Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

NEUE ENERGIEN 2020

Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

STOR-E

Advanced Electrical Storage Facilities to become Economically and Environmentally

Projektnummer: 829929

Deliverable D2.1 – D2.4
Deliverable D3.1 – D3.4
Deliverable D4.1 - D4.5

Datum: 30/10/2013

Verantwortliche Projektpartner: 4ward Energy Research GmbH ; iC Ces GesmbH, EPFL

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 2
1 Deliverable D2.1 - Report on power requirements 3
2 Deliverable D2.2 - Concepts of defined construction sites 61
3 Deliverable D2.3 - Evaluated list of end-user requirements 84
4 Deliverable D2.4 - Summary report on WP2 outcomes 95
5 Deliverable D3.1 - Report on environmental impact statement / legal aspects 113
6 Deliverable D3.2-D3.4 - Summary report on WP3 outcomes 139
7 Deliverable D4.1 - Comparative analysis of existing project results 163
8 Deliverable D4.2 - Economic analysis of WP2&WP3 contributions 183
9 Deliverable D4.3 - Connecting costs, electricity pricing and detailed financing 189
10 Deliverable D4.4 - Proof of particular feasibilities 198
11 Deliverable D4.5 - Exploitation plan towards commercial/industrial infrastructures 218

Hinweis für den Leser:

Es handelt sich bei diesem Dokument um eine Zusammenfassung aller Deliverables. Hierbei wurden die Inhalte in ein Dokument zusammengefügt und entsprechend von 1 bis 11 nummeriert. Die Abbildungsbeschriftungen und Tabellenbezeichnungen wurden jeweils entsprechend des Originaldokuments beibehalten und nicht an die übergeordnete Struktur (1 bis 11) angepasst.

NEUE ENERGIEN 2020

Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

STOR-E

Advanced Electrical Storage Facilities to become Economically and Environmentally

Projektnummer: 829929

Deliverable D2.1
Report on power requirements

Datum: 13/09/2011

Verantwortlicher Projektpartner: 4ward Energy Research GmbH

Inhaltsverzeichnis

1 Deliverable D2.1 - Report on power requirements ... 3
Inhaltsverzeichnis ... 4
1.1 Einleitung ... 5
1.2 Übersicht und Charakterisierung von Stromspeichersystemen ... 5
1.2.1 Grundlagen und Kenngrößen von Stromspeichersystemen ... 5
1.2.2 Übersicht bestehender Speichertechnologien ... 7
1.2.3 Charakteristika von Stromspeichersystemen ... 8
1.2.4 Charakteristika des hydro-pneumatischen Energiespeichersystems ... 14
1.3 Einsatzbereiche und Anforderungen ... 16
1.3.1 Einsatzbereiche für Speichersysteme allgemein ... 16
1.3.2 Anforderungen an Speicher zur Einsatzfähigkeit in den Anwendungsbereichen 33
1.3.3 Zuordnung der Technologien zu Speichereinsatzbereichen und Identifizierung möglicher Anwendungsbereiche für das HyPES System ... 36
1.4 Definition der Referenzanwendungsfälle ... 39
1.4.1 Erläuterungen zur Auswahl der Referenzanwendungsfälle ... 39
1.4.2 Erforderliche Kenndaten zur Charakterisierung der Referenzanwendungsfälle 42
1.5 Anforderungen an das Speichersystem ... 42
1.5.1 Spezifische Anforderungen an das Speichersystem im Referenzanwendungsfall betriebliches Lastmanagement ... 42
1.5.2 Spezifische Anforderungen im Referenzanwendungsfall Optimierung der Eigenbedarfsdeckung mit Strom aus einer Photovoltaikanlage ... 44
1.5.3 Spezifische Anforderungen im Referenzanwendungsfall Netzeinspeiseoptimierung für eine Windenergieanlage ... 46
1.5.4 Anforderungen an das Speichersystem für den Netzanschluss ... 48
1.6 Literaturverzeichnis ... 51
1.7 Anhang - Deliverable D2.1 ... 58
1.7.1 Glossar ... 58
1.7.2 TOR ... 60

1.1 Einleitung

Energiespeicher spielen für den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger und die Umsetzung von Smart Grids eine zunehmend wichtige Rolle. Eine für die dezentrale Stromspeicherung bislang noch nicht eingesetzte und derzeit in Entwicklung befindliche Technologie stellen modulare hydro-pneumatische Energiespeicher dar. Hinsichtlich der möglichen kommerziellen Anwendungsbereiche und der Systemintegration dieser Technologie zur dezentralen Speicherung von Energie, insbesondere aus regenerativen Quellen, bedarf es allerdings noch an grundlegender Forschung, wozu das vorliegende Projekt einen Beitrag liefert.

1.2 Übersicht und Charakterisierung von Stromspeichersystemen

In diesem Abschnitt werden die Grundlagen der Speicherung und Kenngrößen zur Charakterisierung von Speichersystemen erörtert. Derzeit verfügbare Technologien (Stand Juni 2011) und ihre Charakteristika werden dargestellt, um das betrachtete modulare hydro-pneumatische Energiespeichersystem in die Technologie-Landschaft einordnen zu können.

1.2.1 Grundlagen und Kenngrößen von Stromspeichersystemen

Elektrische Energie lässt sich vor allem für größere Energieinhalte nur schwer direkt speichern. Für die Energiespeicherung wird daher zumeist eine Umwandlung in eine andere, einfacher bzw. wirtschaftlicher speicherbare Energieform vorgenommen, welche für die spätere Bereitstellung der gespeicherten Energie wiederum in elektrische Energie umgewandelt wird, wie in Abbildung 2.1 veranschaulicht ist. Hierbei treten sowohl bei den Umwandlungsprozessen als auch (je nach Speichertyp) während der Speicherung Verluste auf. Die Speicherung kann grundsätzlich in Form

- elektrischer Felder (elektro-statische oder elektro-magnetische Felder),
- mechanischer Energie (potenzielle oder kinetische Energie) und
- elektrochemischer Energie (chemische Bindungsenergie)

erfolgen (Radgen, 2007). Theoretisch besteht auch die Möglichkeit der Umwandlung elektrischer Energie in Wärmeenergie mit anschließender Speicherung in einem thermischen Speicher, jedoch ist zum einen vor allem die Rückumwandlung thermischer in elektrischer Energie stärker verlustbehaftet und zum anderen ist auch auf dem Gebiet der thermischen Speicher Entwicklungsbedarf insbesondere hinsichtlich der Verluste während der Speicherung gegeben (Huggins, 2010; Zito, 2010). Diese Art der indirekten Speicherung elektrischer Energie wird in der vorliegenden Arbeit daher nicht weiter behandelt.

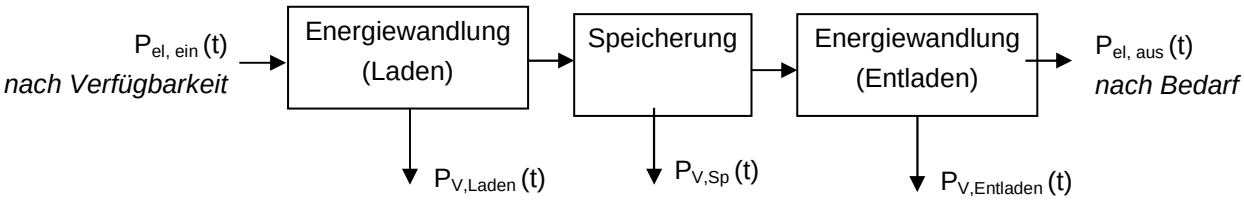


Abbildung 2.1: Funktionsprinzip indirekter elektrischer Energiespeicherung

Quelle: eigene Darstellung nach Radgen, 2007; Bodach, 2006

Erläuterung:

$P_{el, ein}$ (t)	elektrische Eingangsleistung in das System zum Zeitpunkt t [kW]
$P_{el, aus}$ (t)	elektrische Ausgangsleistung aus dem System zum Zeitpunkt t [kW]
$P_{V, Laden}$ (t)	Verlustleistung bei der Energiewandlung zur Speicherbeladung [kW]
$P_{V, Sp}$ (t)	(Ruhe-)Verlustleistung während der Speicherung [kW]
$P_{V, Entladen}$ (t)	Verlustleistung bei der Energiewandlung zur Speicherentladung [kW]
t	Zeitpunkt

Zur Charakterisierung von Energiespeichersystemen für elektrische Energie können die folgenden, in Tabelle 2.1 dargestellten Parameter herangezogen werden. Bei den angegebenen Kenngrößen handelt es sich um die wichtigsten Parameter, mit denen grundsätzlich jede Speichertechnologie beschrieben werden kann. Daneben können für einzelne Speichertypen zusätzliche, für den jeweiligen Energiespeicher typische, Kenngrößen angeführt werden.

Tabelle 2.1: Parameter zur Charakterisierung elektrischer Energiespeicher
Quelle: nach Rummich, 2009; Bodach, 2006; Ibrahim et al., 2008; VDE, 2009

Parameter	Maßeinheit[1)]	Erläuterung
Nennleistung Maximalleistung	W, kW bzw. MW	Nenn- oder maximale Lade-/Entlade-Leistung des Speichers (Lade- und Entladeleistung können verschieden sein)
Energieinhalt bzw. Speicherkapazität	Ws, kWh	Nutzbarer Energieinhalt des Speichers
Spezifische Leistung bez. auf Speicherkapazität	kW/kWh	Nennleistung bezogen auf Speicherkapazität
Wirkungsgrad	%	Verhältnis von abgegebener Energie bzw. Leistung zu zugeführter Energie bzw. Leistung (hierbei ist die Bezugsleistung bzw. –energie anzugeben)
Energiedichte - gravimetrisch - volumetrisch	 kWh/kg kWh/m³	Verhältnis von nutzbarer Energiemenge zur Masse (gravimetrische Energiedichte) bzw. zum Volumen (volumetrische Energiedichte) des Speichers. Das Bezugssystem kann hierbei das Gesamtspeichersystem oder auch nur das eingesetzte Speichermedium sein.
Leistungsdichte - gravimetrisch - volumetrisch	 kW/kg kW/m³	Verhältnis von abrufbarer Leistung zur Masse (gravimetrische Leistungsdichte) bzw. zum Volumen (volumetrische Leistungsdichte) des Speichers.
Leistungsgradient	kW/s	Leistungsänderungsgeschwindigkeit (Änderung der Leistung pro Zeiteinheit)
Lade-/Entlade	s, min, h	Zeitdauer zur Vollladung/Entladung mit Nennleistung
Zugriffszeit	s, min	Zeitdauer innerhalb der der Speicher die Lade-/Entladeleistung von null auf einen bestimmten Wert (i.d.R. die Nennleistung) steigert
Selbstentladerate	%/h, %/d, %/a	Relativer Verlust an Energieinhalt des Speichers in einem gegebenen Zeitraum
Lebensdauer - kalendarisch - in Zyklen	 Monate, a -	Lebensdauer bezogen auf einen kalendarischen Zeitraum oder die maximal mögliche Anzahl von Lade-/Entlade-Zyklen des Speichersystems. (In der Regel hat die Lebensdauer einen zyklischen Anteil, dann muss die Anzahl der Zyklen des betrachteten Einsatzfalles zusätzlich angegeben werden.)
Spezifische Investitionskosten - leistungsbezogen - energiebezogen	 EUR/kW EUR/kWh	Die spezifischen Investitionskosten können sowohl auf die Nennleistung als auch auf die Nennspeicherkapazität bezogen angegeben werden

Erläuterungen: [1)] Es werden die üblichen bzw. häufig verwendeten Maßeinheiten der Parameter angegeben.

1.2.2 Übersicht bestehender Speichertechnologien

Zur Speicherung elektrischer Energie stehen unterschiedliche Technologien zur Verfügung, die entsprechend dem der Speicherung zugrundeliegenden Prinzip bzw. dem physikalischen Speicherzustand der Energie klassifiziert werden können (siehe Tabelle 2.2). Hierbei kann

zwischen Speicherung in Form elektrischer Felder (elektro-statische oder elektro-magnetische Felder), mechanischer Energie (potenzielle oder kinetische Energie) und elektrochemischer Energie (chemische Bindungsenergie) unterschieden werden.

Tabelle 2.2: Klassifizierung elektrischer Energiespeicher nach dem physikalischen Speicherzustand der Energie

Quelle: nach Sauer, 2006; Rummich, 2009; Kanngießer et al., 2011

Elektrisch (elektro-magnetische oder elektro-statische Felder)	**Mechanisch** (potenzielle oder kinetische Energie)	**Elektro-chemisch** (chemische Bindungsenergie)
• Supraleitende Magnetische Energiespeicher (SMES) • Doppelschicht-kondensatoren	• Pumpspeichersysteme • Druckluftspeichersysteme Compressed Air Energy Storage (CAES) • Schwungradspeicher	• mit internem Speicher: – Niedertemp. Batterie Blei-Säure, Nickel-Cadmium, Nickel-Metall-Hydrid, Lithium-Ion – Hochtemp. Batterie Natrium-Nickel-Chlorid, Natrium-Schwefel • mit externem Speicher: – Redox-Flow Systeme Vanadium Zink/Brom • Wasserstoff (Elektrolyseur und Brennstoffzellen)

Neben dieser Einteilung gibt es weitere Möglichkeiten der Gliederung von Energiespeichern, etwa nach folgenden Kriterien (Rummich, 2009):

- Speicherdauer: Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher
- Speichergröße: Gliederung nach Energieinhalt, Leistung, Volumen, Masse etc.
- Standortabhängigkeit: mobil, stationär, gebunden an geologische und/oder topologische Gegebenheiten
- Lebensdauer, Anzahl von Speicherzyklen

1.2.3 Charakteristika von Stromspeichersystemen

Zur Charakterisierung und besseren Vergleichbarkeit werden im folgenden Abschnitt die wesentlichen Parameter und Charakteristika der vorangegangen angeführten, zur Verfügung stehenden Speichertechnologien (siehe Abschnitt 1.2.2) dargestellt, um in weiterer Folge das in Entwicklung befindliche hydro-pneumatische Speichersystem besser einordnen und Konkurrenztechnologien und deren Eigenschaften identifizieren zu können.

Volumetrische und gravimetrische Energiedichte geben Aufschluss über den Platzbedarf bzw. die erforderliche Masse zur Speicherung einer bestimmten Energiemenge, was

insbesondere für mobile Anwendungen von Energiespeichern von Bedeutung ist. Der Zusammenhang von volumetrischer und gravimetrischer Energiedichte für verschiedene Speichertypen ist in

Abbildung 2.2 dargestellt. Zunehmende volumetrische Energiedichte bedeutet hierbei einen zunehmend geringeren Raumbedarf zur Speicherung einer bestimmten Energiemenge, wachsende gravimetrische Energiedichte bedeutet, dass das Speichersystem zunehmend leichter ist für die Speicherung einer bestimmten Energiemenge.

Wie aus

Abbildung 2.2 hervorgeht, weisen (abgesehen von elektrisch nicht wieder aufladbaren Metall-Luft Batterien) vor allem Lithium-Ionen sowie Natrium-Schwefel Batterien hohe Energiedichten auf.

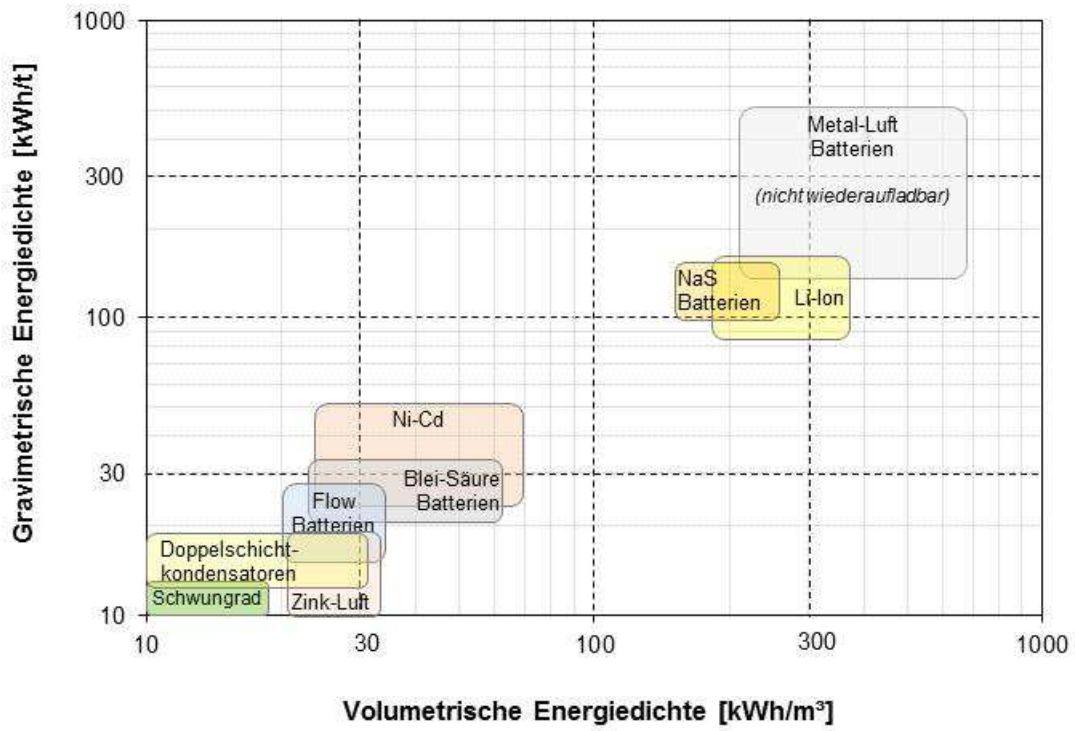


Abbildung 2.2: Volumetrische und gravimetrische Energiedichte verschiedener Speichertechnologien

Erläuterungen: In diesem wie in den folgenden Diagrammen sind die Achsen logarithmisch skaliert.
Quelle: eigene Darstellung nach ESA, 2009

Der Zusammenhang zwischen Leistungsdichte und Energiedichte für verschiedene Speichertypen lässt sich mittels Ragone-Diagramm darstellen (siehe

Abbildung 2.3). Hierbei wird die spezifische Leistung in Abhängigkeit der spezifischen Energie bezogen auf die Speichermasse dargestellt. Für jedes Wertepaar in dieser

Darstellung lässt sich die Entladezeit als Quotient aus Energiedichte und Leistungsdichte ermitteln. Punkte gleicher Entladezeit lassen sich zu Isochronen verbinden, welche im Diagramm als diagonal verlaufende Gerade dargestellt sind.

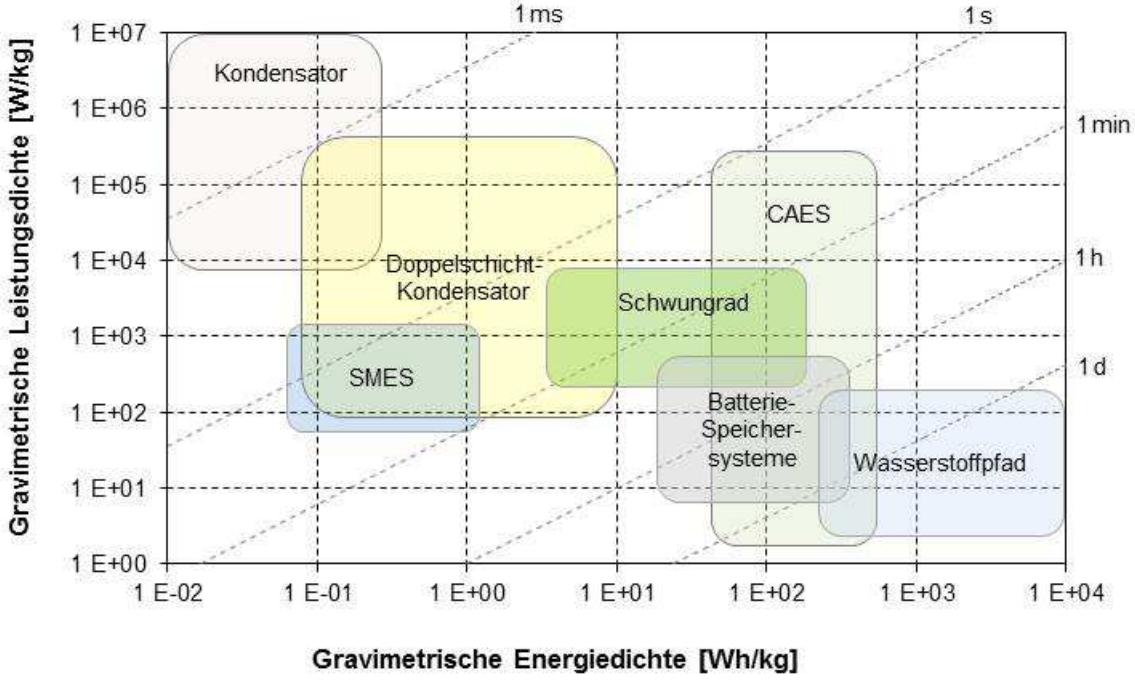


Abbildung 2.3: Gravimetrische Leistungsdichte in Abhängigkeit der gravimetrischen Energiedichte für verschiedene Speichertypen unter Darstellung der Entladezeiten

Erläuterungen: Die x-Achse (Darstellung der gravimetrischen Energiedichte) und die y-Achse (Darstellung der gravimetrischen Leistungsdichte) sind logarithmisch skaliert. Punkte gleicher Entladezeit (Isochronen) sind im Diagramm als diagonal verlaufende Geraden dargestellt sind.

