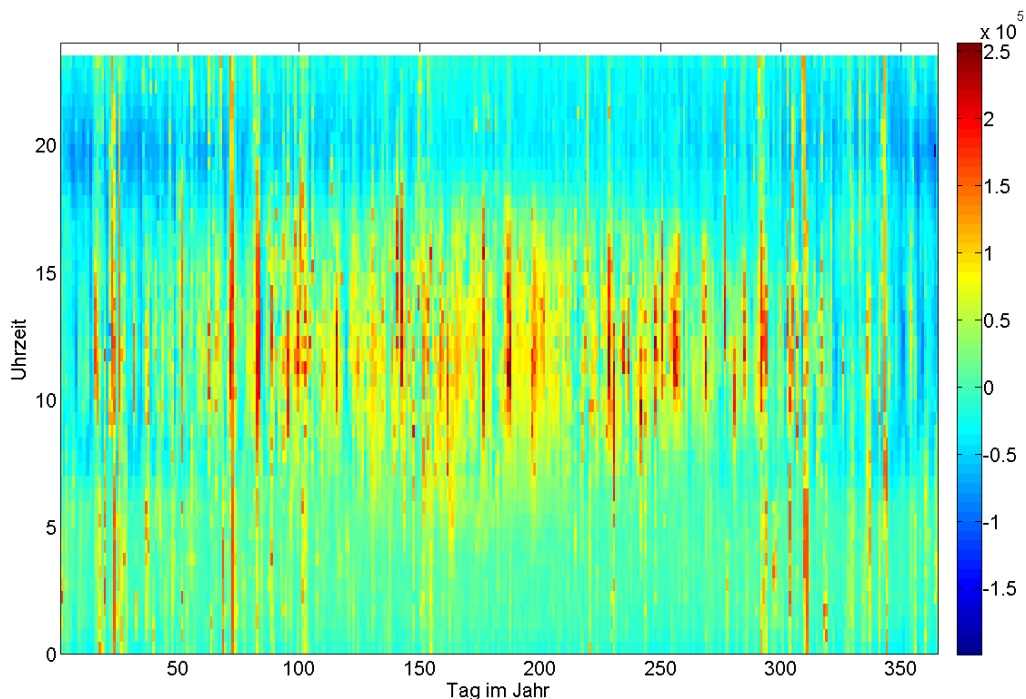


Abbildung 3: Carpet-Plot "Überdimensionierung"

Man sieht sehr deutlich den saisonalen und täglichen Verlauf der Differenz. Im Sommer und tagsüber bei hoher PV-Erzeugung und niedrigem Verbrauch tritt eine starke Überdeckung

auf. Zur Abendspitze und speziell im Winter ist praktisch ständige eine Unterdeckung zu sehen.

3.1.2 „Planbare“ Erzeugungseinheiten

In diesem Szenario ist zusätzlich zum Energiemix „Wind-PV-Wasser“ eine optimiert eingesetzte Biomasse-KWK-Anlage integriert worden. Man sieht sofort den ausgleichenden Einfluss dieser planbaren Einheit. Über große Zeiträume im Sommer kann eine Unterdeckung weitgehend verhindert werden. Allerdings treten im Winter häufiger Situationen auf, in denen nicht genügend Windkraftleistung zur Verfügung steht und die PV-Leistung gleich Null bzw. die Wasserkraft ebenfalls saisonal bedingt gering ist. Dadurch, dass die Ausbauleistung der KWK-Anlage kleiner als die Spitzenlast in den Abendstunden im Winter ist, kann in diesen Zeiträumen die Last nicht gedeckt werden. Abhilfe kann nur durch überregionalen Ausgleich oder Lastreduzierung auf die Ausbauleistung der KWK Anlage geschafft werden.