Quelle: eigene Darstellung nach ESA, 2009; Völler, 2009

Speichertypen mit hoher spezifischer Leistung aber vergleichsweise geringer spezifischer Energie bezogen auf die Speichermasse werden oftmals auch als „Leistungsspeicher“ bezeichnet, da sie üblicherweise zur Bereitstellung hoher Leistungen aber vergleichsweise geringer Energiemengen (d.h. kurze Entladezeiten) eingesetzt werden. Dieser Begriff ist im strengen Sinne nicht zulässig, wird jedoch häufig verwendet um derartige Speichersysteme von solchen abzugrenzen, die vorrangig zur Speicherung großer Energiemengen mit entsprechend langen Ausspeicherzeiten geeignet sind (auch als „Energiespeicher“ im engeren Sinne bezeichnet).

Hinsichtlich der Betriebsbereiche der verschiedenen Speichertechnologien sind in Abbildung 2.4 typische Nennleistungsbereiche und Entladezeiten der unterschiedlichen Speichertechnologien dargestellt. Die Entladezeit entspricht der Zeitdauer der Entladung des

nutzbaren Speicherinhalts bei Nennleistung. Die diagonal verlaufenden Geraden verbinden somit Punkte gleich hohen nutzbaren Speicherinhalts.

Die Entladezeiten von „Hochleistungsspeichern“, jene mit hoher Leistungsdichte und geringerer Energiedichte, zu denen vor allem Doppelschichtkondensatoren und Supraleitende Magnetische Energiespeicher (SMES), sowie teilweise noch Schwungräder gehören, liegen typischerweise unter 10 Sekunden.

Speichertypen mit Entladezeiten im Sekunden- bis Minutenbereich werden auch als Kurzzeitspeicher bezeichnet. Bei Speichern mit Entladezeiten im einstelligen Stundenbereich wird auch von Mittelzeitspeichern gesprochen, während Langzeitspeicher mit entsprechend hohen Speicherinhalten Entladezeiten von Tagen aufweisen können. Hierzu gehören vor allem Pumpspeicherwerke und großtechnische Druckluftspeicher mit Nennleistungen im Mega- bis Gigawattbereich.

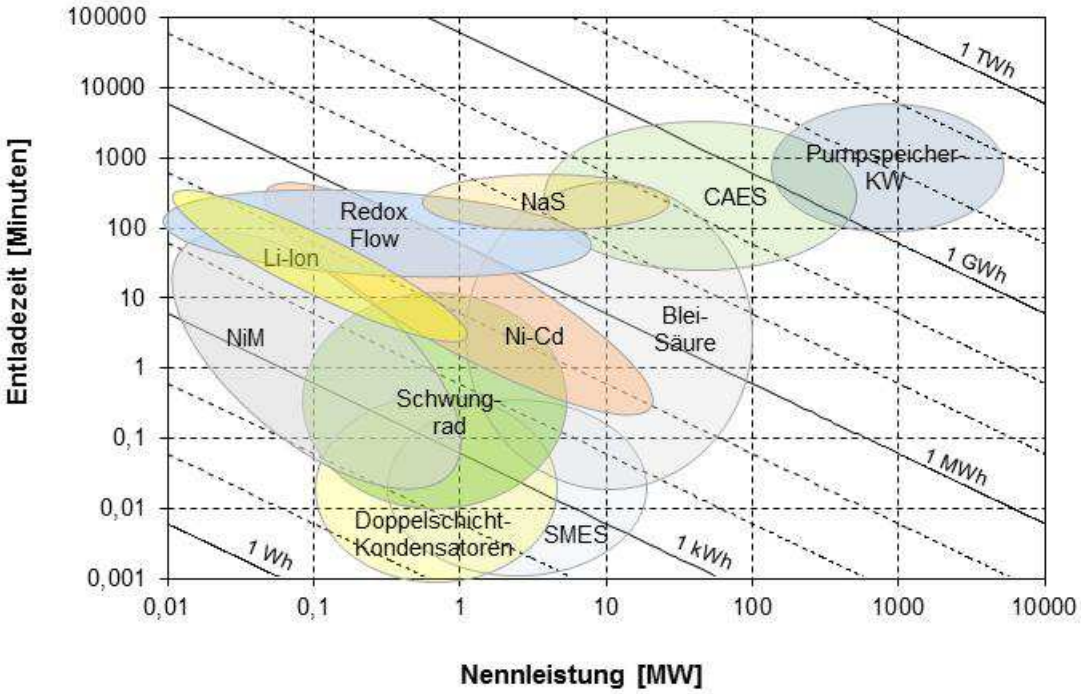


Abbildung 2.4: Typische Nennleistungen und Entladezeiten verschiedener Speichertechnologien, zusätzlich sind die Energieinhalte in kWh usw. eingetragen

Erläuterungen: Die x-Achse (Darstellung der Nennleistung) und die y-Achse (Darstellung der Entladezeit) sind logarithmisch skaliert. Punkte gleichen Energieinhalts sind im Diagramm als diagonal verlaufende Geraden dargestellt sind.

Quelle: eigene Darstellung nach ESA, 2009; Sauer, 2010; Wolf & Dötsch, 2009

Die Betriebsbereiche spiegeln sich auch in den spezifischen Investitionskosten der verschiedenen Speichertechnologien wider. Die spezifischen Investitionskosten, zum einen

bezogen auf die Nennleistung, zum anderen bezogen auf den Speichernutzinhalt, sind für verschiedene Speichertechnologien in

Abbildung 2.5 dargestellt. „Hochleistungsspeicher“ wie etwa Doppelschichtkondensatoren haben typischerweise hohe spezifische Energiekosten, das heißt je mehr Speicherkapazität ein solcher Speicher aufweisen soll, desto höhere Kosten sind damit verbunden. Typische „Hochenergiespeicher“, die für eine Langzeitspeicherung größerer Energiemengen geeignet sind, weisen demgegenüber geringere spezifische Investitionskosten bezogen auf die Speicherkapazität auf. Druckluftspeicher, Pumpspeicher, Blei-Säure Akkumulatoren und zum Teil Redox-Flow-Batterien weisen sowohl vergleichsweise geringe spezifische Leistungs- wie Energiekosten auf.

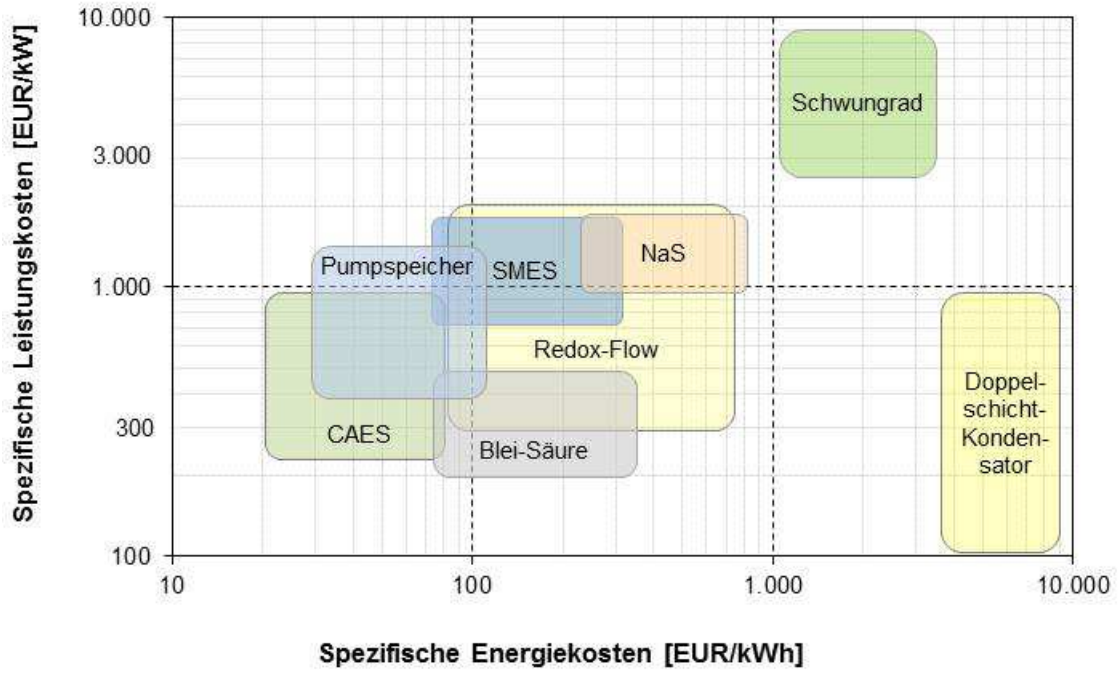


Abbildung 2.5: Spezifische Leistungs- und Energiekosten verschiedener Speichertechnologien

Erläuterungen: Die x-Achse (Darstellung der spezifischen Energiekosten) und die y-Achse (Darstellung der spezifischen Leistungskosten) sind logarithmisch skaliert.

Quelle: eigene Darstellung nach Völler, 2009; ESA, 2009

Für den Einsatz von Speichersystemen ist weiters die Zyklenfestigkeit und der Zyklenwirkungsgrad von Bedeutung, welche für verschiedene Speichertechnologien in folgender

Abbildung 2.6 dargestellt sind.

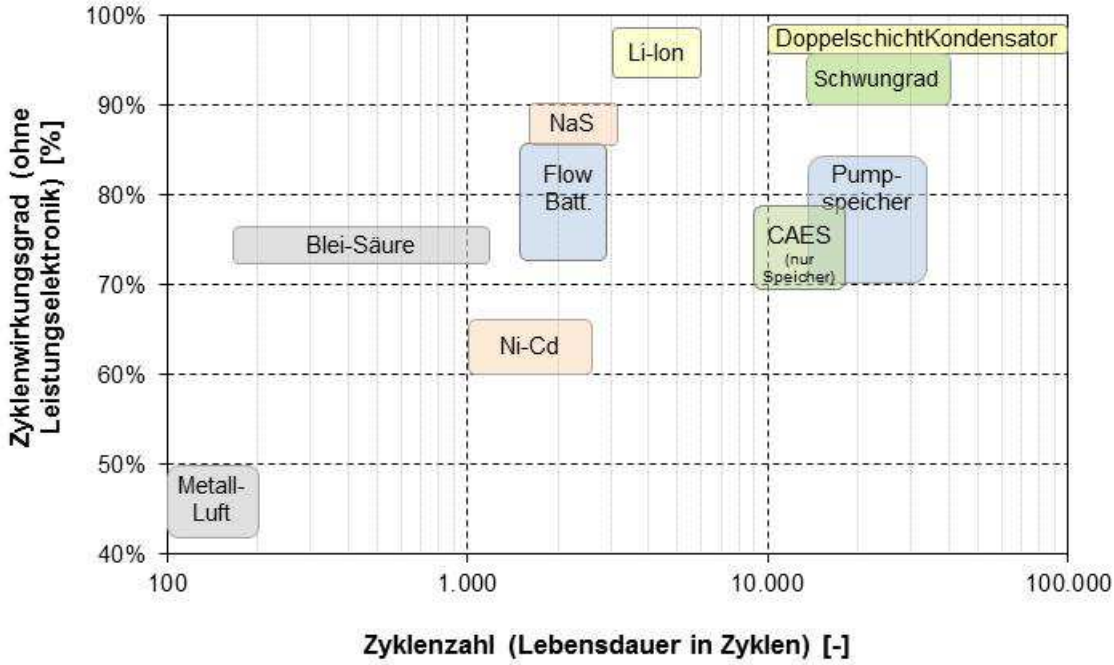


Abbildung 2.6: Zyklenwirkungsgrad und Zyklenzahl verschiedener Speichertechnologien

Erläuterungen: Die x-Achse (Darstellung der Zyklenzahl) ist logarithmisch skaliert.
Quelle: eigene Darstellung nach ESA, 2009

Aus der Zyklenzahl lässt sich die mögliche Gebrauchsdauer eines Speichers in Abhängigkeit der Einsatzhäufigkeit ableiten. Speicher mit hoher Zyklenfestigkeit sind vor allem Doppelschicht-Kondensatoren und Schwungräder im Bereich der „Leistungsspeicher“, welche auch einen hohen Zyklenwirkungsgrad aufweisen, sowie Pumpspeicher und Druckluftspeicher im Bereich der „Energiespeicher“. Die Lebensdauern dieser Speichertechnologien sind in erster Linie materialbedingt bzw. von Alterungserscheinungen des Materials, der Maschinenelemente etc. abhängig. Die Lebensdauern dieser Technologien sind daher eher an der kalendarischen Lebensdauer orientiert (wobei die Einsatzhäufigkeit auch eine Rolle hinsichtlich Verschleißes etc. spielt), wobei sich die Zyklenzahl in der Folge aus diesem Lebensdauerbereich und der Einsatzhäufigkeit des Speichers ergibt. Pumpspeicherkraftwerke etwa sind einige Jahrzehnte (im Bereich von 50 bis 100 Jahre) im Einsatz, bei einer Einsatzhäufigkeit von typischerweise einem Einsatz pro Tag ergibt dies eine Zyklenzahl im Bereich von etwa 10.000 bis 40.000 Zyklen.

Sehr niedrige Zyklenzahlen weisen demgegenüber konventionelle Batterietechnologien wie etwa Blei-Säure Batterien auf. Die Lebensdauer von elektrochemischen Speichersystemen ist in erster Linie bedingt durch chemische Zersetzungsprozesse des Elektrolyten und an den Elektroden, die mit jedem Zyklus zunehmen. Daraus resultiert ein Leistungsverlust, wodurch

der Speicher nach einer gewissen, von der jeweiligen Technologie abhängigen Zyklenzahl nicht mehr die erforderliche Leistung zur Verfügung stellen kann.

Aus den dargestellten Charakteristika lassen sich unter Kenntnis der jeweiligen Anforderungen verschiedene Einsatzbereiche elektrischer Energiespeicher ableiten (siehe Abschnitt 1.3).

1.2.4 Charakteristika des hydro-pneumatischen Energiespeichersystems

Da sich das HYPES Speichersystem noch in Entwicklung befindet, liegen noch nicht alle Parameter abschließend vor. Folgende limitierende Faktoren können jedoch vorausgesetzt werden:

- Leistungsbereich:
  Der Leistungsbereich liegt derzeit zwischen einigen kW bis wenigen hundert kW. Durch weitere Entwicklungen sollen Leistungen im Megawatt-Bereich möglich werden. Der zukünftige Anwendungsbereich soll im Bereich von etwa 10 kW bis (bei entsprechender Weiterentwicklung) maximal 10 MW liegen.
- Speicherkapazität / Entladezeit:
  Durch den modularen Aufbau ist für eine definierte Leistung die Speicherkapazität entsprechend der geforderten Lade-/Entladezeit anpassbar. Grundsätzlich liegt diese im Bereich von Minuten bis einigen Stunden. Anhand der Referenzszenarien (siehe Abschnitt 1.4) wird untersucht, welche Lade-/Entladezeiten in den Anwendungsfällen gefordert sind und welche Speicherkapazitäten sich bei definierten Leistungen daraus ableiten.
- Zugriffszeit:
  Die Zugriffszeit liegt derzeit bei unter 10 Sekunden, wobei grundsätzlich noch Verbesserungen möglich sind.

Entsprechend dieser Grundparameter kann eine grobe Einordnung des HyPES Speichersystems in die bestehende Speichertechnologie-Landschaft nach Leistung und Entladezeit wie in Abbildung 2.7 dargestellt vorgenommen werden.

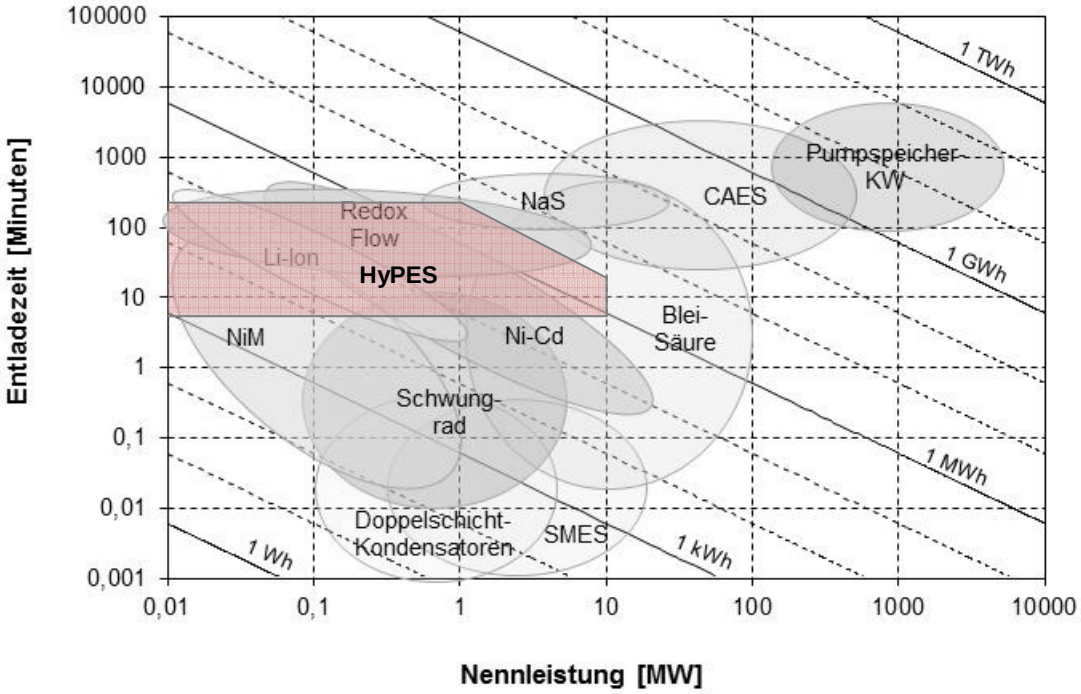


Abbildung 2.7: Theoretischer Nennleistungs- und Entladezeitbereich des modularen hydro-pneumatischen Energiespeichersystems im Vergleich mit anderen Speichertechnologien

Erläuterung: Das Diagramm basiert auf Abbildung 2.4.
Quelle: Eigene Darstellung

Aus der dargestellten Einordnung geht hervor, dass das Speichersystem für den Einsatz vor allem mit elektro-chemischen Speichersystemen in Konkurrenz steht. Hinsichtlich Leistungsbereich und Entladezeit liegen insbesondere die folgenden Speichersysteme (teilweise) im selben Bereich:

- Blei-Säure Batterie
- Nickel-Cadmium Batterie
- Li-Ion
- Nickel-Metall-Hydrid
- Redox-Flow-Systeme

Für den zukünftigen Einsatz des HyPES Speichersystems sind daher die Speichereigenschaften insbesondere in Gegenüberstellung zu den genannten Konkurrenztechnologien zu beurteilen.

1.3 Einsatzbereiche und Anforderungen

In diesem Abschnitt wird beleuchtet, in welchen netzgebunden Anwendungsbereichen Speichersysteme für elektrische Energie generell eingesetzt werden bzw. in Zukunft eingesetzt werden könnten. Für diese Einsatzbereiche werden grundlegende technische Anforderungen hinsichtlich Leistungs- und Kapazitätsbereichen sowie dynamischem Verhalten definiert. Daraus wird abgeleitet, für welche Anwendungsbereiche das modulare hydro-pneumatische Energiespeichersystem aufgrund der technischen Charakteristika grundsätzlich geeignet ist und welche Alternativtechnologien für die Einsatzbereiche verfügbar sind. Ausgehend von den möglichen Einsatzbereichen werden Referenzanwendungsfälle definiert.

1.3.1 Einsatzbereiche für Speichersysteme allgemein

Netzgebundene Speicher für elektrische Energie können in verschiedenen Einsatzbereichen wie Ausgleich von Lastschwankungen, Deckung von Lastspitzen, Einspeisemanagement, Erbringung von Systemdiensten, unterbrechungsfreie Stromversorgung etc. Anwendung finden. Tabelle 2.3 gibt eine Übersicht über die möglichen Einsatzgebiete, welche im folgenden Abschnitt näher beleuchtet werden.

Tabelle 2.3: Mögliche Einsatzbereiche für Speicher für elektrische Energie in elektrischen Netzen
Quelle: nach Sauer, 2010; VDE, 2009; Sterner et al., 2010; Braun, 2010

Erzeugung	• Glättung fluktuierender Einspeiseleistung inkl. Speicherung der Energie über den angemeldeten Fahrplänen • „Stromveredelung“ (Stromhandel, Spitzenlastabdeckung) • Saisonaler Ausgleich • Teilnahme am Regelleistungsmarkt
Netzbetrieb (Systemdienste)	• Frequenzregelung (Regelleistungsbereitstellung) • Spannungshaltung (Blindleistungsbereitstellung) • Aufrechterhaltung der Spannungsqualität (Flickerkompensation, Kompensation von Phasenunsymmetrien und Oberschwingungen) • Netzengpassmanagement • Versorgungswiederaufnahme, Schwarzstart
Verbrauch	• Lastmanagement (betriebliches Energiemanagement, Bilanzgruppenmanagement) • Spannungsqualität (verbraucherseitig) • Blindleistungskompensation • Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) • Notstromversorgung • Betrieb von Inselnetzen, Micro Grids

Glättung fluktuierender Einspeiseleistung und Netzeinspeisemanagement zur Netz- und Marktintegration Erneuerbarer Energien

Entsprechend der europäischen Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europäische Kommission, 2009) bzw. der österreichischen Energiestrategie (BMWFJ & BMLFUW, 2010) soll die Nutzung regenerativer Energieträger zur Elektrizitätsgewinnung in den kommenden Jahren weiter forciert werden. Gemäß den Zielsetzungen im geltenden Ökostromgesetz (ÖSG, 2009) wird zur Anhebung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im Zeitraum von 2008 bis 2015 die Errichtung von zusätzlich 700 MW Wasserkraft (mit einer auf das Regeljahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung in Höhe von insgesamt 3.500 GWh, inklusive den Effekten von Revitalisierungsmaßnahmen und Erweiterungen bestehender Anlagen), davon 350 MW Klein- und mittlere Wasserkraft (mit einer auf das Regeljahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung in Höhe von 1.750 GWh) sowie die Errichtung von 700 MW Windkraft (mit einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von 1.500 GWh) angestrebt (§4 Abs. 3 ÖSG, 2009).

Regenerative Energiequellen weisen teilweise geringere Verfügbarkeit und starke Volatilität auf, insbesondere Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaik-Anlagen (PV) weisen stochastisch fluktuierende Erzeugungsprofile auf, da das momentane Leistungsangebot des jeweils genutzten regenerativen Energieträgers (Windgeschwindigkeit, Solarstrahlungsintensität) witterungsabhängig ist. Die Elektrizitätserzeugung basierend auf diesen Energieträgern ist somit von der momentanen Verfügbarkeit des genutzten Energieträgers abhängig, daher nicht plan- und steuerbar, und stimmt in der Regel nicht mit dem momentanen Bedarf an Elektrizität im elektrischen Netz überein bzw. ist nur insofern an den Bedarf anpassbar, als die Leistungsabgabe der Anlagen gedrosselt und die Netzeinspeisung reduziert werden kann. Infolge der fluktuierenden Charakteristik der Einspeisung, die zudem meist dezentralen erfolgt, wird deren Integration sowohl in das elektrische Netz als auch den Strommarkt erschwert. Elektrische Speicher können in diesem Zusammenhang eingesetzt werden, um Erzeugung und Netzeinspeisung zu entkoppeln (Kanngiesser et al., 2011).

Die Förderung des Ausbaus der Nutzung regenerativer Energieträger zur Stromgewinnung basiert derzeit vor allem auf der Tarifförderung von Anlagen gemäß Ökostromgesetz (ÖSG, 2009) und Ökostromverordnung (ÖSVO, 2011). Die Einspeisung von tarifgeförderten Ökostromanlagen erfolgt auf Basis einer Abnahmeverpflichtung und wird mit fixen, marktunabhängigen Tarifsätzen vergütet. Dadurch besteht für diese Anlagen derzeit kein Anreiz, bedarfsgerecht einzuspeisen.

Wird jedoch berücksichtigt, dass zum einen die Tarifförderung eine derzeit politisch als erforderlich gesehene Maßnahme zur Anhebung des Anteils von Strom aus erneuerbaren Quellen darstellt, welche der Marktintegration der geförderten Technologien durch zu erwartende sinkende Investitionskosten langfristig nicht entgegenstehen soll, die Laufzeiten

der Tarifförderung begrenzt sind und die Kontingente für die kommenden Jahre ausgeschöpft sind (OeMAG, 2011), und zum anderen entsprechend den Zielsetzungen für den Ausbau der Nutzung regenerativer Energien in Zukunft ein wesentlich höherer Anteil von Anlagen mit fluktuierender Erzeugungscharakteristik an der Elektrizitätsaufbringung beteiligt sein soll, erscheint die Marktintegration dieser Anlagen langfristig unumgänglich. Der Beteiligung am Strommarkt (nach derzeitigen Bedingungen) steht jedoch, neben derzeit zum Teil noch hohen Investitionskosten der Erzeugungsanlagen, insbesondere die fluktuierende Erzeugungscharakteristik entgegen. Auch bei guten Prognosen sind bei WEA und PV-Anlagen Abweichungen der tatsächlichen von der prognostizierten Erzeugung unvermeidbar (Kühn et al., 2011). Dies würde dazu führen, dass Bilanzgruppen mit hohem Anteil von Erzeugung aus WEA und PV für die Abweichungen Ausgleichsenergie beziehen müssen und der Regelleistungsbedarf mit zunehmendem Anteil von fluktuierender Einspeisung steigt.

Als technische Lösung hierfür können Energiespeicher eingesetzt werden. Die Möglichkeiten des Speichereinsatzes in Verbindung mit Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien umfassen die Glättung des Stroms im sehr kurzfristigen Bereich, wie beispielsweise die Kompensation von Spannungsflickern (bei WEA relevant; zu Spannungsqualität siehe auch Abschnitt „Spannungsqualität“), das Auffangen von starken Leistungsspitzen und –einbrüchen im mittelfristigen Bereich von wenigen Minuten oder auch die Vergleichmäßigung der Einspeisung über mehreren Stunden (Hasche et al., 2006). Insbesondere Letzteres spielt hinsichtlich der Marktintegration der Anlagen eine entscheidende Rolle, da durch die Plan- und Regelbarkeit der Gesamtanlage Strom in vorhersagbaren Mengen angeboten werden kann.

Durch Verstetigung der Einspeiseleistung einer WEA mittels eines Speichers kann beispielsweise am Day Ahead Spotmarkt teilgenommen werden, wofür zumindest stündlich konstante Leistungen erforderlich sind. Durch Einsatz größerer Speicherkapazitäten kann die Speicherung auch über mehrere Stunden erfolgen, um zu Zeiten hoher Spotmarktpreise einzuspeisen und damit den Erlös zu erhöhen. Dadurch erfolgt die Einspeisung auch nachfrageorientiert, da die Einspeisung damit von Schwachlastzeiten zu Spitzenlastzeiten verschoben wird. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Teilnahme am Regelleistungsmarkt (Völler, 2009; Kanngiesser et al., 2011)

Bei der Photovoltaik im kleineren Leistungsbereich besteht eine große Herausforderung darin, dass die Anlagen überwiegend dezentral im Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Da dieses ursprünglich nicht umfangreich auf die dezentrale Einspeisung ausgelegt wurde, kann es durch die vermehrte Einspeisung zu Problemen im Netz kommen. Zwar kann die Netzinfrastruktur in Starklastzeiten entlastet werden, da verbrauchernah Strom eingespeist wird, doch kann es in Schwachlastzeiten auch dazu kommen, dass die Einspeisung den Strombedarf übersteigt (insbesondere an sonnigen Sonn- oder Feiertagen) und es zu Rückspeisungen in die übergelagerten Netze kommt. Durch die verstärkte

dezentrale Einspeisung wird auch die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes schwieriger. (Kanngiesser et al, 2011; Bodach, 2006)

Der Einsatz eines Speichers in Verbindung mit einer PV-Anlage ist insbesondere für den Fall möglich, wenn es aufgrund unzureichender Leitungskapazitäten eine Begrenzung der Anschlussleistung gibt und damit die Peakleistung der PV-Anlage beschränkt ist. Durch den Speichereinsatz kann die Einspeisung soweit verstetigt werden, dass die PV-Anlage gegenüber der Netzanschlussleistung überdimensioniert werden kann. Für diese Anwendung ist jedoch zu beachten, dass bei volleinspeisenden Ökostromanlagen der zwischengespeicherte Strom gemäß geltender Rechtslage (§5 Abs 1 Z 30 ÖSG, 2009) nicht mehr als „Strom aus erneuerbaren Energieträgern" gilt, und für den ausgespeicherten Strom kein Ökostromtarif bezogen werden kann.

Bei Überschusseinspeisern kann die Eigenbedarfsdeckung maximiert werden, indem ein elektrischer Speicher als „Pufferspeicher" des mittels PV-Anlage erzeugten Stroms eingesetzt wird, um bedarfsangepasst eigenerzeugten Strom bereitstellen zu können. In diesem Fall muss sich der Speicher aus den eingesparten Strombezugskosten abzüglich der Eigenstromgestehungskosten (hauptsächlich Abschreibung der PV-Anlage) refinanzieren. Eine andere Option in diesem Szenario ist die Anpassung des Bedarfslastgangs durch Demand Side Management (Lastverschiebung).

In Zusammenhang mit der Einbindung von Speichern in Verbindung mit Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien wird in Deutschland im Zuge der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bereits über Ansätze zur Vergütung der Verstetigung der Einspeisung, Möglichkeiten der Teilmengen-Direktvermarkung, der Erbringung von Systemdienstleistungen durch Anlagen verschiedener Technologien und erleichterte Teilnahme am Regelenergiemarkt diskutiert (BEE, 2011).

„Stromveredelung" im Stromhandel und Spitzenlastdeckung im öffentlichen Netz

Speichersysteme können zum „Verschieben" von preisgünstiger Erzeugung in Off-peak-Zeiten aus Kraftwerken mit niedrigen variablen Stromgestehungskosten in Tageszeiten mit hohem Bedarf und dementsprechend hohen Stromhandelspreisen (Peak-Zeiten) eingesetzt werden. Der Deckungsbeitrag für den Speicher ergibt sich hierbei aus der Preisdifferenz (Spread) zwischen dem für die Speicherbeladung bezogenen Strom und dem Verkaufspreis (abzüglich Wirkungsgradverlusten und Betriebskosten). Diese Anwendung ist vor allem für zentrale Großspeicher wie Wasserkraft-Pumpspeicherwerke und in Zukunft möglicherweise großtechnische (adiabate) Druckluftspeicher interessant. (VDE, 2009)

Diese Betriebsweise zur Deckung von Tageslastspitzen zieht jedoch auch eine Glättung der untertägigen Preisschwankungen der Großhandelspreise nach sich, da der Speicherbetrieb die Stromnachfrage in Schwachlastzeiten erhöht und zu Lastspitzenzeiten dem Markt zusätzlich Strommengen anbietet. Die Reduktion der Preisdifferenz (Spread) zwischen

Offpeak- und Peak-Stromhandelsprodukten verringert damit auch die Erlösspanne für den Speicherbetrieb.

Im Zusammenhang mit den Herkunftsnachweisen für den Strom wird hier ebenfalls auf die oben ausgeführten Aspekte hingewiesen, dass zwischengespeicherte Strom nicht als „Strom aus erneuerbaren Energieträgern“ einzuordnen ist.

Spannungsqualität im öffentlichen Netz

Die Qualität der elektrischen Stromversorgung hat wesentlichen Einfluss auf den Stromnutzen für den Kunden. Die Versorgungsqualität in elektrischen Netzen wird hierbei wesentlich von der Verfügbarkeit (Versorgungszuverlässigkeit) und von der Spannungsqualität der zur Verfügung stehenden Versorgungsspannung am Übergabepunkt zum Kunden bestimmt (Haber, 2005).

Die Qualität der Versorgungsspannung (Power Quality) wird anhand wesentlicher Spannungsmerkmale in Bezug auf Spannungshöhe, Frequenz, Kurvenform und Symmetrie der Leiterspannungen beurteilt, welche nachfolgend aufgelistet sind (ÖVE/ÖNORM EN 50160, 2011):

- Höhe der Spannung
- Frequenz der Spannung
- Langsame und schnelle Spannungsänderungen
- Spannungseinbrüche
- Kurze und lange Unterbrechungen der Spannung
- Zeitweilige netzfrequente Überspannungen
- Transiente Überspannungen
- Flicker
- Oberschwingungsspannung
- Spannung von Zwischenharmonischen
- Spannungsunsymmetrie
- Netz-Signalübertragungsspannungen auf der Versorgungsspannung

Die Anforderungen an die Spannungsqualität in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen hinsichtlich der oben angeführten Merkmale sind in Österreich in den Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Nutzer von Netzen, kurz TOR (E-Control, 2011a), und der darin zugrunde gelegten ÖVE/ÖNORM EN 50160 (ÖVE/ÖNORM EN 50160, 2011) beschrieben. Diese Norm enthält Angaben bzw. Grenzwerte zu den oben genannten Merkmalen der Versorgungsspannung, wobei allerdings nicht zu allen Merkmalen Werte angegeben werden können. Die angegebenen Werte gelten des Weiteren nur für den Normalbetrieb der jeweiligen Netze und nicht für von den normalen Betriebsbedingungen abweichende Betriebsbedingungen, wie vorübergehende Versorgungsmaßnahmen und Ausnahmesituationen (ÖVE/ÖNORM EN 50160, 2011).

Tabelle 2.4: Qualitätsmerkmale und Vorgaben für die Versorgungsspannung
Quelle: nach ÖVE/ÖNORM EN 50160, 2011; Haber, 2005

Kriterium	**Vorgabe**
Frequenz der Versorgungsspannung	50 Hz ± 2 % (einzuhalten während 95 % einer Woche)
Langsame Spannungsänderungen	U_c ± 10 %, U_n + 10% bzw. – 15 % (einzuhalten für 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes jedes Wochenintervalls), für Hoch- und Höchstspannung keine Vorgaben
Schnelle Spannungsänderungen	U_n < 5 %, U_c < 4 %, für Hoch- und Höchstspannung keine Vorgaben
Flicker	P_{lt} ≤ 1 (einzuhalten während 95 % eines beliebigen Wocheninter-valls)
Spannungseinbrüche < 1 min	Einige 10 bis 1000 pro Jahr für Nieder- und Mittelspannung, für Hoch- und Höchstspannung keine Vorgaben
Kurze ungeplante Versorgungsunterbrechungen (< 3 min)	Einige 10 bis mehrere 100 pro Jahr für Nieder- und Mittelspannung, für Hoch- und Höchstspannung keine Vorgaben
lange Kurze ungeplante Versorgungsunterbrechungen (> 3 min)	Weniger als 10 bis 50 pro Jahr für Nieder- und Mittelspannung, für Hoch- und Höchstspannung keine Vorgaben
Zeitweilige netzfrequente Überspannungen	Keine Vorgaben
Transiente Überspannungen	Keine Vorgaben
Spannungsunsymmetrie	< 2 % bzw. 3 %, (einzuhalten für 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes jedes Wochenintervalls)
Oberschwingungsspannung	Detailvorgaben gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50160 (2011)
Zwischenharmonische Spannung	Keine Vorgaben
Signalspannungen	Detailvorgaben gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50160 (2011)

Erläuterungen: U_n….Nennspannung, U_c….vereinbarte Versorgungsspannung, P_{lt} … Langzeitflickerwert

Verminderte Spannungsqualität kann durch (von außen bedingte) Störungen, netzbetriebliche Maßnahmen im Übertragungs- und Verteilernetz (wie beispielsweise Schalthandlungen), Lastschwankungen, ungenügende Netzkapazitäten bei Spitzenlast oder Schwachlast mit hoher Einspeiseleistung (Engpasssituationen), Einspeisung von Erzeugungsanlagen mit verminderter Spannungsqualität oder auch Rückwirkungen von Kundenanlagen auf das elektrische Netz verursacht werden (Haber, 2005; E-Control, 2005)

Speicher mit geeignet hoher Dynamik in Verbindung mit entsprechender Leistungselektronik können eingesetzt werden, um Netzstörungen bzw. Störungen der Spannungsqualität im Netz zu stabilisieren, um die Spannungsqualität von Einspeiseanlagen zu erhöhen (sofern diese die Anforderungen an die Spannungsqualität nicht erfüllen), um Netzrückwirkungen

von elektrischen Anlagen zu kompensieren und damit die geforderte Spannungsqualität im öffentlichen Netz nicht über die vorgegebenen Grenzwerte zu beeinträchtigen (zur Einhaltung der Vorgaben entsprechend der TOR (E-Control, 2006)), oder auch um für empfindliche Lasten eine möglichst hohe Spannungsqualität bereitzustellen.

In diesem Zusammenhang bestehen grundsätzlich Möglichkeiten des Speichereinsatzes zur Erbringung von Systemdiensten (Netzdienstleistungen sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilernetzebene in folgenden Bereichen:

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung
- Aufrechterhaltung der Spannungsqualität:
  - Flickerkompensation
  - Kompensation von Phasenunsymmetrien
  - Kompensation von Oberschwingungen
- Engpassmanagement
- Versorgungswiederaufnahme, Schwarzstart

Für die Bereitstellung der Systemdienstleistungen Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung, Versorgungswiederaufnahme, Betriebsführung inklusive Engpassmanagement und Aufrechterhaltung der Spannungsqualität sind grundsätzlich alle Netzbetreiber verantwortlich, Regelzonenführer sind zusätzlich zu ihrer Funktion als Netzbetreiber für die Frequenzhaltung verantwortlich. Die physikalische Erbringung von Systemdienstleistungen erfolgt teilweise durch die Netzbenutzer (durch gesetzliche Bestimmungen im ElWOG (2010) und den Ausführungsbestimmungen zum Teil verpflichtend, zum Teil ermöglicht) (E-Control, 2008a).

Die Bereiche Frequenzhaltung (Wirkleistungs-Frequenz-Regelung durch Bereitstellung von Primär, Sekundär- und Tertiärregelung) sowie Blindleistungsbereitstellung zur Unterstützung der Spannungshaltung werden nachfolgend gesondert betrachtet.

Teilnahme am Regelenergiemarkt - Frequenzhaltung

Elektrische Netze verfügen an sich über kein Speichervermögen für Wirkleistung, diese muss daher zu jedem Zeitpunkt exakt in jener Menge erzeugt bzw. eingespeist werden, als sie von Verbrauchern entnommen wird und durch die bei der leitungsgebundenen Übertragung auftretenden Netzverluste verloren geht. Abweichungen in der Leistungsbilanz führen zu Frequenzänderungen, was zu Störungen oder Ausfällen von frequenzabhängigen Erzeugern und Verbrauchern führen kann (Oeding & Oswald, 2004). Zur Aufrechterhaltung des Gleichgewichts der erzeugten und verbrauchten Wirkleistung ist daher eine Regelung erforderlich. Diese basiert im europäischen Verbundnetz auf der Frequenzhaltung auf den Sollwert von 50 Hz bzw. ein Band von ± 50 mHz um diese Nennfrequenz (Abweichungen in diesem Bereich werden als normale Schwankungen im Normalbetrieb eingestuft, als maximale quasistationäre Frequenzabweichung wurde eine Grenze von ± 180 mHz, unter

Beachten des Selbstregeleffekts des Netzes ± 200 mHz) (UCTE, 2009). Die Funktionsweise dieser Regelung wird auch als Leistungs-Frequenz-Regelung bezeichnet.

Der Einsatz von Regelleistung ist sowohl in positiver als auch negativer Form erforderlich, da im Netz sowohl ein Leistungsdefizit mit der Folge einer absinkenden Frequenz (durch Ausfälle von Erzeugungseinheiten, Zuschaltung von großen Lasten oder Prognoseabweichungen sowohl hinsichtlich der prognostizierten Last als auch der prognostizierten Einspeisung, insbesondere fluktuierender regenerativer Erzeuger) als auch ein Leistungsüberschuss mit der Folge einer ansteigenden Frequenz (durch Ausfall von Lasten, Lastrauschen durch das unvorhersehbare Verhalten von Verbrauchern, Prognoseabweichungen) auftreten kann. Positive Regelleistung zum Ausgleich von Leistungsdefiziten kann grundsätzlich durch die Erhöhung der abgegebenen Erzeugerleistung, aber auch durch Entladen von Energiespeichern für elektrische Energie oder, sofern möglich, durch Abschalten von steuerbaren Lasten bereitgestellt werden. Die Erbringung negative Regelleistung zum Ausgleich von Leistungsüberschüssen kann durch die Verminderung der abgegebenen Erzeugerleistung, Laden von Energiespeichern aus dem Netz oder, sofern möglich, Zuschalten von steuerbaren Lasten erfolgen (siehe Tabelle 2.5) (Völler, 2009).