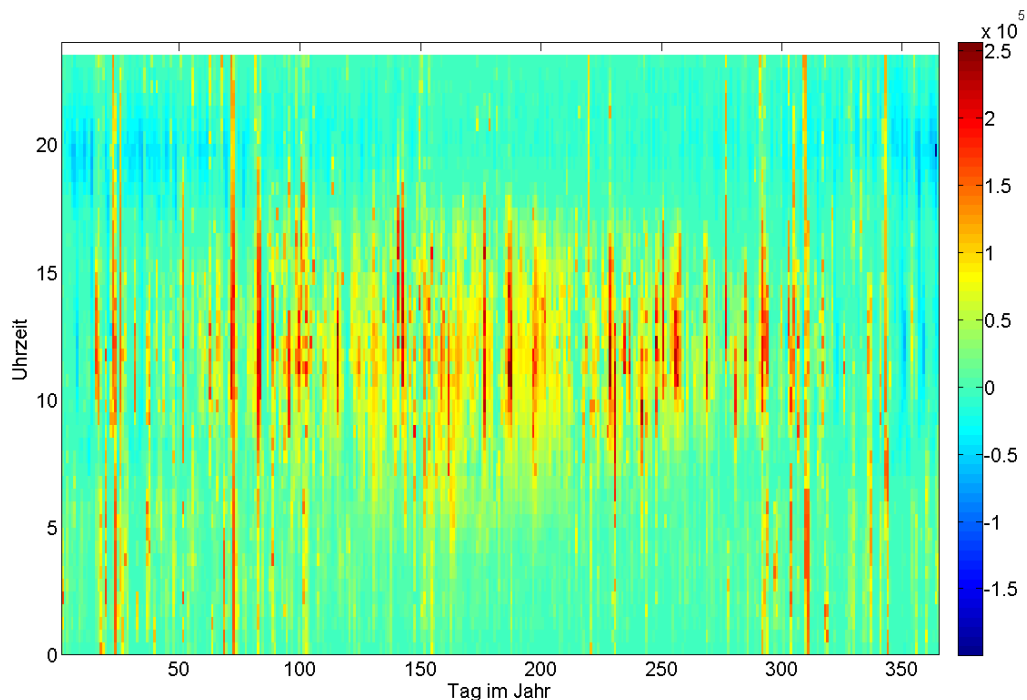


Abbildung 4: Carpet-Plot "planbare KWK Anlage"

3.1.3 Speichereinsatz

Die dritte Abbildung zeigt nun die zusätzliche Verwendung von Speichern. In diesem Fall eine verfügbare Kapazität von 5kWh/HH. Man sieht, dass über weite Bereiche des Jahres eine Deckung erreicht wird. Speziell im Sommer kann allerdings die Energie nicht vollständig genutzt werden. Als Inselnetz betrachtet würde diese Energie verloren gehen. Trotz des hohen Aufwandes treten speziell im Winter noch immer Situationen auf, wo die Last nicht gedeckt werden kann.

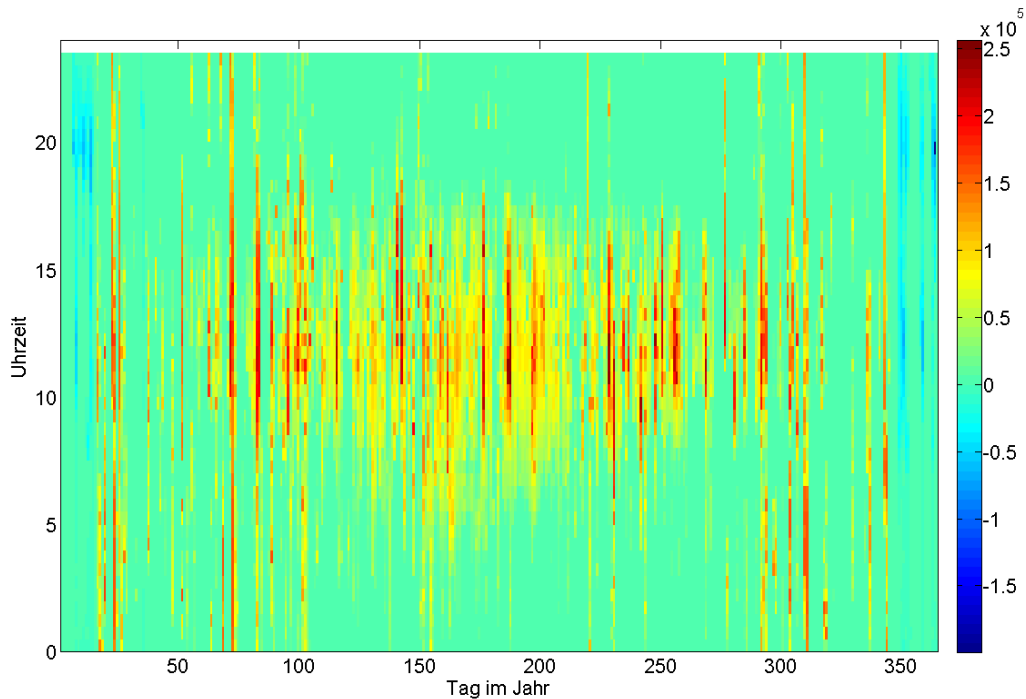


Abbildung 5: Carpet-Plot "Speichereinsatz"