Tabelle 2.5: Gegenüberstellung der positiven und negativen Regelleistung
Quelle: nach Völler, 2009

	Positive Regelleistung	**Negative Regelleistung**
Notwendigkeit	Ausgleich von Leistungsdefiziten	Ausgleich von Leistungsüber-schüssen
Fehlerursachen	• Kraftwerksausfall • Zuschalten großer Lasten • Negative Prognoseabwei-chungen von Erzeugern	• Ausfall großer Lasten • Lastrauschen • Positive Prognoseabweichungen von Erzeugern
Maßnahmen	• Erhöhung der abgegebenen Erzeugerwirkleistung • Entladen von Speichern • z.T. Abschalten von steuer-baren Lasten	• Verminderung der abgegebenen Erzeugerwirkleistung • Laden von Speichern • z.T. Zuschalten von steuerbaren Lasten

Die Verantwortung für die Netzregelung der jeweiligen Regelzone obliegt dem Regelzonenführer, wobei diese Systemdienstleistung von dritten Unternehmen erbracht werden kann (§ 23 Abs 2 Z 1 ElWOG).

Die Leistungs-Frequenz-Reglung wird in drei Stufen realisiert, in Form von

- Primärregelung,
- Sekundärregelung und
- Tertiärregelung.

Die einzelnen Stufen umfassen unterschiedliche Anforderungen hinsichtlich des dynamischen Einsatzes und der gesamt vorzuhaltenden Regelleistungen.

Die Primärregelung wird solidarisch im gesamten europäischen Verbundnetz (ENTSO-E Netz) erbracht. Der Primärregelvorgang wird automatisch bei Abweichungen ab ± 20 mHz von der Nennfrequenz aktiviert, die volle Aktivierung der Primärregelreserve soll bei Abweichungen von ± 200 mHz von der Nennfrequenz erreicht werden. Der Bedarf an Primärregelreserve im gesamten europäischen Verbundnetz liegt bei 3000 MW, die Aufteilung auf die einzelnen Regelzonen wird jährlich auf Basis der anteiligen Energieerzeugung der jeweiligen Regelzone in Relation zum gesamten Verbundnetz neu festgelegt (UCTE, 2009). In der „Regelzone APG“, die seit Übernahme des Übertragungsnetzes in Tirol durch die Austrian Power Grid AG mit 01.01.2011 das österreichische Netzgebiet mit Ausnahme von Vorarlberg umfasst, beträgt die gesamt vorzuhaltende Primärregelleistung etwa ± 70 bis 80 MW (± 76 MW im Jahr 2011) (APG, 2011a). Die Primärregelung soll innerhalb weniger Sekunden nach Registrierung der Frequenzänderung wirken, wobei bis zu 50 % innerhalb von 15 s, der Rest innerhalb 30 s aktiviert sein muss. Die Primärregelreserve soll solange verfügbar sein, bis das Leistungsdefizit bzw. der Leistungsüberschuss durch die Sekundärregelung vollständig ausgeregelt ist, laut UCTE / ENTSO-E Operation Handbook (UCTE, 2009) längstens über einen Zeitraum von 15 min.

Die Sekundärregelung wird maximal nach 30 s bzw. bereits parallel zur Primärregelung aktiviert, um die Frequenz auf ihren Sollwert und die Übergabeleistungen auf die vereinbarten Werte zurückzuführen und damit die aktivierte Primärregelleistung zu entlasten, damit diese wieder als Reserve zur Verfügung steht. Im Unterschied zur verbundnetzweiten automatischen Aktivierung der Primärregelung wird die Sekundärregelung innerhalb der Regelzonengrenzen vom Regelzonenführer aktiviert. Sie dient der Wiederherstellung der Balance zwischen Erzeugung und Last innerhalb der Regelzone unter Berücksichtigung vereinbarter Austauschleistungen mit anderen Regelzonen. Dafür werden die tatsächlichen Übergabeleistungen zu anderen Regelzonen mit den geplanten Austauschleistungen verglichen und ausgeregelt. Hierdurch wird der Einsatz von Sekundärregelreserve der Regelzone des Störungsauftritts verursachergerecht zugeordnet (Schlabbach, 2009). Die Ausregelung und Wiederherstellung der Frequenz kann im Bereich von Minuten liegen, wobei der sekundäre Regelvorgang gemäß UCTE/ ENTSO-E Operation Handbook (UCTE, 2009) nach maximal 15 min erfolgt sein soll. In der Regelzone APG beträgt das Sekundärregelband derzeit (2011) ± 195 MW. Zur Abdeckung des größtmöglichen Kraftwerksblockausfalls kann das Sekundärregelband vorübergehend bis auf + 425 MW erhöht werden. Diese Leistung wird ständig bereitgehalten. (APG, 2011a)

Die Tertiärregelung (Minutenreserve) dient der Entlastung bzw. Ablösung und Wiederfreimachung der Sekundärregelung bei länger andauernden Störungen und Leistungsabweichungen. Tertiärregelung wird automatisch oder manuell aktiviert und soll

spätestens 15 min nach Beginn der Frequenzabweichung in vollem Umfang zur Verfügung stehen, wobei bereits parallel zum sekundären Regelvorgang Minutenreserve eingesetzt wird. Minutenreserve wird in der Regel als Fahrplanlieferung zur vollen Viertelstunde eingesetzt und muss daher innerhalb von 15 Minuten vollständig aktivierbar und auch wieder deaktivierbar sein (APCS, 2011b).

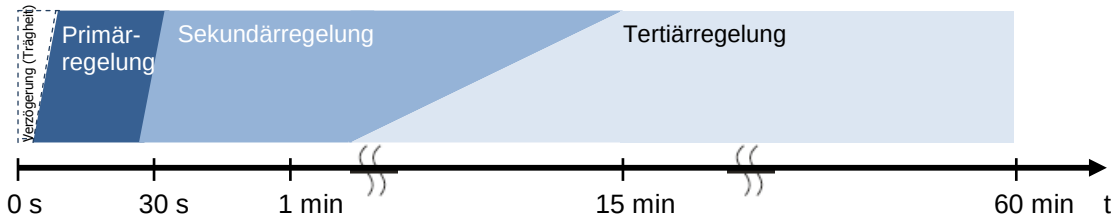


Abbildung 2.8: Zeitliche Anforderungen an Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung
Quelle: nach Haber, 2011

Die innerhalb einer Regelzone bereitzustellende Primärregelleistung muss vom Regelzonenführer (bzw. einem beauftragten Dritten) mindestens halbjährlich ausgeschrieben werden (§ 40 Abs 1 ElWOG, 2010). Ausschreibungsgegenstand ist der Preis für die vorgehaltene Primärregelleistung, die aufgebrachte elektrische Arbeit im Rahmen der Primärregelung wir nicht vergütet. In der „Regelzone APG“ wird die Erbringung der Primärregelleistung in Form von wöchentlichen, elektronischen Ausschreibungen mit Hilfe einer Internetplattform (APG, 2011b) organisiert. Voraussetzung zur Teilnahme ist die Erfüllung der Präqualifikationskriterien und Zulassung zur Teilnahme durch den Regelzonenführer. Die technisch-organisatorischen Präqualifikationsbedingungen sind auf die Rahmenanforderungen gemäß UCTE / ENTSO-E Operation Handbook, Abschnitt P1 und Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance (UCTE, 2009), sowie die darauf basierenden technischen Mindestanforderungen in den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), Teil B, Abschnitt Frequenzhaltung (E-Control, 2008a) abgestimmt und mit den angrenzenden Regelzonenführern harmonisiert (APG, 2011c).

Gemäß technisch-organisatorischen Präqualifikationsbedingungen für die Erbringung von Primärregelleistung für die Regelzone APG (APG, 2011c) muss das verfügbare Primärregelband pro technischer Anlage (bzw. in Sonderfällen pro Anlagenpark) mindestens ± 2 MW betragen. Ein Anlagenpark im Sinne der Präqualifikation liegt dann vor, wenn die Primärregelung der dazugehörenden Anlagen einem zentralen Einsatzregime unterliegt. Gemäß Präqualifikationsbedingungen muss die angebotene Primärregelleistung bei jeder quasistationären Frequenzabweichung von ± 200 mHz von der Sollfrequenz gleichmäßig innerhalb von 30 Sekunden aktiviert werden können, wobei die Primärregelreserve im entsprechenden Ausschreibungszeitraum jederzeit aktivierbar sein muss. Gemäß UCTE /

ENTSO-E Operation Handbook (UCTE, 2009) ist die Primärregelreserve nach 15 Minuten abzulösen; da aber auch nach diesen 15 Minuten ein neuerlicher Einsatz erforderlich sein kann, müssen hinsichtlich der Arbeitsverfügbarkeit zumindest 30 Minuten kontinuierlichen Maximaleinsatzes abgedeckt werden können. Weiters ist zu beachten, dass der Fehler der Frequenzmessung unterhalb ± 5 mHz und der Unempfindlichkeitsbereich der Regler kleiner als ± 10 mHz sein muss. Weitere Präqualifikationsbedingungen sind den Präqualifikationsunterlagen für die Ausschreibung „Erbringung von Primärregelleistung für die Regelzone APG“ (APG, 2011c) zu entnehmen.

Die Sekundärregelreserve wird derzeit basierend auf bilateralen Verträgen zwischen Regelzonenführer und Erzeugern gestellt, Lieferant ist bis Ende 2011 die Verbund Trading AG (APG, 2011a). Zur Einbringung von Marktmechanismen wird die von Sekundärregelenergiebereitstellern in einer Woche erbrachte Energie im Nachhinein ausgeschrieben. Hierbei wird die gelieferte bzw. zurückgenommene Energie ex post wöchentlich vom BKO nach Bezug und Lieferung summiert. Diese Energie wird über die Rückgabeprogramme Sekundärregelenergie in Form eines Naturalaustausches an den Erzeuger zurückgeliefert, was derzeit über den Börsenhandel an der österreichischen Energiebörse EXAA abgewickelt wird. Die für die Sekundärregelung gelieferte Energiemenge wird in Form von Spitzenlastprodukten (Peak 09-20) an die Erzeuger zurückgeliefert; für die von den Erzeugern übernommene Sekundärregelenergie müssen diese die Hälfte der Energiemenge in Form von Grundlastprodukten (Base 00-24) zurückliefern (APCS, 2011c)

Diese Form der Aufbringung wird ab 2012 neu organisiert. Gemäß ElWOG (§ 69 ElWOG, 2010) ist die Sekundärregelreserve ab 01.01.2012 durch marktbasierte Ausschreibungen zu beschaffen. Ausschreibungsgegenstand ist der Preis für die Vorhaltung der Leistung und für die tatsächliche Erbringung der Arbeit, wobei für die Reihung der Angebote der Leistungs- und Arbeitspreis maßgeblich sind.

Zur Teilnahme an der Ausschreibung ist in einem Präqualifikationsverfahren die technisch-organisatorische Eignung der Erzeugungsanlagen nachzuweisen (APG, 2011a). Die Rahmen-Anforderungen sind den Präqualifikationsunterlagen (APG, 2011d), basierend auf den Rahmenanforderungen gemäß UCTE / ENTSO-E Operation Handbook, Abschnitt P1 und Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance (UCTE, 2009), sowie den geltenden technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) (E-Control, 2008a), festgehalten.

Der Anbieter von Sekundärregelleistung kann diese auch in Form eines Anlagen-Pools aufbringen, das ist eine zusammengefasste Gruppe von Technischen Einheiten (TE), d.h. einzelne regelbare Erzeugungseinheiten, die kumuliert die erforderliche Dynamik aufweisen müssen. In den TE, die sich an der Sekundärregelung beteiligen sollen, muss jeweils ein positives und/oder negatives Sekundärregelband von mindestens 2 MW zur Verfügung

gestellt werden können. Hinsichtlich der Regeldynamik müssen alle zur Sekundärregelung vorgesehenen TE als Grundanforderung einen Mindestgradienten von 2 % der Nennleistung pro Minute erfüllen. Die gesamte vom Anbieter im Pool vorgehaltene Sekundärregelreserve (d.h. der Leistungsbereich zwischen dem aktuell eingestellten Pool und der Grenze des Sekundärregelbandes des Pools) muss im Bedarfsfall vollständig in maximal 5 min aktiviert, und genauso auch wieder zurückgeregelt werden können (APG, 2011d). Weitere Bedingungen sind den Präqualifikationsunterlagen für die Ausschreibung Sekundärregelleistung für die Regelzone APG (APG, 2011d) zu entnehmen.

Die Aufbringung der Tertiärregelleistung (Minutenreserve) wird vom Bilanzgruppen-koordinator (BKO) in Form einer öffentlichen Ausschreibung organisiert, in der Regelzone APG in Form einer internetbasierten Handelsplattform. Die Anbieter von Minutenreserve müssen technisch sicher stellen, dass die von ihnen angebotene Energie mit der angegebenen Leistung 10 Minuten nach Anforderung durch den RZF tatsächlich in das System der Regelzone eingespeist oder mit der angegebenen Leistung tatsächlich aus dem System entnommen wird. Die allgemeine Ausschreibung erfolgt in Form eines Day Ahead Markts. Die Anbieter können für den Folgetag Angebote für Ausgleichsenergie in Blöcken zu vier Stunden jeweils für die Zeitintervalle 0:00 bis 4:00, 4:00 bis 8:00, 8:00 bis 12:00, 12:00 bis 16:00, 16:00 bis 20:00, 20:00 bis 24:00 Uhr, getrennt nach Aufbringung und Abnahme, legen. Je Anbieter und Angebotsdauer kann ein Angebot zwischen 10 MW und 50 MW (variabel in 1 MW Schritten) als Block jeweils für die oben genannten Zeitintervalle gelegt werden. Zusätzliche Angebote vom selben Anbieter für dasselbe Zeitintervall haben in einem Umfang zwischen 25 MW und 50 MW (variabel in 1 MW Schritten) zu erfolgen. Die Angebote je Block müssen zu Fixpreisen in Form eines Arbeitspreises erfolgen, wobei der maximal zulässige Preis für die Lieferung einer MWh Ausgleichsenergie 3.000 Euro beträgt und für die Übernahme von Ausgleichsenergie maximal 500 Euro pro MWh (darüber liegende Angebote werden ausgeschieden). Die abgegebenen Angebote werden vom BKO getrennt nach Aufbringung und Abnahme entsprechend den angegebenen Preisen in Form der Merit Order Liste gereiht und an den RZF übermittelt, der die benötigte Ausgleichsenergie entsprechend der Reihenfolge der Merit Order Liste bei Bedarf telefonisch vom jeweiligen Anbieter abruft. (APCS, 2011a)

Zur Sicherstellung ausreichender Ausgleichsenergiemengen sind in der Regelzone APG, neben den Ausgleichsenergieanbietern, auch Market Maker zugelassen, die im Rahmen einer wöchentlich stattfindenden Market Maker Ausschreibung ausreichende Mengen für den Ausgleichsenergiemarkt sicherstellen sollen. Voraussetzung für die Teilnahme als Market Maker ist der Abschluss eines Market Maker Vertrages mit dem BKO. Das Ausmaß der notwendigen Market Maker Leistung wird vom RZF festgelegt. Aktuell beträgt die ausgeschriebene Abrufleistung 100 MW und die Rückgabeleistung 125 MW (APCS, 2011d).

Die Market Maker Ausschreibung für Minutenreserve erfolgt wöchentlich. Zusätzlich zum Arbeitspreis wird, im Gegensatz zum Day Ahead Markt, für Market Maker bei Stellung von

Tertiärregelenergie ein Leistungspreis vergütet. Je Anbieter kann ein Angebot zwischen 10 MW und 50 MW (variabel in 1 MW Schritten) je Richtung gelegt werden. Zusätzliche Angebote vom selben Anbieter für dieselbe Periode müssen in einem Umfang zwischen 25 MW und 50 MW (variabel in 1 MW Schritten) erfolgen. Der Arbeitspreis für Angebote für Lieferung darf den EEX Peak Preis des der Ausschreibung vorangegangenen Werktages zuzüglich 80 Euro nicht überschreiten. Der Arbeitspreis für Angebote für Bezug darf 0 Euro nicht unterschreiten. Die Angebote der Bestbieter der Market Maker Ausschreibung werden in die Merit Order List eingereiht, wo sie sich ihrem Arbeitspreis entsprechend in die Liste der Day Ahead Angebote einfügen. Die Arbeitspreise der Market Maker Angebote können im Laufe der Woche (Day Ahead) angepasst werden, die Leistung kann nicht geändert werden.

Die Vergütung von abgerufener Minutenreserve erfolgt zu den in den Auktionsangeboten gestellten Preisen der Anbieter. Die weiteren Bedingungen der Beteiligung an der Minutenreserveaufbringung in der Regelzone APG sind dem Anhang Ausgleichs-energiebewirtschaftung zu den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators für die Regelzone der Austrian Power Grid (APCS, 2011a) zu entnehmen.

Mit der zunehmenden Integration von regenerativen Erzeugungsanlagen mit fluktuierendem Einspeiseverhalten (Wind, PV), wie sie entsprechend der europäischen Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europäische Kommission, 2009) bzw. der österreichischen Energiestrategie (BMWFJ & BMLFUW, 2010) vorgesehen ist, ist ein Anstieg des Regelleistungsbedarfs zu erwarten, insbesondere wenn Strom dieser Anlagen auf Basis eines fixen Ökostromtarifs vergütet wird und die Einspeisung nicht bedarfsorientiert erfolgt. Die Abnahmeverpflichtung von Ökostrom zieht bei erhöhter Einspeisung von Anlagen auf Basis fluktuierender Energien einen erhöhten Regelleistungsbedarf nach sich, welcher im bestehenden Energiesystem von konventionellen thermischen Kraftwerken sowie Pumpspeicherkraftwerken aufgebracht wird. Dies führt dazu, dass die betroffenen thermischen Anlagen vermehrt im Teillastbereich betrieben werden, wodurch einerseits die spezifischen Emissionen aus diesen Anlagen ansteigen und sich andererseits der Verschleiß von Anlagenteilen erhöht, während die Lebensdauer abnimmt. Hieraus resultieren steigende spezifische Stromgestehungskosten (VDE, 2009). Schließlich kann die verstärkte Einspeisung von Ökostrom mit Abnahmeverpflichtung bis zur Abschaltung konventioneller Kraftwerke führen, welche dann jedoch nicht mehr zur Regelleistungsbereitstellung zur Verfügung stehen. (Völler, 2009)

Die Bereitstellung von Regelleistung stellt vor dem Hintergrund einer zunehmenden Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien ein wichtiges Einsatzgebiet elektrischer Speicher dar. Zum einen ist ein zentraler Einsatz von Speicheranlagen im oberen Leistungsbereich (auf Ebene des Übertragungsnetzes) möglich, wobei für die Speicherbeladung Strom aus dem Netz bezogen wird und der Speicher in erster Linie für Regelleistungsbereitstellung und Spitzenlastdeckung eingesetzt wird. Die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen ergibt sich aus dem Preisabstand (Spread) zwischen Strombezugspreis und erzielbaren Arbeits- und

Leistungspreisen am Energie- und Regelleistungsmarkt. Nach diesem Prinzip operieren derzeit vor allem Pumpspeicherkraftwerke im elektrischen Netz.

Weiters wäre es auch möglich, Speicher direkt an Erzeugungsanlagen wie WEA zu koppeln, wodurch der Betreiber von WEA in Verbindung mit Speichern auch am Energie- und Regelleistungsmarkt auftreten kann. Für konkrete Anwendungen sind jedenfalls entsprechende Wirtschaftlichkeitsanalysen unter Berücksichtigung der Preissituation am Regelleistungsmarkt erforderlich.

Als Entwicklungsmöglichkeit im Bereich der dezentralen Erzeugung werden auch „virtuelle Kraftwerke“ diskutiert. Hiermit ist die Zusammenfassung von dezentralen Erzeugungsanlagen im unteren Leistungsbereich (PV, WEA, BHKW, Kleinwasserkraftanlagen etc.) zu einem Cluster bzw. Verbund gemeint, der durch zentrale Steuerung über ein dezentrales Energiemanagementsystem (DEMS) regelbar wird und, je nach Ausgestaltung (eingesetzte Technologien bzw. Anlagenarten), regelbare Leistung und Erzeugung aus Großkraftwerken (zumindest teilweise) ersetzbar machen soll (E-Control, 2005). Werden auch Speicher und steuerbare Lasten einbezogen, erhöht sich zum einen die Verfügbarkeit, was theoretisch die Teilnahme am Energie-Spotmarkt eröffnet, zum anderen kann ein solches „virtuelles Kraftwerk“ dann auch in der Lage sein, Regelleistung bereitzustellen.