3.2 Datenbasis für Online-Optimierung

Im Bereich der unterschiedlichen Zeitbasen soll hier noch im Detail auf den Bereich der sehr kurzfristigen Einsatzplanung oder Online-Optimierung eingegangen werden. Besonders bei der Auslegung von Speichersystemen ist es wichtig die unterschiedlichen Betriebsbereiche abbilden zu können.

Dabei stellt sich oft die Frage, welche Datengrundlage und insbesondere welche zeitliche Auflösung von Interesse ist. Einen Schritt vorher, bei der kurzfristigen Einsatzplanung reichen meist Stundenwerte aus, da Prognosewerte ohnehin meist nur in dieser Auflösung zur Verfügung stehen. Im Fall von ADRES sind aufgrund der angestrebten Leistungsautonomie auch sehr viel kürzere Zeitbereiche von Bedeutung.

Die folgenden Abbildungen soll die Problematik am Beispiel der Einspeisung einer PV-Anlage für einen „Schönwetter“- und einen „Schlechtwetter“-Tag demonstrieren. Dabei ist die Wirkleistungseinspeisung negativ dargestellt

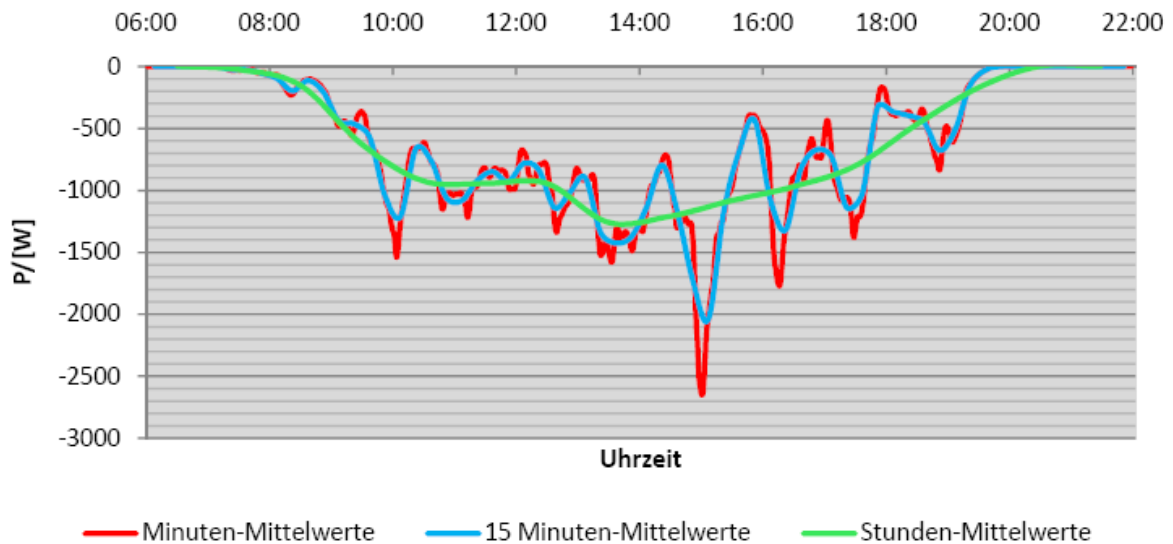


Abbildung 6: Unterschiedliche Mittelwerte „Schlechtwettertag“ [3]

Man sieht sehr deutlich anhand Abbildung 6, dass die Mittelung über größere Zeitbereiche einer Glättung des Verlaufs gleichzusetzen ist. Daraus kann man auch die Eignung bestimmter zeitlicher Auflösungen für die Online-Optimierung abschätzen. Dies gilt natürlich vor allem an Tagen mit stark fluktuierender Erzeugung.