Blindleistungsbereitstellung - Spannungshaltung

Die Netzspannung steht unmittelbar im Zusammenhang mit der Blindleistungsbilanz im Netz bzw. an den Netzknoten. Spannungs-Blindleistungs-Regelung ist somit wichtiger Bestandteil der Stabilitätserhaltung in elektrischen Netzen. Blindstromübertragung im elektrischen Netz über weitere Strecken ist nicht sinnvoll, da dies das Netz zusätzlich belasten würde bzw. Anlagenbestandteile größter ausgelegt werden müssten und zu Spannungsabfällen führt. Zur Spannungshaltung ist es in der Folge erforderlich, Blindleistung bedarfsnah bereitzustellen bzw. zu kompensieren. In Verteilernetzen werden verbrauchernah vor allem Kondensatoren eingesetzt, um die überwiegend induktive Blindleistung elektrischer Verbraucheranlagen zu kompensieren. Bei dezentralen Stromspeichersystemen, die über einen Stromrichter an das Netz gekoppelt sind, besteht grundsätzlich die Möglichkeit, diese (gegebenenfalls auch unabhängig von der Wirkleistungsein- bzw. -ausspeisung) zur Blindleistungsregelung und damit zur Spannungshaltung einzusetzen. (Kleinmaier, 2009)

Elektrische Speicher können verbraucherseitig daher auch eingesetzt werden, um die Bezugskosten für Blindleistung zu reduzieren bzw. als Ersatz für andere Kompensationsanlagen dienen.

Netzengpassmanagement

Leistungserhöhungen in Netzabschnitten bzw. Versorgungsgebieten können einerseits durch eine Erhöhung der Last auf Verbraucherseite, mit dem Ausbau der Nutzung regenerativer Energieträger aber vor allem auch durch den Anschluss von Erzeugungsanlagen, insbesondere solchen mit nicht bedarfsorientierter Einspeisung (PV, WEA), auftreten. Da die vorhandenen Leitungsquerschnitte die Leistung begrenzen, können Leistungserhöhungen entsprechende Netzverstärkungsinvestitionen erforderlich machen, um den Netzbetrieb bzw. die Versorgungssicherheit aufrechterhalten zu können. Elektrische Speicher können als Alternative bzw. Zusatzoption zu Netzverstärkungsmaßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen eingesetzt werden, indem zu Schwachlastzeiten Energie über den Engpass zu einem kundennahen Speicher übertragen und von dort zu Starklastzeiten abgegeben wird. Zur Bewertung dieser Einsatzmöglichkeit sind die Speicherkosten der Netzverstärkungsinvestition gegenüberzustellen, wobei sich in Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigt, dass bestehende Speichersysteme, die ausschließlich für diesen Zweck eingesetzt würden, derzeit gegenüber Netzverstärkungsmaßnahmen nicht wirtschaftlich darstellbar sind. (Kleinmaier, 2009; Sauer, 2010; VDE 2009)

Lastmanagement

In ihrer Eigenschaft, elektrische Energie aufzunehmen und zeitversetzt wieder abzugeben, werden Stromspeicher zur Lastverschiebung eingesetzt. Lastverschiebung kann dann erforderlich oder sinnvoll sein, wenn abweichende Angebots- und Nachfragelastgänge ausgeglichen werden sollen, aber auch wenn Bezugskosten oder Verkaufspreise zeitvariabel sind.

In den Bereich des Lastmanagements fallen Lastverschiebung (load shifting), Lastspitzenglättung (peak shaving) sowie Lastvergleichmäßigung (load levelling). Der mögliche Nutzen wird anhand der folgenden Anwendungsbereiche erläutert.

– *Betriebliches Last- und Energiemanagement zur Strombezugsoptimierung:*

Für Strombezugskunden mit zeitvariablen Tarifen (Industrie, Gewerbe etc.) ergeben sich grundsätzlich zwei Bereiche der Strombezugsoptimierung. Zum einen fällt für den Strombezug eine leistungsabhängige Komponente an, die sich aus dem Jahreshöchstwert der Viertelstundenmittelwerte der bezogenen Leistung ergibt. Hat der Kunde ein Lastprofil mit stark ausgeprägten Lastspitzen, kann durch Lastmanagementmaßnahmen versucht werden, die Lastspitzen zu glätten und damit den Leistungspreis zu reduzieren. Sind keine Verschiebungen der Lasten durch beispielsweise einen geregelten, gestaffelten Einsatz von Produktionsmaschinen oder ähnlichem möglich bzw. wurden diese Möglichkeiten bereits ausgeschöpft, kann ein Energiespeicher zur Reduktion der Bezugsleistungsspitzen eingesetzt werden. Weiters kann ein Speicher auch eingesetzt werden, um zeitvariable

Tarife auszunutzen. Der Speicher wird so betrieben, dass zu Niedertarifzeiten Strom aus dem Netz bezogen wird und zu Hochtarifzeiten entladen und damit Netzbezug substituiert wird. Zu bewerten ist der Einsatz eines Speichers im Rahmen betrieblichen Lastmanagements anhand der Einsparungen im Strombezug, durch die sich der Speicher refinanzieren muss.

- *Lastmanagement zur Erhöhung der Eigenbedarfsdeckung durch Eigenerzeugungsanlagen*

Werden Erzeugungsanlagen primär zur Eigenbedarfsdeckung betrieben und nur Überschüsse ins Netz eingespeist („Überschusseinspeiser"), können Speicher eingesetzt werden, um bei nicht bedarfsorientierter Erzeugung auf Basis regenerativer Energien (primär durch PV und WEA) Abweichung zwischen Primärenergieangebot bzw. Erzeugung und Eigenbedarf auszugleichen. Der Speicher wird dann als „Pufferspeicher“ eingesetzt, um Erzeugungsüberschüsse zwischenzuspeichern und entsprechend dem Bedarfslastgang wieder zu entladen. Diese Anwendung ist dann wirtschaftlich, wenn die Kosten der Eigenerzeugung sowie der Speicherung geringer sind als die vermiedenen Netzbezugskosten (Leistungs- und Arbeitspreis).

- *Bilanzgruppenmanagement:*

Elektrische Energiespeicher können für weiterverteilende Energieversorger im Rahmen des Fahrplan- und Bilanzgruppenmanagements sinnvoll sein, wenn dadurch einerseits zu beziehender Spitzenlaststrom und andererseits Fahrplanabweichungen (die durch Abweichungen der Last von der prognostizierten Last oder erzeugerseitig etwa durch regenerativer Erzeugeranlagen innerhalb der Bilanzgruppe - sofern nicht als Ökostromanlage in der Öko-Bilanzgruppe – auch bei guten Prognosen auftreten) reduziert werden können (VDE, 2009). Innerhalb einer Bilanzgruppe können auch dezentrale (kundeneigene) Speicher mit einem entsprechend geeigneten Energiemanagement-Systemen zu einem „virtuellen Kraftwerk“ zusammengeschlossen werden, wobei auch Erzeugungsanlagen und steuerbare Lasten einbezogen werden können (Kleinmaier, 2009).

Unterbrechungsfreie Stromversorgung und Notstromversorgung

Verminderte Spannungsqualität und Störungen im elektrischen Netz können zu Störungen und Schäden an Anlagen von Verbrauchern führen. Spannungseinbrüche bis hin zu Versorgungsunterbrechungen (etwa durch Kurzschlüsse aufgrund von Blitzeinschlägen in Freileitungen), können zu nachhaltigen Störungen oder Ausfällen empfindlicher Produktionsabläufe mit entsprechenden wirtschaftlichen Folgen führen, aber auch Unter- oder Überspannung, Frequenzabweichung oder Oberschwingungen können empfindliche elektrische Verbraucher negativ beeinflussen. Mit Anlagen zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) kann die Versorgung kritischer Lasten sichergestellt werden. Einsatzbereiche sind etwa die Absicherung kritischer Produktionsprozesse (beispielsweise

die Herstellung elektronischer Bauteile in Reinraumprozessen, Papierherstellung), die Absicherung von Steuer- und Leittechnik, Server- und Rechenzentren, Kommunikationseinrichtungen, sicherheitsrelevante oder medizinische Anwendungen (z.B. Krankenhäuser, Ampelanlagen). (VDE, 2009; Kleinmaier, 2009)

Zur lokalen Überbrückung von Spannungseinbrüchen und kurzen Versorgungsunterbrechungen können elektrische Speicher eingesetzt werden, die die Versorgung annähernd unterbrechungsfrei übernehmen und für eine Dauer von typischerweise einigen Sekunden aufrechterhalten. Bei länger andauernden Versorgungsunterbrechungen dient dies der Überbrückung der Anfahrzeit eines Notstromaggregats, wobei Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von mehr als 10 Sekunden selten auftreten (vgl. Richtewerte in ÖVE/ÖNORM EN 50160, siehe Tabelle 2.4). Die Kombination von USV und verzögert einsetzender Notstromversorgung hat den Vorteil, dass die nachgeschaltete Notstromanlage nur noch selten gestartet werden muss und auch Systeme eingesetzt werden können, deren dynamisches Verhalten zu träge für eine direkte unterbrechungsfreie Stromversorgung ist, die aber wirtschaftlich günstiger darstellbar sein können (Kleinmaier, 2009).

Wesentliche Anforderung an einen Speicher für den Einsatz zur USV stellt das dynamische Verhalten dar. Hierbei sind Zugriffszeiten im Bereich von 1 bis 10 Millisekunden gefordert. Die erforderliche Entladeleistung ist von der jeweiligen Anwendung bzw. den zu versorgenden Anlagen abhängig. Die Speicherkapazität ergibt sich aus der geforderten Leistung sowie der Entladezeit, die typischerweise im Bereich von 10 Sekunden liegt. (VDE, 2009; Sauer, 2010)

Betrieb von Inselnetzen

Inselbetrieb im Sinne der technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), Teil A (E-Control, 2011b), ist „ein Betrieb von einem Teilnetz eines sonst synchron betriebenen Gesamtnetzes mit Spannungs- und Frequenzwerten innerhalb gewisser Grenzbereiche, die aber von denen im Normalbetrieb abweichen“.

Im Betrieb von Inselnetzen sind die Anpassung der Erzeugung an den Bedarf und die Aufrechterhaltung einer definierten Spannungsqualität (unter wirtschaftlichen Kriterien) meist nur eingeschränkt möglich, insbesondere wenn auch regenerative Energieträger mit fluktuierender Verfügbarkeit zur Elektrizitätsgewinnung genutzt werden können. Hier können Energiespeicher eingesetzt werden, um einerseits einen Ausgleich zwischen Verfügbarkeit der genutzten Energieträger und Bedarf zu schaffen und andererseits um eine geforderte Spannungsqualität zu erhalten (Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Spannungsqualität, Blindleistung).

Betrieb von Micro Grids

Der Begriff der Micro Grids (Mikro-Netze) wird im Zusammenhang mit dezentraler Erzeugung und dezentralen Energiemanagement-Systemen (DEMS) diskutiert. Damit ist gemeint, in Teilbereichen von Niederspannungsnetzen Elektrizität möglichst verbrauchernah zu gewinnen und die Energiebereitstellung und den –bedarf in diesem Teilnetz mit DEMS-Unterstützung möglichst aufeinander abzustimmen, sodass der Energiebezug aus dem vorgelagerten Netz optimiert werden kann. Derartige Micro Grids können zur Verbesserung der Stabilität und auch zur Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit beitragen, wenn sie auch inselbetriebsfähig sind. Die möglichen Einsatzbereiche von Energiespeichern in solchen Micro Grids sind ähnlich wie in Inselnetzen (Anpassung der Erzeugung an den Bedarf, Bereitstellung von Spitzenleistung und Regelleistung, Spannungsqualität), wobei jedoch grundsätzlich eine Anbindung an ein vorgelagertes Netz mit der damit verbundenen Absicherung bei Ausfall oder Nichtverfügbarkeit von dezentralen Erzeugungsanlagen im Micro Grid besteht. (E-Control, 2005)

Langfristspeicherung, Saisonaler Ausgleich, Langfristige Energiesicherung

Ein Anwendungsfeld stellt auch die langfristige oder saisonale Speicherung von Strom dar, insbesondere vor dem Hintergrund der unterschiedlichen saisonalen Verfügbarkeiten von Windenergie- und Laufwasserkraftanlagen (VDE, 2009). Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit solcher Speicher ist jedoch zu beachten, dass diese Speicher grundsätzlich nur während Ausspeicherung Erlöse bringen, wobei die Entladehäufigkeit von Langfrist- und saisonalen Speichern im Bereich ein bis wenige male pro Jahr liegt.

1.3.2 Anforderungen an Speicher zur Einsatzfähigkeit in den Anwendungsbereichen

In folgendem Abschnitt erfolgt eine Gegenüberstellung der Anforderungen an das dynamische Verhalten, Leistungsbereiche und erforderliche Speicherkapazität für die verschiedenen Anwendungsbereiche.

In Bezug auf das dynamische Verhalten spielen Entladezeit und Zugriffszeit eine entscheidende Rolle hinsichtlich der Eignung einer Speichertechnologie für die genannten Anwendungsbereiche. Die Anforderungen bzw. typische Wertebereiche hinsichtlich Entladezeit und Einsatzhäufigkeit sind für verschiedene Einsatzbereiche im Kurz- und Mittelfristspeicherbereich in folgender Abbildung 2.9 dargestellt.

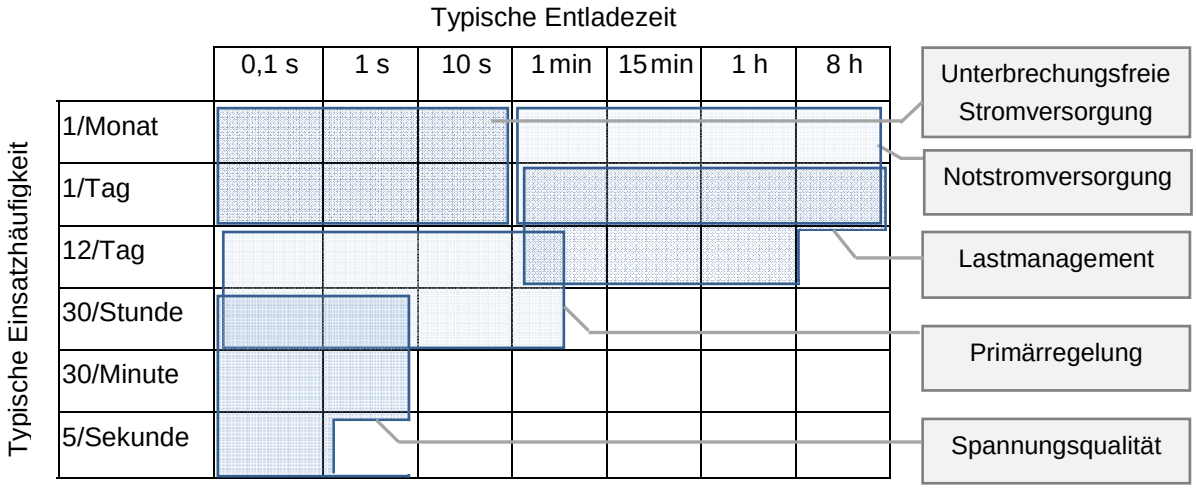


Abbildung 2.9: Einsatzbereiche für Energiespeicher in elektrischen Netzen in Abhängigkeit der Häufigkeit des Einsatzes und der Einsatzdauer pro Einsatz

Quelle: Eigene Darstellung nach Sauer, 2006

Der Einsatz von Speichern im Bereich der Spannungsqualitätsregelung (beispielsweise Flickerkompensation, Kompensation von Phasenunsymmetrien und Oberschwingungen) erfolgt typischerweise mit Entladezeiten im Bereich von Millisekunden mit entsprechenden Anforderungen an die Leistungselektronik.

Im Bereich des betrieblichen Last- und Energiemanagements besteht die Aufgabe des Speichersystems vorrangig in der Senkung der Netzbezugsleistung durch Abdeckung von Lastspitzen, die typischerweise mit einer Häufigkeit im ein- bis niedrigen zweistelligen Bereich während eines Tages auftreten. Die typische Entladezeit liegt hier, je nach Belastungsprofil, im Bereich von wenigen Minuten bis etwa eine Stunde. Sollen auch zeitlich gestaffelte Tarife für den Arbeitspreis (beispielsweise ein günstiger Nachttarif) der bezogenen elektrischen Energie mittels Speichereinsatz ausgenutzt werden, liegt die Lade- und Entladezeit im Stundenbereich, entsprechend der zeitlichen Tarifgestaltung kann von etwa 4 bis 12 Stunden ausgegangen werden (Brunet, 2011). Hinsichtlich Zugriffszeit und dynamischem Verhalten des Speichers bestehen in diesem Anwendungsfall keine sehr hohen Anforderungen, da zum einen zur Lastverschiebung nach zeitvariablen Bezugstarifen der Speichereinsatz planbar ist, und zum anderen im Bereich der dynamischen Lastspitzenreduktion die Bezugsleistungen nach Viertelstundenmittelwerten bestimmt werden und auch hier eine Planbarkeit vorliegt. Zugriffzeiten im Sekunden- bis Minutenbereich können somit durchaus noch die Anforderungen erfüllen (vgl. Kleinmaier, 2009).

Der Einsatz von Speichersystemen im Bereich unterbrechungsfreie Stromversorgung erfordert Zugriffszeiten im Bereich von etwa 1 bis 10 Millisekunden. Die Entladezeit beträgt bis zu 10 Sekunden. Speicher zur Notstromversorgung dienen der Überbrückung längerer Versorgungsunterbrechungen und werden, je nach zu versorgender Last, mit Entladezeiten von Minuten (beispielsweise um elektrische Anlagen wie Produktionsmaschinen ordnungsgemäß stillsetzen zu können) bis zu mehreren Stunden eingesetzt.

Sollen Speicher zum saisonalen Ausgleich von Primärenergieangebot und Nachfrage nach elektrischer Energie oder auch zur längerfristigen Energiesicherung eingesetzt werden, liegen die Speicherdauern im Monats- oder sogar Jahresbereich.

Werden neben den typischen Entladezeiten auch die Leistungsbereiche berücksichtigt, in denen Energiespeicher für verschiedene Einsatzbereiche zur Anwendung kommen, lassen sich typische Anwendungsbereiche wie in nachfolgender

Abbildung 2.10 dargestellten zuordnen. Aus der Nennleistung und der Entladezeit bei Nennleistung lässt sich der nutzbare Energieinhalt ableiten, im Diagramm sind Punkte gleicher Energiemenge mit diagonal verlaufenden Geraden verbunden. Im Zusammenhang mit der Speicherkapazität sind bei vielen Speichersystemen jedoch noch Verluste während der Speicherung (Selbstentladerate) zu berücksichtigen.

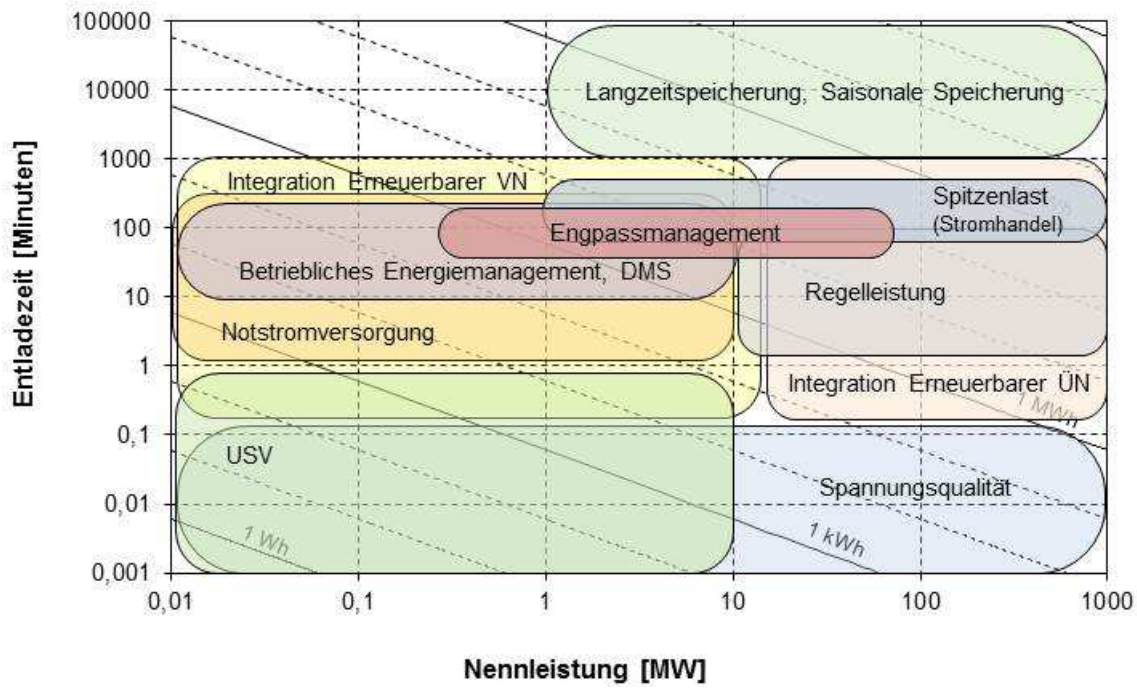


Abbildung 2.10: Einsatzbereiche für Energiespeicher in elektrischen Netzen in Abhängigkeit von Nennleistung und typischer Entladezeit

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an ESA, 2009

Im Bereich USV und Notstromversorgung ist die erforderliche Nennleistung von den zu versorgenden Lasten abhängig und kann von einigen Kilowatt bis zu mehreren Megawatt reichen. USV Systeme dienen, wie bereits beschrieben, der nahezu unterbrechungsfreien Aufrechterhaltung der Versorgung für kurze Zeit, Speicher in diesem Einsatzbereich haben typische Entladezeiten von einigen Sekunden. Soll die Versorgung durch ein Notstromsystem übernommen werden, sind hierbei je nach Anwendung Entladezeiten von Minuten bis zu mehreren Stunden gefordert.

Der Einsatzbereich betriebliches Energie- und Lastmanagement findet sich in einem ähnlichen Leistungsbereich entsprechend der Leistung der zu versorgenden Lasten bzw. Höhe von abzudeckenden Leistungsspitzen, die Anforderungen hinsichtlich Entladezeiten wurden bereits in vorgegangenem Abschnitt erläutert.

Unter der Bezeichnung Integration Erneuerbarer wurde der Speichereinsatz zur Glättung fluktuierender Einspeiseleistung sowohl im kurz- als auch im langfristigen Bereich in Hinblick auf die Netz- und Marktintegration zusammengefasst (siehe unter Abschnitt „Glättung fluktuierender Einspeiseleistung und Netzeinspeisemanagement zur Netz- und Marktintegration Erneuerbarer Energien“). In Verbindung mit dezentraler Erzeugung auf Basis Erneuerbarer können Speicher im unteren Leistungsbereich bis zu einigen Megawatt zur Integration im Verteilnetz (VN) eingesetzt werden. Speicher im größeren Leistungsbereich (im Diagramm dargestellt für Leistungen ab etwa 15 MW (vgl. VDE, 2009)), etwa für den zentralen Ausgleich von fluktuierender Einspeisung von Windparks, werden an das Übertragungsnetz (ÜN) angebunden.

Hinsichtlich der geforderten Entladezeiten reicht der Einsatzbereich von einigen Sekunden bzw. Minuten bis zur Vergleichmäßigung oder Verschiebung der Einspeisung über mehrere Stunden. Der Einsatz im sehr kurzfristigen Bereich zur Erhöhung der Spannungsqualität der Einspeisung, beispielsweise zur Flickerkompensation, wurde in der Abbildung dem Bereich Spannungsqualität zugeordnet. Demgegenüber wurde der Bereich Speicherung in Verbindung mit Erzeugung auf Basis Erneuerbarer zur Abdeckung von Mindererzeugung im Tages- bis Monatsbereich der Kategorie Langzeitspeicherung und saisonale Speicherung zugeordnet. Dieser Anwendungsbereich gilt der Speicherung große Energiemengen über einen längeren Zeitraum.

1.3.3 Zuordnung der Technologien zu Speichereinsatzbereichen und Identifizierung möglicher Anwendungsbereiche für das HyPES System

Auf Basis der geforderten Speichereigenschaften für die Einsatzbereiche können die in Abschnitt 1.2.3 dargestellten Speichertechnologien entsprechend ihren Parametern den Anwendungsbereichen zugeordnet werden. In Abbildung 2.11 wurde unter Verwendung der vorangegangenen Darstellungen in Abbildung 2.4 und

Abbildung 2.10 eine Zuordnung nach Leistungsbereichen und geforderten Entladezeiten vorgenommen.

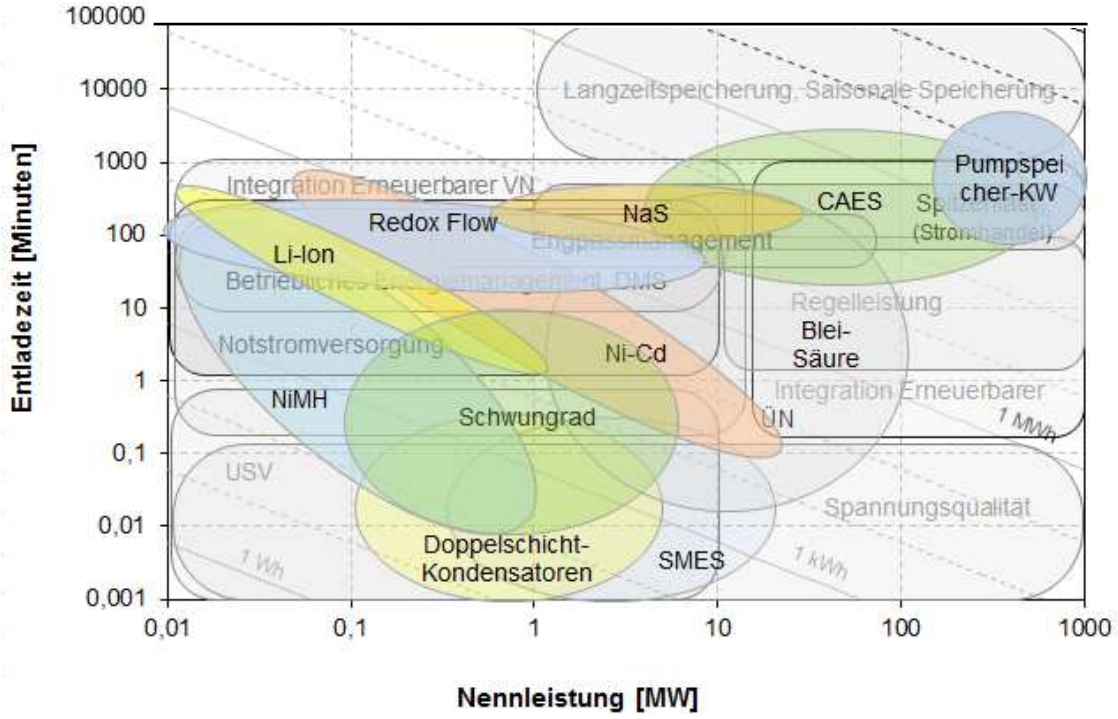


Abbildung 2.11: Zuordnung der Speichertechnologien zu den Einsatzbereichen
Quelle: eigene Darstellung basierend auf Abbildung 2.4 und Abbildung 2.10

Tabelle 2.6: Zuordnung von Speichertechnologien und Einsatzbereichen
Quelle: nach Bodach, 2006; Völler, 2009

Typische Entladezeit bei Nennleistung	**Klasse**	**Einsatzzweck**	**Speichertechnologien**							
			SMES	DSK	Schwungrad	NaS-Batterie	Redox-Flow-Batterie	Pumpspeicher	CAES	Wasserstoffpfad
Einige Sekunden	Kurzfristspeicher	Spannungs-/ Frequenzregelung	X	X	X					
Einige Minuten		Ausgleich von Erzeugungsfluktuationen (Windböen bei WEA)		X	X	X				
30 Minuten		Ausgleich von Erzeugungsfluktuationen (Wolkengang bei PV)			X	X	X			
2 Stunden	Mittelfristspeicher	Glättung der Einspeiseleistung (v.a.WEA)				X	X	X	X	
8 Stunden		Tägliche Lastzyklen, tägliche Optimierung					X	X	X	X
Einige Tage		Ausgleich Wettereffekte (Schlechtwetter)					X	X	X	X
2 Wochen	Langfristspeicher	Ausgleich von Wettereffekten längerfristig						(X)	X	X

Einige Monate	frist-speicher	Saisonaler Ausgleich								X
Jahre		Langfristige Energiesicherung								X

Zur besseren Veranschaulichung ist in Tabelle 2.6 eine Zuordnung der wichtigsten Technologien zu einzelnen Anwendungsbereichen explizit angeführt.

Gleichermaßen kann das HyPES Speichersystem entsprechend dem Leistungsbereich und dem angestrebten Entladezeitbereich den Anwendungsbereichen zugeordnet werden. Diese Zuordnung ist in

Abbildung 2.12 dargestellt.

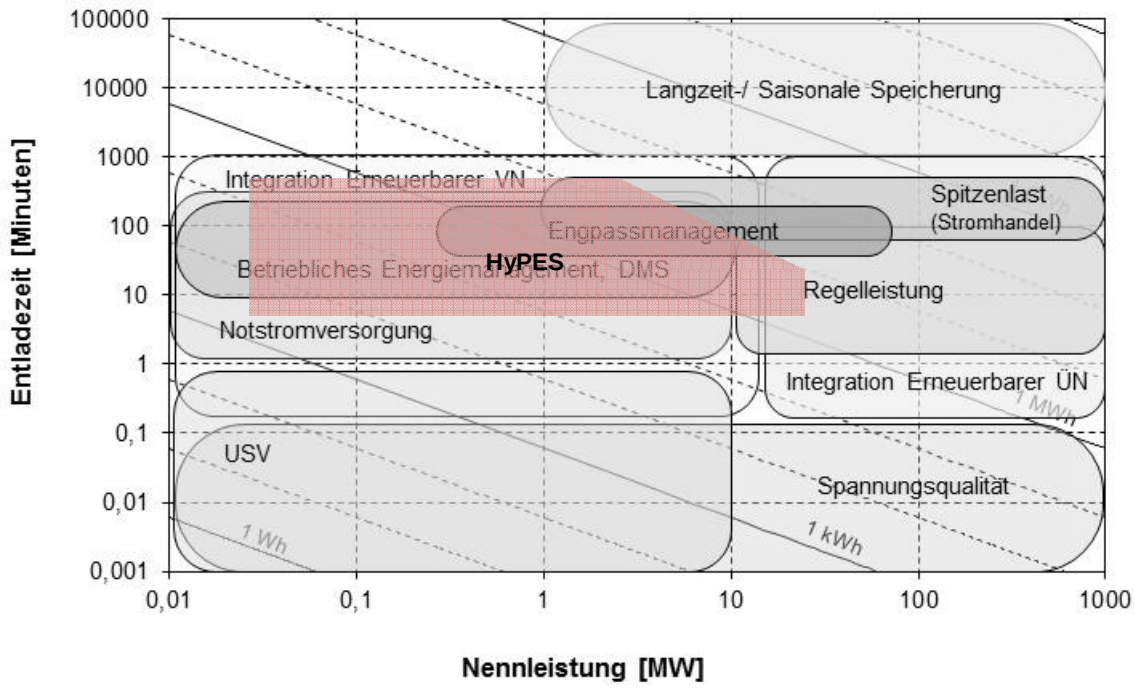


Abbildung 2.12: Zuordnung des HyPES Speichersystems zu den Einsatzbereichen
Quelle: eigene Darstellung basierend auf

Abbildung 2.10

Als mögliche Einsatzbereiche des HyPES Speichersystems können daher identifiziert werden:

- Optimierung der Nutzung fluktuierender, nicht nachfrageorientierter Erzeugung: Speichereinsatz zur Glättung und Optimierung der Einspeisung (in Hinblick auf Strom-Vermarktung) oder Eigenbedarfsdeckung durch Verstetigung und/oder Verlagerung der Erzeugung

- Betriebliches Energie-/Lastmanagement: Reduktion von Leistungsspitzen und Ausnutzung zeitvariabler Tarife (durch Leistungsspitzenabdeckung und Verlagerung der Netzbezugsleistung)
- Notstromversorgung (wenn das das System auch eine unterbrechungsfreie Stromversorgung garantieren soll, ist die Kombination mit einer entsprechenden USV-Anlage erforderlich)
- Engpassmanagement

Im Projekt STOR-E werden die Anwendungsgebiete Betriebliches Lastmanagement und Optimierung der Nutzung fluktuierender, nicht nachfrageorientierter Erzeugung anhand von Referenzanwendungen näher untersucht.

1.4 Definition der Referenzanwendungsfälle

Die Speichereinsatzmöglichkeiten in den Anwendungsbereiche betriebliches Lastmanagement und Optimierung der Nutzung fluktuierender, nicht nachfrageorientierter Erzeugung werden anhand von Referenzanwendungsfällen behandelt. Als Referenzanwendungsfälle werden definiert:

- Optimierung der Eigenbedarfsdeckung mit Strom aus einer Photovoltaikanlage
- Netzeinspeiseoptimierung für eine Windenergieanlage (Marktintegration)
- Betriebliches Last-/Energiemanagement für einen Gewerbebetrieb zur Strombezugsoptimierung

1.4.1 Erläuterungen zur Auswahl der Referenzanwendungsfälle

Die Praxisrelevanz der Auswahl der Referenzanwendungsfälle kann anhand nachfolgender Erläuterungen begründet werden:

Referenzanwendungsfall Optimierung der Eigenbedarfsdeckung mit Strom aus einer Photovoltaikanlage:

In diesem Referenzanwendungsfall dient der Speichereinsatz der Verlagerung der Bereitstellung von Strom aus fluktuierender, nicht nachfrageorientierter Erzeugung einer Photovoltaikanlage zur Erhöhung der Eigenbedarfsdeckung eines Verbrauchers. Hierfür wird im vorliegenden Fall ein Gewerbebetrieb als Referenzfall herangezogen.

Der Definition dieses Referenzanwendungsfalles zum Speichereinsatz in Verbindung mit einer PV-Anlage mit Überschusseinspeisung liegt einerseits die Überlegung zugrunde, dass bei volleinspeisenden Ökostromanlagen der zwischengespeicherte Strom gemäß geltender Rechtslage (§5 Abs 1 Z 30 ÖSG, 2009) nicht mehr als „Strom aus erneuerbaren Energieträgern“ gilt und für den ausgespeicherten Strom kein Ökostromtarif bezogen werden kann. Für die Inanspruchnahme der Tarifförderung muss der gesamt erzeugte Ökostrom

direkt eingespeist werden. Ein Speicher würde theoretisch bei beschränkter Netzanschlussleistung sinnvoll sein, um die PV-Anlage in Verbindung mit einem Speicher gegenüber der Netzanschlussleistung überdimensionieren zu können, wobei bei hoher Erzeugung in Schwachlastzeiten der Speicher als „Pufferspeicher“ zur zeitlichen Verschiebung der Netzeinspeisung fungiert. Die gesamt eingespeiste elektrische Arbeit kann damit durch die Überdimensionierung der PV-Anlage erhöht werden, wobei die Einspeiseleistung ins Netz aus der Gesamtanlage (PV-Anlage im Verbund mit einem Speicher) durch die Zwischenspeicherung (z.B. mit Einspeisung in der Nacht) unterhalb der vom Netzbetreiber vorgegebenen Begrenzung gehalten werden kann. Für volleinspeisende Ökostromanlagen ist diese Möglichkeit zur Erhöhung der Ökostromeinspeisung bei beschränkter Anschlussleistung nach derzeit gültiger Rechtslage wie beschrieben jedoch nicht gegeben, ein Speichereinsatz daher in diesem Fall derzeit nicht relevant. Für nicht tarifgeförderte Anlagen ist ein solcher Speichereinsatz zur Schaffung der Möglichkeit der Überdimensionierung der PV-Anlage bei beschränkter Netzanschlussleistung, wenn der gesamt erzeugte Strom eingespeist und verkauft werden soll, grundsätzlich möglich, wobei bei Einspeisung zu Marktpreisen die Wirtschaftlichkeit einer solchen volleinspeisenden Anlage zum Stromverkauf bei derzeitigen Stromgestehungskosten aus Photovoltaik als nicht gegeben angenommen werden kann (vgl. IEA, 2010).

Demgegenüber kann andererseits eine Installation zur Eigenbedarfsdeckung zur Substitution von Strombezug aus dem Netz je nach Strombezugskosten jedoch wirtschaftlich darstellbar sein. In diesem Fall einer Überschusseinspeisung kann ein Stromspeicher zur Optimierung der Eigenbedarfsdeckung eingesetzt werden. Der Speicher kann hierbei als „Pufferspeicher“ für den mittels PV-Anlage erzeugten Strom eingesetzt werden, um die Abweichungen von Erzeugerleistung und Bedarf auszugleichen und somit bedarfsangepasst eigenerzeugten Strom bereitstellen zu können. Je nach Auslegung bzw. Größe der PV-Anlage kann die Anlage in Verbindung mit einem Speicher etwa zur Spitzenlastreduktion (Deckung von Lastspitzen) bis hin zur vollständigen Eigenbedarfsdeckung mittels Strom aus Photovoltaik eingesetzt werden. Dieser Einsatzbereich zur Optimierung der Eigenbedarfsdeckung ist vor allem auch eine Möglichkeit für Ökostromanlagen nach Auslaufen der Einspeisetarifvergütung nach 13 Jahren.

Referenzanwendungsfall Netzeinspeiseoptimierung für eine Windenergieanlage:

In diesem Referenzanwendungsfall wird der Speichereinsatz zur Verstetigung / Verlagerung der Netzeinspeisung von Strom aus fluktuierender, nicht nachfrageorientierter Erzeugung einer Windenergieanlage (WEA) untersucht. Der Speichereinsatz dient in diesem Anwendungsfall der zeitlichen Verschiebung bzw. „Pufferung“ zwischen fluktuierender Erzeugung der WEA und Netzeinspeisung der Gesamtanlage (WEA in Verbindung mit dem Speicher) mit dem Ziel des Stromverkaufs. Die mögliche Anwendung für eine Eigenbedarfsdeckung wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht untersucht. Der Definition des vorliegenden Referenzanwendungsfalls liegen die folgenden Überlegungen zugrunde:

Windenenergieanlagen in Österreich speisen zum überwiegenden Teil als Ökostromanlagen gemäß Ökostromgesetz (ÖSG, 2009) und Ökostromverordnung (ÖSVO, 2011) ein. Für diese Ökostromanlagen besteht eine Abnahmeverpflichtung der Erzeugung bei fixer Vergütung der Einspeisung, wodurch kein Anreiz zur bedarfsgerechten Einspeisung besteht. Gemäß Ökostromverordnung 2011 (ÖSVO, 2011) beträgt die Vergütung für Anlagen, für die im Jahr 2011 ein Antrag auf Kontrahierung bei der Ökostromabwicklungsstelle gestellt wurde, 0,097 EUR/kWh bei einer anlagenbezogenen Laufzeit der Einspeiseförderung von 13 Jahren. Diese Tarifförderung in Österreich ist derzeit jedoch gedeckelt, sodass nicht alle potenziellen Neuanlagen diese Förderung erhalten. Auch ist diese Förderung grundsätzlich als Übergang zur Erreichung der vollständigen Marktreife der geförderten Erzeugungstechnologien zu verstehen.

Ohne entsprechende Einspeisetarifförderung ist die Errichtung von WEA jedoch nur sinnvoll, wenn mit diesen die geforderten Erlöse am Markt erwirtschaftet werden können. Durch die fluktuierende Erzeugung ist die Marktintegration von WEA allerdings erschwert.

Der Einsatz von Energiespeichern in Verbindung mit Elektrizitätserzeugung auf Basis von Windenergie ermöglicht eine Einspeisung, die zu einem gewissen Grad unabhängig von der momentanen Verfügbarkeit des Primärenergieträgers und damit der Erzeugung der WEA ist. Eine regelbare Erzeugung bzw. Netzeinspeisung ist jedoch Voraussetzung zur Teilnahme am Elektrizitätsmarkt. Durch Verstetigung der Einspeiseleistung von Windenergieanlagen mittels Energiespeicherung könnte beispielsweise am Day Ahead Spotmarkt teilgenommen werden, wofür zumindest stündlich konstante Leistungen erforderlich sind. Durch Einsatz größerer Speicherkapazitäten kann die Speicherung auch über mehrere Stunden erfolgen, um zu Zeiten hoher Spotmarktpreise einzuspeisen und damit den Erlös zu erhöhen. Dadurch erfolgt die Einspeisung auch nachfrageorientiert, da die Einspeisung damit von Schwachlastzeiten zu Spitzenlastzeiten verschoben wird.

Im Rahmen dieser Arbeit soll daher untersucht werden, wie für eine beispielhafte WEA ein Speicher eingesetzt werden kann, um die Netzeinspeisung einerseits zu vergleichmäßigen und andererseits gezielt von Offpeak- auf Peak-Zeiten verlagert werden kann, um den Erlös aus dem Stromverkauf zu erhöhen.