An einem „Schönwettertag“ mit der nahezu ungetrübten Sonnenschein sind auch bei Mittelung über Stundenwerte aussagekräftige Ergebnisse zu erwarten. Der kurze Einbruch aufgrund eines Schattenwurfs um ca. 8 Uhr ist jedoch bei den Stundenwerten nicht mehr ersichtlic. Die Minuten bzw. auch die 1/4h Werte geben diesen Einbruch noch deutlich wieder.

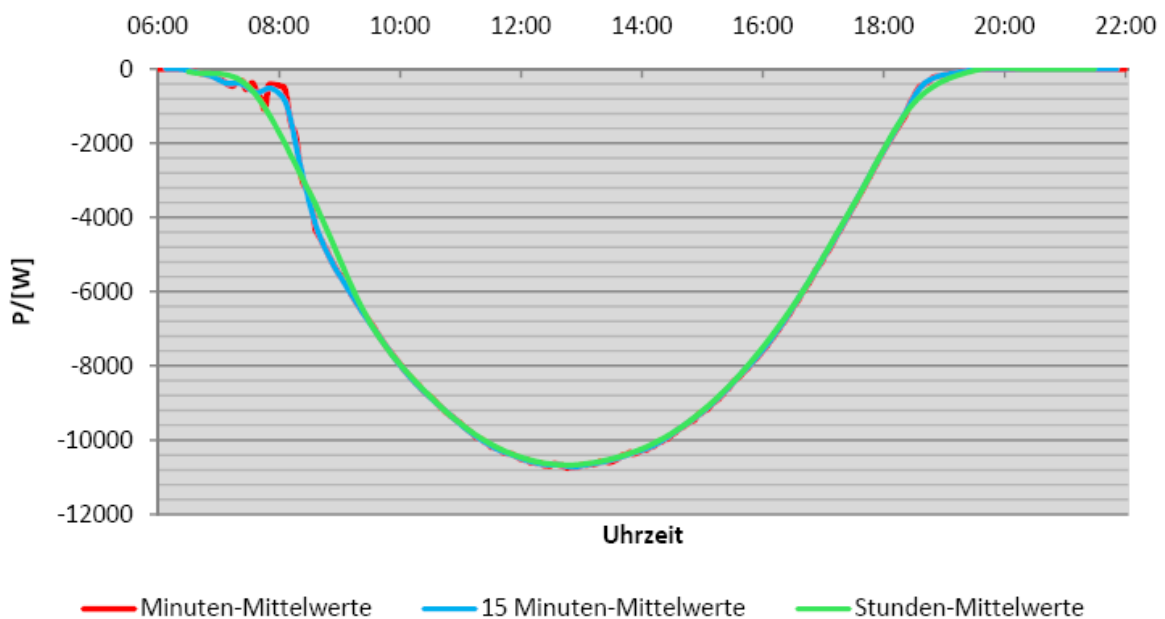


Abbildung 7: Unterschiedliche Mittelwerte „Schönwettertag“ [3]

4 Änderung der Ausgangslage durch effizienten End-Use

4.1 Flexibilität der Last

Ein wesentlicher Punkt im Projekt ADRES Concept ist die Flexibilität der Last. Darunter sind DSM (Demand Side Management) - Maßnahmen im Energie- und Leistungsbereich zu verstehen.

Energetisch sollen bestimmte Benutzergruppen (z.B. Kühlgeräte) in, für den Betrieb des Energieversorgungssystems, günstige Zeiten verschoben werden. Das müssen im Falle eines Inselnetzes nicht vorrangig Schwachlastzeiten sein. In diesem Fall müßte es zu Verschiebung aus Zeiten der Unterdeckung in Zeiten der Überdeckung kommen.

In ADRES soll jedoch insbesondere auch der Bereich der Leistungsanpassung untersucht werden. Ziel ist es, in „Echtzeit“ die Lastleistungen an die Erzeugungen anzupassen. Als Vorarbeit dazu wurde eine Kategorisierung der Verbraucher durchgeführt.

Was bedeutet das für die Energiemanagementstrategien? Für eine gezielte Einsatzplanung ist die Prognose des Lastverhaltens unbedingt erforderlich. In unserem Fall ist die Last nicht, wie sonst üblich, von Datum, Temperatur und Benutzerverhalten abhängig, sondern auch von der unsicheren Prognose der Erzeugungsleistung. Die Last wird sich ja im Laufe des Tages zu einem gewissen Teil an die fluktuative Erzeugung anpassen. Wir haben es mit integralen Nebenbedingungen zu tun, in der einerseits die Unsicherheit der Erzeugungsprognose **und** andererseits die Abweichungen der Lastvorhersage an sich gekoppelt mit der Unsicherheit der Erzeugungsleistung einfließen. Ziel muss es sein, zunächst eine Aussage über die Höhe der Unsicherheiten im Inselnetzbetrieb zu treffen und dann daraus eine Strategie abzuleiten. Es macht jedenfalls keinen Sinn große Aufwendungen in eine exakte Lastvorhersage für die Siedlung zu treffen, wenn ohnehin im Echtzeitbetrieb eine Anpassung stattfindet.

In Abbildung 1 ist plakativ dargestellt, welche Auswirkungen eine Leistungsreduktion auf das Lastprofil haben könnte. Hier wird eine Bandbreite der Leistung von 3% nach oben und 7% nach unten gleichbleibend über den Tag angenommen. Tatsächlich wird sich je nach Einsatzwahrscheinlichkeit von bestimmten Verbrauchergruppen, die sich für Leistungsreduktion eignen, über den Tag eine statistische Verteilung möglicher Lastreduktionspotentiale ergeben.

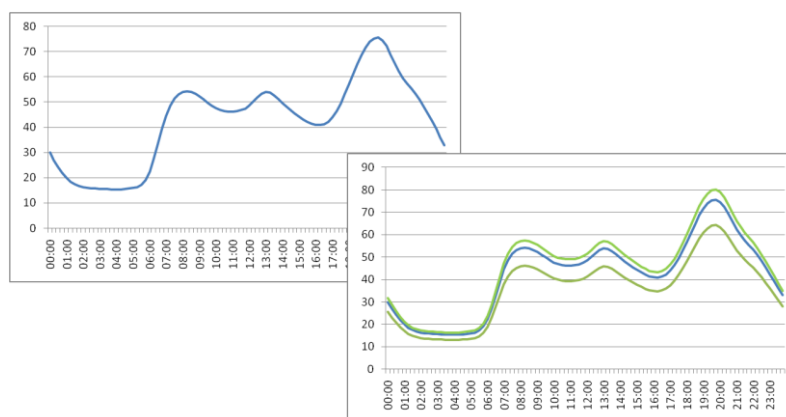


Abbildung 1: Plakative Darstellung der Flexibilität der Last

4.2 Flexibilität der Last durch E-Mobilität

Einen großen Anteil am elektrischen Bedarf in der ADRES-Siedlung wird die E-Mobilität verursachen. Unsicherheiten bestehen dabei in folgenden Bereichen.

- Zeitliche Flexibilität der Ladevorgänge
- Schnellladung vs. Normalladung
- Einfluss von Tarifsystemen zur Verschiebung in Schwachlastzeiten
- Haltbarkeit von Batteriesystemen
- Nutzung der Fahrzeuge als „flexible Last“ oder sogar als „flexibler Speicher“

Im Projekt ADRES Concept werden für den Inselbetrieb in jedem Fall kapazitätsstarke Speichersysteme erforderlich sein. Ob diese stationär vorhanden sind oder zum Teil aus verfügbaren Fahrzeugen bestehen, ist für die grundsätzliche Optimierung nicht relevant. Sollten die Fahrzeuge auch als Speicher Verwendung finden, bedeutet dies für die Energiebilanzierung, eine zusätzliche stochastische Größe. Zu bestimmen wäre: wieviele Fahrzeuge - zu welcher Zeit – welche Speicherkapazität – zur Verfügung stellen können.

Selbst wenn wir zunächst von einer Betrachtung der E-Mobilität ausschließlich als flexible Last ausgehen, bedeutet dies einen erheblichen Einfluss auf das zu versorgende Lastprofil. Je nach Ladestrategie (ungesteuertes -, gesteuertes -, oder „erzeugungsangepasstes“ Laden) müssen andere stochastische Parameter einbezogen werden. In Abbildung 2 soll ein Szenario für gesteuertes Laden veranschaulicht werden. Darin ist das resultierende Lastprofil einer Siedlung mit 200 H0-Haushalten (Verbrauch 2000kWh/a, keine DSM-Maßnahmen) und 100 Elektrofahrzeugen abgebildet. Hier wird z.B. das Lastprofil auf Bandlast ausgeregelt und nur zur Zeit der Abendspitze keine Ladung durchgeführt.