In der weiteren Projektdurchführung wird der Anwendungsfall analog zu den vorangegangen dargestellten Referenzanwendungsfällen dargestellt und modellhaft abgebildet. Hieraus sollen schließlich Anforderungen an das Speichersystem hinsichtlich erforderlicher Dimensionierung und dynamischem Verhalten abgeleitet werden.

Referenzanwendungsfall Betriebliches Last-/Energiemanagement für einen Gewerbebetrieb zur Strombezugsoptimierung:

In diesem Referenzanwendungsfall wird davon ausgegangen, dass im Betrieb andere Möglichkeiten des Lastmanagements bereits ausgeschöpft wurden bzw. keine anderen Lastverschiebungspotenziale mehr gegeben sind. Durch Einsatz des Stromspeichers soll der Strombezug aus dem Netz optimiert und damit die Strombezugskosten minimiert werden.

1.4.2 Erforderliche Kenndaten zur Charakterisierung der Referenzanwendungsfälle

Die Referenzanwendungsfälle sind hinsichtlich des Verhaltens von Verbraucher und Erzeugungsanlagen zu charakterisieren. Hierzu werden unter anderem Ganglinien und Dauerlinien der Leistung erstellt und Daten zum Fluktuationsverhalten analysiert. Weiters lässt sich für den Fall des Strombezugs aus dem Netz (Betriebliches Lastmanagement) der Tarif für den Strombezug (unter anderem) charakterisieren durch:

- Tarifzeiten (Hochtarif (HT), Niedertarif (NT), Abrechnungsperiode für die Bezugsleistung)
- Arbeitspreis je Tarifstufe [EUR/kWh]
- Leistungspreis [EUR/kW]

Für den Fall einer Netzeinspeisung (Windenergieanlage) ist die zugrunde gelegte Vergütung bzw. die erwartete Erlösstruktur (Zeiten, Preise) zu charakterisieren.

Aus diesen Randbedingungen der Anwendungsfälle werden Zielsetzungen für den Speichereinsatz abgeleitet. In weiterer Folge wird der Speichereinsatz für jeden Referenzanwendungsfall modelliert, um Schlussfolgerungen vor allem hinsichtlich der erforderlichen Dimensionierung ableiten zu können.

Schließlich werden aus der Charakterisierung der Referenzanwendungsfälle und der Modellierung Anforderungsprofile und Bedingungen für die Auslegung des Speichersystems zum Einsatz in diesen Anwendungsfällen abgeleitet. Insbesondere dienen hierfür die folgenden Parameter:

- Erforderliche Ein- und Ausspeicherleistung [kW]
- Erforderliche Speicherkapazität bzw. nutzbarer Energieinhalt [kWh]
- erforderliche Lade- und Entladezeit bei Nennleistung [h]
- Erforderliches dynamisches Verhalten für Laden und Entladen: Zugriffszeit [s], Leistungsgradient [kW/s]
- Einsatzhäufigkeit, Zyklen pro Zeitintervall (Minute/Stunde/Tag/Jahr etc.)
- Erforderliche Speicherdauer [h] bzw. [d]

1.5 Anforderungen an das Speichersystem

1.5.1 Spezifische Anforderungen an das Speichersystem im Referenzanwendungsfall betriebliches Lastmanagement

Für den Einsatz im Referenzanwendungsfall betriebliches Lastmanagement werden insbesondere die folgenden Anforderungen an das Speichersystem gestellt:

- **Spezifische Investitions- und Betriebskosten:**

Die Zielkosten für den Speicher ergeben sich aus den Einsparungen bei den Strombezugskosten des Betriebs und einer Vorgabe für die gewünschte Amortisationszeit. Die möglichen Einsparungen sind für den jeweiligen Betrieb auf Basis des Lastprofils zu ermitteln.

- **Lange Lebensdauer (kalendarisch und zyklenbezogen):**

  Die mittels Speicher erzielbaren Einsparungen bei den Strombezugskosten werden erst nach Amortisation des Speichersystems wirtschaftlich wirksam. Die (wirtschaftlich) erforderliche Mindestlebensdauer entspricht daher der Amortisationszeit. Durch eine entsprechend lange erwartete Lebensdauer nach der Amortisierung erhöht sich in einer Investitionsrechnung für den Speicher nach der Kapitalwertmethode der Gesamtbarwert der zukünftigen Einsparungen, wodurch seitens des Betriebs möglicherweise eine längere Amortisationszeit in Kauf genommen wird. In diesem Fall erhöhen sich die Zielinvestitionskosten für die Entwicklung des Speichersystems.

- **Geringer Wartungsaufwand:**

  Ein hoher Wartungsaufwand erhöht die Betriebskosten und wirkt sich ungünstig auf die Akzeptanz potenzieller Kunden für das Speichersystem aus. Insbesondere für kleinere Betriebe ohne entsprechendes eigenes technisches Betriebspersonal ist dieser Punkt wesentlich.

- **Zuverlässige Messung und Anzeige des Energieinhalts des Speichers:**

  Für das Speichermanagementsystem ist der verfügbare Energieinhalt des Speichers entscheidend für die Regelung des Speichereinsatzes.

- **Hoher Lade-/Entlade-Wirkungsgrad:**

  Der Wirkungsgrad des Systems bestimmt die erforderliche Dimensionierung des Speichersystems (damit die Investitionskosten) und die Einsparungen der Strombezugskosten (die energetischen Verluste des Speichers müssen durch zusätzlichen Strombezug aus dem Netz gedeckt werden).

- **Geringe Selbstentladung:**

  Analog zum Lade-/Entlade-Wirkungsgrad bestimmt die Selbstentladung die erforderliche Dimensionierung des Speichersystems (damit die Investitionskosten) und die Einsparungen der Strombezugskosten (die energetischen Verluste des Speichers müssen durch zusätzlichen Strombezug aus dem Netz gedeckt werden).

- **Hohe Leistungs- und Energiedichte:**

Für die Anwendung spielt vor allem die volumetrische Energiedichte des Systems eine Rolle, insbesondere wenn die Raumverfügbarkeit eingeschränkt ist oder die Speicherinstallation größere Umbauarbeiten im Betrieb erfordern würde.

- **Anforderungen an das dynamische Verhalten des Speichers:**

  Hinsichtlich Zugriffszeit und dynamischem Verhalten des Speichers bestehen in diesem Anwendungsfall keine spezifisch hohen Anforderungen, da zum einen zur Lastverschiebung nach zeitvariablen Bezugstarifen der Speichereinsatz teilweise planbar ist, und zum anderen im Bereich der dynamischen Lastspitzenreduktion die Bezugsleistungen nach Viertelstundenmittelwerten bestimmt werden und auch hier teilweise eine Planbarkeit vorliegen kann. Zugriffzeiten im Sekunden- bis Minutenbereich können somit durchaus noch die Anforderungen erfüllen, was für den jeweiligen Betrieb einer gesonderten Betrachtung bedarf.

Hinsichtlich der erforderlichen **Speicherdimensionierung** (erforderliche Speicherleistung und Speicherkapazität) werden Überlegungen und Berechnungen im Rahmen der Modellierung des Speichersystems angestellt. Die Ermittlung der Dimensionierung bedarf für den jeweiligen Anwendungsfall einer gesonderten Betrachtung und stellt grundsätzlich eine Optimierungsaufgabe zur Maximierung der Einsparungen bei den Strombezugskosten dar.

1.5.2 Spezifische Anforderungen im Referenzanwendungsfall Optimierung der Eigenbedarfsdeckung mit Strom aus einer Photovoltaikanlage

Für den Einsatz im Referenzanwendungsfall Optimierung der Eigenbedarfsdeckung mit Strom aus einer Photovoltaikanlage werden insbesondere die folgenden Anforderungen an das Speichersystem gestellt:

- **Spezifische Investitions- und Betriebskosten:**

  Die Zielkosten für den Speicher ergeben sich aus den generierbaren Einsparungen aus der Differenz der Kosten für Strombezug aus dem öffentlichen Netz und Erlösen für die Netzeinspeisung für die Überschusserzeugung. Der mögliche wirtschaftliche Nutzen ist für den jeweiligen Nutzer auf Basis des Lastprofils und der Erzeugungskenndaten des PV-Systems zu ermitteln. Die Wirtschaftlichkeit des Speichers hängt somit vom Niveau der spezifischen Strombezugskosten aus dem Netz, den Einspeiseerlösen und den Stromgestehungskosten der PV-Anlage ab.

- **Lange Lebensdauer (kalendarisch und zyklenbezogen):**

  Die erforderliche Lebensdauer des Speichers ist an der Lebensdauer des PV-Systems orientiert, diese sollten für einen langfristigen kombinierten Einsatz übereinstimmen. Die wirtschaftlich erforderliche Mindestlebensdauer entspricht der Amortisationszeit des Systems. Die mittels Speicher erzielbaren zusätzlichen Einsparungen bei den Strombezugskosten aus dem öffentlichen Netz (in

Abhängigkeit der Stromgestehungskosten des PV-Systems) werden erst nach Amortisation des Speichersystems wirtschaftlich wirksam. Durch eine entsprechend lange erwartete Lebensdauer nach der Amortisierung erhöht sich in einer Investitionsrechnung für den Speicher nach der Kapitalwertmethode der Gesamtbarwert der zukünftigen Einsparungen, wodurch seitens des Betriebs möglicherweise eine längere Amortisationszeit in Kauf genommen wird. In diesem Fall erhöhen sich die Zielinvestitionskosten für die Entwicklung des Speichersystems.

- **Geringer Wartungsaufwand:**

  Ein hoher Wartungsaufwand erhöht die Betriebskosten und wirkt sich ungünstig auf die Akzeptanz potenzieller Kunden für das Speichersystem aus. Insbesondere für kleinere Anwendungen wie bei Gewerbebetrieben oder Bürogebäuden ohne entsprechendes eigenes technisches Betriebspersonal für die Wartung ist dieser Punkt wesentlich.

- **Zuverlässige Messung und Anzeige des Energieinhalts des Speichers:**

  Für das Speichermanagementsystem ist der verfügbare Energieinhalt des Speichers entscheidend für die Regelung des Speichereinsatzes

- **Hoher Lade-/Entlade-Wirkungsgrad:**

  Der Wirkungsgrad des Systems bestimmt die erforderliche Dimensionierung des Speichersystems (damit die Investitionskosten) sowie die kostenmäßigen Einsparungen bzw. Erlöse.

- **Geringe Selbstentladung:**

  Analog zum Lade-/Entlade-Wirkungsgrad bestimmt die Selbstentladung die erforderliche Dimensionierung des Speichersystems (damit die Investitionskosten) sowie die kostenmäßigen Einsparungen bzw. Erlöse.

- **Hohe Leistungs- und Energiedichte:**

  Für die Anwendung spielt vor allem die volumetrische Energiedichte des Systems eine Rolle insbesondere wenn die Raumverfügbarkeit eingeschränkt ist oder die Speicherinstallation größere Umbauarbeiten am Einsatzort erfordern würde.

Hinsichtlich der erforderlichen **Speicherdimensionierung** (erforderliche Speicherleistung und Speicherkapazität) werden Überlegungen und Berechnungen im Rahmen der Modellierung des Speichersystems angestellt. Die Ermittlung der Dimensionierung bedarf für den jeweiligen Anwendungsfall einer gesonderten Betrachtung. Allgemein kann folgendes festgehalten werden:

Die maximal mögliche Einspeicherleistung ergibt sich aus der maximal auftretenden Differenz zwischen momentaner Leistung der PV-Anlage und Bedarfsleistung, sofern nicht ins öffentliche Netz eingespeist werden soll. Theoretisch kann dieser Wert die maximal auftretende Leistung der PV-Anlage erreichen, falls zu dem Zeitpunkt, an dem diese

Leistung auftritt, kein Bedarf an elektrischer Energie besteht (etwa durch Ausfall der Last). Soll dieser Extremfall abgedeckt sein und die Erzeugung der PV-Anlage vollständig mittels Speichereinsatz genutzt werden, entspricht die maximale Ausgangsleistung des PV-Systems der erforderlichen Einspeicherleistung. Die maximale Ausgangsleistung ist durch die Auslegung des bzw. der Wechselrichter begrenzt, im vorliegenden Referenzfall ist dies auch bei kurzfristigen Leistungsspitzen die Peakleistung der PV-Anlage. Die maximal mögliche Ausspeicherleistung ist von der zu versorgenden Last abhängig, im Extremfall ist dies die maximal auftretende Bedarfsleistung falls gleichzeitig keine Leistung durch das PV-System bereitgestellt wird. Zur Ermittlung der erforderlichen Speicherkapazität erfolgt durch Modellierung des Speichereinsatzes.

1.5.3 Spezifische Anforderungen im Referenzanwendungsfall Netzeinspeiseoptimierung für eine Windenergieanlage

Für den Einsatz im Referenzanwendungsfall Netzeinspeiseoptimierung für eine Windenergieanlage werden insbesondere die folgenden Anforderungen an das Speichersystem gestellt:

- **Spezifische Investitions- und Betriebskosten:**

  Die Zielkosten für den Speicher im dargestellten marktorientierten Anwendungsfall ergeben sich aus den generierbaren zusätzlichen Erlösen bei optimierter Netzeinspeisung gegenüber der Einspeisung ohne Speicher. Die Wirtschaftlichkeit des Speichers hängt somit von den Stromgestehungskosten der WEA und dem Niveau der Handelspreise für Strom, insbesondere von der Differenz zwischen Basiserlösen bei Einspeisung ohne Speicher und Erlösen bei marktorientierter Einspeisung (Verkauf von Peakleistung), ab.

- **Lange Lebensdauer (kalendarisch und zyklenbezogen):**

  Die erforderliche Lebensdauer des Speichers ergibt sich aus der erwarteten Lebens- zw. Nutzungsdauer der WEA, diese sollten für einen langfristigen kombinierten Einsatz übereinstimmen.

- **Geringer Wartungsaufwand:**

  Ein hoher Wartungsaufwand erhöht die Betriebskosten, wirkt somit gewinnmindernd und wirkt sich ungünstig auf die Akzeptanz des Speichersystems durch den Nutzer (Betreiber der WEA) aus.

- **Zuverlässige Messung und Anzeige des Energieinhalts des Speichers:**

  Für das Speichermanagementsystem ist der verfügbare Energieinhalt des Speichers entscheidend für die Regelung des Speichereinsatzes

- **Hoher Lade-Entlade-Wirkungsgrad:**

Der Wirkungsgrad des Systems bestimmt die erforderliche Dimensionierung des Speichersystems (damit die Investitionskosten) sowie die generierbaren Erlöse.

- **Geringe Selbstentladung:**

  Analog zum Lade-Entlade-Wirkungsgrad bestimmt die Selbstentladung die erforderliche Dimensionierung des Speichersystems (damit die Investitionskosten) sowie die generierbaren Erlöse.

- **Anforderungen an das dynamische Verhalten des Speichers:**

  Die Anforderungen an das dynamische Verhalten des Speichers ergeben sich aus der Dynamik der Erzeugerleistung. Um die Erzeugerleistung zu jedem Zeitpunkt und für jeden Laständerungsfall vollständig nutzen zu können, muss das Speichersystem der Erzeugung dynamisch folgen. Für die Ermittlung der Auswirkungen von Zugriffsverzögerungen, Verzögerungen beim Umschalten von Laden/Entladen und reduzierter Leistungsgradienten sind gesonderte Betrachtungen und Berechnungen mittels Modellrechnung erforderlich. Da endgültige Parameter des Speichersystems noch nicht verfügbar sind, kann diese Analyse im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht durchgeführt werden.

Hinsichtlich der erforderlichen **Speicherdimensionierung** (erforderliche Speicherleistung und Speicherkapazität) werden Überlegungen und Berechnungen im Rahmen der Modellierung angestellt. Die Ermittlung der Dimensionierung bedarf für den jeweiligen Anwendungsfall einer gesonderten Betrachtung.

1.5.4 Anforderungen an das Speichersystem für den Netzanschluss

Hinsichtlich des Netzanschlusses des Speichersystems sind die geltenden gesetzlichen Bestimmungen, die technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), die den Regelungen zugrunde liegenden Normen und den auf diesen Bestimmungen basierenden Bedingungen des Netzbetreibers zu berücksichtigen.

Gemäß § 7 Abs. 1 Z 20 ElWOG (2010) ist eine Erzeugungsanlage definiert als Kraftwerk bzw. Kraftwerkspark. Ein Kraftwerk ist „eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energiewandlung elektrische Energie zu erzeugen" (§ 7 Abs 1 Z 38 ElWOG). Stromspeicher sind im ElWOG und den Ausführungsgesetzen der Länder nicht explizit einer Kategorisierung zugeordnet.

Laut §7 Abs 1 Z 10 ElWOG (2010) ist „Einspeiser" ein Erzeuger oder ein Elektrizitätsunternehmen, der oder das elektrische Energie in ein Netz abgibt.

In seiner Eigenschaft, durch Energiewandlung elektrische Energie zu erzeugen, kann das vorliegende Speichersystem grundsätzlich als Erzeugungsanlage eingestuft werden. In den weiteren Ausführungen wird das Speichersystem daher als Erzeugungsanlage behandelt.

Entsprechend des Leistungsbereichs des Speichersystems kommt ein Anschluss an das Verteilernetz in Frage, bei Einsatz in Verbindung mit dezentralen Erzeugungsanlagen oder im Bereich des betrieblichen Lastmanagements betrifft dies in erster Linie das

Niederspannungsnetz. Für den Anschluss ans Verteilernetz sind insbesondere die Bestimmungen in den folgenden Abschnitten der technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) zu berücksichtigen:

- TOR Teil C „Technische Regeln für Netze mit Nennspannung < 110 kV" (E-Control, 2009)
- TOR Teil D „Besondere technische Regeln", Hauptabschnitt D2 „Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen" (E-Control, 2006)
- TOR Teil D „Besondere technische Regeln", Hauptabschnitt D4 „Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen" (E-Control, 2008b)

Grundsätzlich ist für den Netzanschluss des Speichersystems die Zustimmung des Verteilernetzbetreibers (VNB) basierend auf einer durch ihn vorgenommenen Anschlussprüfung erforderlich. Neue oder abzuändernde Netzanschlüsse werden in diesem Zusammenhang auf Netzrückwirkungen und weitere betriebsbedingte Einflüsse (Gefährdung der Versorgungssicherheit, Betriebssicherheit etc.) hin überprüft. Die Anschlussbeurteilung und Festlegung von Emissionsgrenzwerten für Anlagen von Netzbenutzern durch den VNB zielt grundsätzlich auf die längerfristige Einhaltung der in der ÖVE/ÖNORM EN 50160 (2011) festgehaltenen Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen (E-Control, 2009). Bei Netzanschlüssen sind gemäß TOR Teil C unter anderem die folgenden Punkte zu berücksichtigen (E-Control, 2009):

- Netzanbindung (Art und Weise der Ausführung)
- Maximaler Umfang der Netznutzung
- Sternpunktbehandlung
- Minimale und maximale Netzkurzschlussleistung
- Maximale und minimale Betriebsspannung
- Schutzkonzept
- Zuschaltbedingungen
- Spannungsqualität an der Übergabestelle
- Zulässige Netzrückwirkungen
- Mess- und Zähleinrichtungen

Heranzuziehen für die geplanten Einsatzbereiche des Speichersystems (vgl. Referenzanwendungsfälle) sind insbesondere die Bestimmungen gemäß TOR Teil D, Hauptabschnitt D4 „Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen" (E-Control, 2008b). Gültig sind diese Bestimmungen für alle Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie (Erzeugungsanlagen), wenn diese parallel mit öffentlichen Nieder- oder Mittelspannungsnetzen betrieben werden sollen. Für die Anwendung dieser Bestimmungen

ist unerheblich, ob die Erzeugung elektrischer Energie mittels Synchrongeneratoren, Asynchrongeneratoren oder verschiedenen Arten von Gleichstromquellen erzeugt wird und ob die Einspeisung in das Netz direkt, über Transformatoren oder Wechselrichter/Umrichter erfolgt. Die in TOR D4 enthaltenen Bestimmungen geben einen allgemeinen Rahmen für den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen vor, wobei jedoch zu berücksichtigen ist, dass technische Besonderheiten des Netzbetriebs in Einzelfällen zusätzliche Spezifikationen und Maßnahmen erforderlich machen können, welche vom Netzbetreiber (mit entsprechender Begründung) festgelegt werden können.

1.6 Literaturverzeichnis

APG (Austrian Power Grid AG) (2011a): Marktinformationen – Netzregelung. http://www.apg.at/de/markt/netzregelung, abgerufen am 29.05.2011 um 21:57 Uhr.