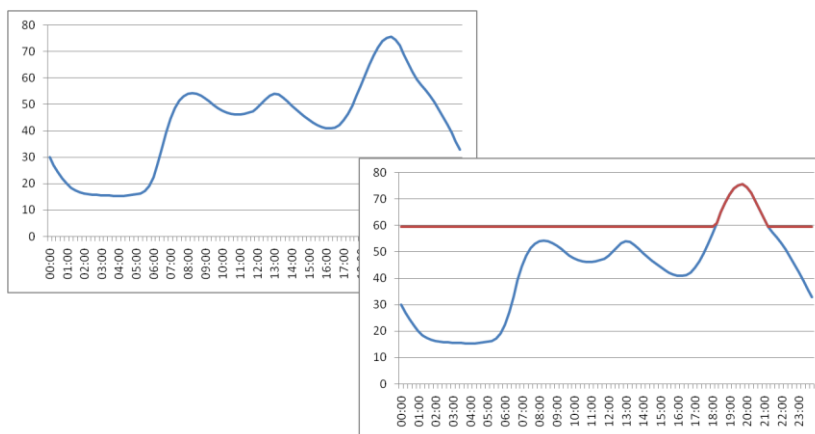


Abbildung 2: Beispielszenario für gesteuertes Laden

5 Schlussfolgerungen und Anforderungen an Einsatzplanung

Wie aus dem bisherigen Inhalten des Beitrages hervorgeht, ist der Verlauf des Lastprofils und auch des Erzeugungsprofils mit großen Unsicherheiten behaft. Darunter sind Prognoseunsicherheiten für Wind- und PV-Einspeisung, die Stochastik der Verfügbarkeit von Geräten mit Leistungsänderungspotential und auch die Stochastik der Verfügbarkeit von

Elektrofahrzeugen. In den drei wesentlichen Gebieten der Erzeugung, dem Lastanpassungsvermögen und der E-Mobilität müssen weitere Punkte beachtet werden.

- Erzeugung mit fluktuativen Ressourcen
 - Ressourcenbeschränkung der planbaren Einheiten (Biomasse „Jahresertrag“).
 - Beachtung der sinkenden Prognosegüte für ein lokal beschränktes Gebiet bei der Prognose von Wind, Sonne und Wasser.
- Lastanpassungsvermögen
 - Durch die Vorgabe von hocheffizienten ADRES-Haushalten sinkt natürlich der Anteil an verschiebbarer/reduzierbarer Last – Erkenntnis: „Effizienzgewinn = DSM Verlust“.
 - Stochastischer Geräteeinsatz ist stark nutzerabhängig und ohne fundierte statistische Daten kaum darstellbar.
 - Flexibilität der Kunden wird zur Zeit als äußerst gering eingestuft – Ohne Beeinflussung der Kunden sind Lastanpassungspotentiale stark eingeschränkt.
- E-Mobilität
 - Robustheit der Speicher bzgl. Zyklenzahl bestimmt ob die Nutzung der Fahrzeuge als „flexible Last“ oder sogar als „flexibler Speicher“ möglich ist.
 - Hinzu kommt in beiden Fällen das Problem, wie denn stochastisch verfügbare Fahrzeuge abgebildet werden können.

Aus all diesen Punkten läßt sich der Schluss ziehen, dass insbesondere das Speichermanagement und daraus abgeleitet die Speicherauswahl von großer Wichtigkeit sein wird. Wie sich bereits abzeichnet, gibt es den „einen“ Speichertyp, der alle Bereiche abdeckt nicht. Deshalb sind Kombinationen unterschiedlicher Technologien anzustreben.

Literatur:

- [1] Einfalt A., Tiefgraber D., Brauner G., Leitinger C., Ghaemi S.: „ADRES – Autonome Dezentrale Regenerative Energie-Systeme“, 10. Symposium Energieinnovation, 13.-15.2.2008, Graz/Austria
- [2] Einfalt A., Tiefgraber D., Leitinger C., Ghaemi S.: „ADRES Concept – Microgrids in Österreich“, 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, IEWT2009, 11.-13.2.2009, Wien/Austria
- [3] Liedler J.: „Monitoring von PV-Anlagen“, Bakkelaureatsarbeit am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der TU Wien, 18.01.2010