APG (Austrian Power Grid AG) (2011b): Primärregelleistung – Internetplattform zur Ausschreibung der Primärregelleistung, http://www.regelleistung.at/, abgerufen am 17.05.2011 um 22:05 Uhr.

APG (Austrian Power Grid AG) (2011c): Präqualifikationsunterlagen für die Ausschreibung „Erbringung von Primärregelleistung für die Regelzone APG“, Version 31.01.2011, http://www.regelleistung.at/download/preg_praequalifikationsunterlagen.pdf, abgerufen am 22.05.2011 um 21:43 Uhr.

APG (Austrian Power Grid AG) (2011d): Technische Präqualifikation für Bezug / Lieferung von Sekundärregelreserve, Version 24.03.2011, http://www.apg.at/~/media/5EF9293A584A4AC794975D2F4C70875A.ashx, abgerufen am 21.05.2011 um 22:34 Uhr.

APCS (2011a): Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators für die Regelzone der Austrian Power Grid AG, V 13.00. http://www.apcs.at/static/cms/sites/apcs.at/media/DOWNLOAD_CENTER/SAMPLES/rules_regulations/new_version/Anh_Ausgleichsenergiebewirtschaftung_V13.0.pdf, abgerufen am 29.05.2011 um 22:07 Uhr.

APCS (2011b): Informationen zum Ausgleichsenergiemarkt, http://www.apcs.at/balance_energy_market/, abgerufen am 26.05.2011 um 21:27 Uhr.

APCS (2011c): Auktion Sekundärregelenergie, http://www.apcs.at/balance_energy_market/auction_sekreg/, abgerufen am 26.05.2011 um 21:27 Uhr.

APCS (2011d): Auktion Market Maker, http://www.apcs.at/balance_energy_market/auction_market_maker/, abgerufen am 26.05.2011 um 21:41 Uhr.

BEE (Bundesverband für Erneuerbare Energie e.V.) (2011): Maßnahmenpaket zur System- und Marktintegration Erneuerbarer Energien. Stetigkeitsanreiz einführen und Direktvermarktung beschleunigen. http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/sonstiges/2011/110321_BEE_Position_Direktvermarktung_Systemintegration.pdf, abgerufen am 26.06.2011 um 23:43 Uhr.

Biermayr, P., Eberl, M., Ehrig, R., Fechner, H., Galosi, A., Kristöfel, C., Prüggler, N., Strasser, Weiss, W. & Wörgetter, M. (2011): Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2010. Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpen. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien.

BMWFJ & BMLFUW (2010): Energiestrategie Österreich. Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien, http://www.bmwfj.gv.at/Ministerium/ Staatspreise/Documents/energiestrategie_oesterreich.pdf, abgerufen am 26.05.2011 um 19:46 Uhr.

Bodach, M. (2006): Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen. Dissertationsschrift. Technische Universität Chemnitz, Chemnitz.

Braun, M. (2010): Netzintegration von Photovoltaik-Anlagen aus gesamtwirtschaftlicher Sicht. Proceeding: 14. Fachkongress Zukunftsenergien, Essen, 09.02.2010. http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-A/publication/2010/ 2010_Braun_Essen.pdf, abgerufen am 20.05.2011 um 20:52 Uhr.

Brunet, Y. (ed.) (2011); Energy Storage. 1. Auflage, ISTE & John Wiley & Sons, London, Hoboken.

Cyphelly, I., Brückmann, Ph. & Menhardt, W. (2004): Technische Grundlagen der Druckluftspeicherung und deren Einsatz als Ersatz für Bleibatterien, Schlussbericht im Auftrag des Bundesamtes für Energie (Schweiz), Programm "Elektrizität", Bundesamtes für Energie, Bern.

DENA (Deutsche Energie-Agentur) (2011): Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen. http://www.thema-energie.de/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/windenergie/grundlagen/wirtschaftlichkeit-von-windenergieanlagen.html, abgerufen am 11.07.2011 um 20:02 Uhr.

E-Control (2005): Dezentrale Erzeugung in Österreich. Energie-Control Austria, Wien, http://www.E-Control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/ dokumente/pdfs/DEA_STUDIE_ECONTROL2005.PDF, abgerufen am 26.05.2011 um 22:39 Uhr.

E-Control (2006): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen. Version 2.2. http://E-Control.at/portal/

pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=55783, abgerufen am 29.04.2011 um 18:24 Uhr.

E-Control (2008a): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen Teil B: Technische Regeln für Netze mit Nennspannung ≥ 110 kV, Version 2.0, http://www.E-Control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/ strom/dokumente/pdfs/tor-b-20081027-v2.pdf, abgerufen am 16.05.2011 um 20:52 Uhr.

E-Control (2008b): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen. Version 2.0 http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/ tor-d4-20081217-v2-0.pdf, abgerufen am 29.04.2011 um 18:49 Uhr.

E-Control (2009): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil C: Technische Regeln für Netze mit Nennspannung < 110 kV. Version 2.0. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/ dokumente/pdfs/tor-d4-20081217-v2-0.pdf, abgerufen am 29.04.2011 um 18:18 Uhr.

E-Control (2011a): Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR). Übersicht. Version 1.95 http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/TOR_Uebersicht_20110303_v1-95.pdf, abgerufen am 26. Mai 2011 um 17:55 Uhr.

E-Control (2011b): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil A: Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweise. Version 1.8. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/ dokumente/pdfs/ TOR_A_20110302_v1-8.pdf, abgerufen am 29.04.2011 um 18:42 Uhr.

E-Control (2011c): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil E: Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen. Version 2.1. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/TOR_E_20110302_V2-1.pdf, abgerufen am 29.04.2011 um 19:11 Uhr.

E-Control (2011d): Aktueller Marktpreis gemäß § 20 Ökostromgesetz. http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/oeko-energie/marktpreis, abgerufen am 16.07.2011 um 21:08 Uhr.

ElWOG (2010): Bundesgesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 und das EnergiE-Control-Gesetz erlassen werden, idF BGBl. I Nr. 110/2010.

Enercon (2010): ENERCON Windenergieanlagen – Produktübersicht. http://www.enercon.de/p/downloads/EN_Produktuebersicht_0710.pdf, abgerufen am 19.06.2011 um 11:58 Uhr.

EPEX (EXEP Spot SE) (2011): EXEP Spot Handelsbedingungen. http://static.epexspot.com/document/13347/20110626_EPEX_Spot_R%26R_EN.ZIP, abgerufen am 24.06.2011 um 22:32 Uhr.

ESA (Electricity Storage Association) (2009): Technology comparisons, http://www.electricitystorage.org/ESA/technologies/, abgerufen am 21.04.2011 um 19:35 Uhr.

Europäische Kommission (2009): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. EG L 140/16 vom 5. Juni 2009, Europäische Kommission.

EWEA (The European Wind Energy Association) (2005): Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply – analysis, issues and recommendations. EWEA, Brüssel.

Gasch, R. & Twele, J. (2005): Windkraftanlagen. GRundöagen, Entwurf, Planung und Betrieb. 4. Auflage, Teubner, Wiesbaden.

Haber, A. (2005): Entwicklung und Analyse eines Qualitätsregulierungsmodells für die österreichischen Mittelspannungsnetze. Dissertation, Technische Universität Graz.

Haber, A (2011): Technisches Systemmanagement (Skript zur gleichnamigen Vorlesung SS 2011), Masterstudiengang Nachhaltige Energiesysteme, FH Burgenland, Pinkafeld.

Hasche, B., Barth, R. & Swider, D.J. (2006): Verteilte Erzeugung im deutschen Energiesystem. http://www.netmod.org/download/AP1.1_final.pdf, abgerufen am 14.05.2011 um 23:14 Uhr.

Huggins, R. (2010): Energy Storage. 1. Auflage, Springer Verlag , New York Heidelberg Dordrecht London.

Ibrahim, H., Ilinca, A. & Perron, J. (2008): Energy storage systems – Characteristics and comparisons. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 12, pp. 1221-1250

IEA (International Energy Agency) (2010): Technology Roadmap - Solar photovoltaic energy. OECD/IEA, Paris.

JRC (European Commission Joint Research Centre) (2011): Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - Interactive Maps - Performance of Grid-connected PV. Website, betrieben von European Commission Joint Research Centre, Institute for Energy. http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#, abgerufen am 15.05.2011, um 22:34 Uhr.

Kanngiesser, A., Wolf, D., Schinz, S. & Frey, H. (2011): Optimierte Netz- und Marktintegration von Windenergie und Photovoltaik durch Einsatz von Energiespeichern: 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 16.–18. Februar 2011, http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/ iewt2011/uploads/presentation_iewt2011/Pr_245_Kanngiesser_Annedore_21-Feb-2011,_13-34.pdf, abgerufen am 12.04.2011 um 19:40 Uhr.

Keymer, U. (2010): Was dürfen Photovoltaik-Dachanlagen 2011 kosten?, Bayrische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Agrarökonomie, München.

Kleinmaier, M. (2009): Bedarf von Speichern in neuen Versorgungskonzepten (Smart Grids), in: Elektrische Energiespeicher. Schlüsseltechnologien für energieeffiziente Anwendungen. VDI-Berichte 2058, VDI Verlag, Düsseldorf.

Kühn, P.; Brune, V.D.; Callies, D.; Faulstich, S.; Füller, G.; Abril Lopez, S.; Lyding P. & Rothkegel, R. (2011): Windenergie Report Deutschland 2010. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechik (IWES), Bereich Eneriewirtschaft & Netzbetrieb, Kassel. http://www.fraunhofer.de/Images/Windenergie-Report-2010-deutsch-www_tcm7-89899.pdf, abgerufen am 14.06.2011 um 14:15 Uhr.

Lemofouet, S. & Rufer, A. (2005): Hybrid Energy Storage System based on Compressed Air and Super Capacitors with MEPT (Maximum Efficiency Point Tracking): IPEC 2005: International Power Electronics Conference, Niigata, Japan, 4.-8. April 2005.

Lemofouet-Gatsi, S. (2006): Investigation and optimisation of hybrid electricity storage systems based on compressed air and supercapacitors, PhD thesis, Ècole Polytechnique Fédérale de Lausanne, Lausanne.

Lemofouet-Gatsi, S. (2010): Réalisation d'un Prototype de Système de Stockage Hydropneumatique d'Energie. Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication, Bern.

Lugmaier, A., Brunner, H., Prüggler, W., Glück, N., Kupzog, F., Fechner, H., Tauschek, U., Rieder, T., Derler, K. & Mühlberger, T. (2009): Roadmap Smart Grids Austria, Der Weg in die Zukunft der elektrischen Stromnetze. FEEI – Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie & Österreichs E-Wirtschaft, Wien. http://www.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/20100618_smartgrids_roadmap_austria.pdf, abgerufen am 12.07.2011 um 22:31 Uhr.

Oeding, D. & Oswald B. (2004). Elektrische Kraftwerke und Netze, 6. Auflage, Springer, Berlin.

ÖVE/ÖNORM EN 50160 (2011): Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen.

ÖVE/ÖNORM E 2750 (2004): Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen – Errichtung und Sicherheitsanforderungen.

ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 (2009): Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V – Teil 4-712: Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen Errichtungs- und Sicherheitsanforderungen.

Photovoltaik-Guide (2011): Investitionskosten, http://www.photovoltaik-guide.de/wissenswertes/solaranlagen/investitionskosten, abgerufen am 08.02.2011 um 18:45 Uhr.

Radgen, P. (2007): Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung. Umweltbundesamt, Berlin. http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3448.pdf, abgerufen am 22.05.2011 um 14:42 Uhr,

Sauer, D. (2006): Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung. In: Solarzeitalter 4/2006, pp. 12-34.

Sauer, D. (2010): Energiespeicher für ein stabiles Stromnetz. Proceeding: 14. Fachkongress Zukunftsenergien, Essen, 09.02.2010. http://www.energieregion.nrw.de/_database/_data/datainfopool/FK2010-E-Sauer.pdf, abgerufen am 03.05.2011 um 18:04 Uhr.

Schlabbach, J (2009): Elektroenergieversorgung. Betriebsmittel, Netze, Kennzahlen und Auswirkungen der elektrischen Energieversorgung. 3. Auflage, VDE Verlag, Berlin.

Sterner, M., Gerhardt, N., Saint-Drenan, Y.-M., von Oehsen, A., Hochloff, P., Kocmajewski, M., Jentsch, M., Lichtner, P., Pape, C. & Bofinger, S. (2010): Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem, Abschlussbericht, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel. http://www.fvee.de/fileadmin/ politik/IWES_Gutachten-Pumpspeicher.pdf, abgerufen am 06.05.2011 um 19:03 Uhr.

UCTE (2009): Operation Handbook – P1 und Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance. v3.0 rev 15/01.04.2009, UCTE, Brüssel.

VDE (2009): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Energietechnische Gesellschaft im VDE, Frankfurt.

Völler, S. (2009): Optimierte Betriebsführung von Windenergieanlagen durch Energiespeicher. Dissertationsschrift. Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal.

Wan, Y. (2005): A Primer on Wind Power for Utility Applications. National Renewable Energy Laboratory of the U.S Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/36230.pdf, abgerufen am 20.05.2011 um 21:46 Uhr.

Wagner, A. (2006): Photovoltaik Engineering. 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York.

Winkelmeier, H. (2010), AuWiPot Windatlas und Windpotentialstudie Österreich – Workshop Wirtschaftlichkeit, Expertenworkshop Wirtschaft, 22.Jänner 2010, St Pölten.

Wolf, D. & Dötsch, C. (2009): Druckluftspeicherkraftwerke – Bewertung und Charakterisierung von netzintegrieren druckluftbasierten Energiespeicherkonzepten. Proceeding: Elektrische Energiespeicher – Schlüsseltechnologie für energieeffiziente Anwendung, Fulde, 25.03.2009, VDI. http://publica.fraunhofer.de/eprints/ urn:nbn:de:0011-n-1039139.pdf, abgerufen am 28.04.2011 um 17:56 Uhr.

Zito, R. (2010): Energy Storage. Scrivener and John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey.

1.7 Anhang - Deliverable D2.1

1.7.1 Glossar

Anschlussleistung: jene für die Netznutzung an der Übergabestelle vertraglich vereinbarte Leistung (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Ausgleichsenergie: die Differenz zwischen dem vereinbartem Fahrplanwert und dem tatsächlichen Bezug oder der tatsächlichen Lieferung der Bilanzgruppe in einer definierten Messperiode (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Bilanzgruppe: die Zusammenfassung von Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisungen) und Abgabe (Lieferpläne, Ausspeisungen) erfolgt (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Bilanzgruppenkoordinator: eine natürliche oder juristische Person, die eine Verrechnungsstelle auf Grund einer Konzession betreibt (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Bilanzgruppenverantwortlicher: eine gegenüber anderen Marktteilnehmern und dem Bilanzgruppenkoordinator zuständige Stelle einer Bilanzgruppe, welche die Bilanzgruppe vertritt (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Dezentrale Erzeugungsanlage: eine Erzeugungsanlage, die an ein öffentliches Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetz (Bezugspunkt Übergabestelle) angeschlossen ist und somit Verbrauchernähe aufweist oder eine Erzeugungsanlage, die der Eigenversorgung dient (§ 7 ElWOG, 2010)

Einspeiser: Erzeuger oder Elektrizitätsunternehmen, der oder das elektrische Energie in ein Netz abgibt (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Elektrizitätsunternehmen: Eine natürliche oder juristische Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die in Gewinnabsicht von den Funktionen der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung, der Lieferung oder des Kaufs von elektrischer Energie mindestens eine wahrnimmt und die kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen wahrnimmt, mit Ausnahme der Endverbraucher (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Endverbraucher: Verbraucher, der Elektrizität für den Eigenverbrauch kauft (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Erneuerbare Energiequelle: eine erneuerbare, nichtfossile Energiequelle (Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas) (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Erzeuger: Eine juristische oder natürliche Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität erzeugt (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Erzeugungsanlage: ein Kraftwerk oder ein Kraftwerkspark (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Fahrplan: jene Unterlage, die angibt, in welchem Umfang elektrische Leistung als prognostizierter Leistungsmittelwert in einem konstanten Zeitraster (Messperioden) an bestimmten Netzpunkten eingespeist und entnommen oder zwischen Bilanzgruppen ausgetauscht wird (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Kraftwerk: eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energiewandlung elektrische Energie zu erzeugen. Sie kann aus mehreren Erzeugungseinheiten bestehen und umfasst auch alle zugehörigen Hilfsbetriebe und Nebeneinrichtungen (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Kraftwerkspark: eine Gruppe von Kraftwerken, die über einen gemeinsamen Netzanschluss verfügt (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Hilfsdienste: alle Dienstleistungen, die zum Betrieb eines Übertragungs- oder Verteilernetzes erforderlich sind

Lastprofil: Eine in Zeitintervallen dargestellte Bezugsmenge oder Liefermenge eines Einspeisers oder Entnehmers (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Lieferant: Eine natürliche oder juristische Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität anderen natürlichen oder juristischen Personen zur Verfügung stellt (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Netzanschluss: die physische Verbindung der Anlage eines Kunden oder Erzeugers von elektrischer Energie mit dem Netzsystem (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Netzbenutzer: jede natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in ein Netz einspeist oder aus einem Netz entnimmt (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Netzbetreiber: Betreiber von Übertragungs- oder Verteilernetzen mit einer Nennfrequenz von 50 Hz (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Netzebene: ein im Wesentlichen durch das Spannungsniveau bestimmter Teilbereich des Netzes (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Netzzugang: die Nutzung eines Netzsystems (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Primärregelung: Eine automatisch wirksam werdende Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch mit Hilfe der Turbinendrehzahlregler gemäß eingestellter Statikkennlinie von Maschinen im Zeitbereich bis höchstens 30 Sekunden nach Störungseintritt (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Regelzone: Kleinste Einheit eines Verbundsystems, die mit einer Leistungs-Frequenzregelung ausgerüstet und betrieben wird (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Regelzonenführer: Derjenige, der für die Leistungs-Frequenzregelung in einer Regelzone verantwortlich ist, wobei diese Funktion auch seitens eines dritten Unternehmens erfüllt werden kann (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Sekundärregelung: automatisch wirksam werdende Wiederherstellung der Sollfrequenz nach Störung des Gleichgewichtes zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung mit Hilfe von zentralen oder dezentralen Regeleinrichtungen. Die Wiederherstellung der Sollfrequenz kann im Bereich von mehreren Minuten liegen (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Standardisiertes Lastprofil: ein durch ein geeignetes Verfahren für eine bestimmte Einspeiser- oder Entnehmergruppe charakteristisches Lastprofil (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Tertiärregelung: das längerfristig wirksam werdende, manuell oder automatisch ausgelöste Abrufen von elektrischer Leistung, die zur Unterstützung bzw. Ergänzung der Sekundärregelung bzw. zur längerfristigen Ablösung von bereits aktivierter Sekundärregelleistung dient (Minutenreserve) (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Übertragungsnetz: Hochspannungsverbundnetz mit einer Spannungshöhe von 110 kV und darüber, das dem überregionalen Transport von elektrischer Energie dient (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Übertragungsnetzbetreiber: Eine natürliche oder juristische Person, die verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes und der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen, ist; Übertragungsnetzbetreiber sind der Verbund Austrian Power Grid AG, die Tiroler Regelzonen AG und die VKW – Übertragungsnetz AG (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Verbundnetz: Eine Anzahl von Übertragungs- und Verteilernetzen, die durch eine oder mehrere Verbindungsleitungen miteinander verbunden sind (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Versorgung: Verkauf einschließlich des Weiterverkaufs von Elektrizität an Kunden (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Verteilernetzbetreiber: eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu befriedigen (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Zählpunkt: die Einspeise- bzw. Entnahmestelle, an der eine Strommenge messtechnisch erfasst und registriert wird. Eine Zusammenfassung mehrerer Zählpunkte ist nicht zulässig (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

1.7.2 TOR

Die Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) (E-Control, 2011a) sind als Anhang diesem Dokument beigefügt.

2 Deliverable D2.2 - Concepts of defined construction sites

NEUE ENERGIEN 2020

Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

STOR-E

Advanced Electrical Storage Facilities to become Economically and Environmentally

Projektnummer: 829929

Deliverable D2.2

Concepts of defined construction sites

Datum: 22/02/2013

Verantwortlicher Projektpartner: 4ward Energy Research GmbH

Content

2 Deliverable D2.2 - Concepts of defined construction sites 61
Content 62
2.1 Summary 63
2.2 Objectives 63
2.3 Selection and definition of the construction sites 64
2.3.1 DEMO SITE GAUGL METALLHANDEL GMBH 65
2.3.2 DEMO SITE ÖKOPARK HARTBERG OFFICE BUILDING 73
2.3.3 DEMO SITE FRUTURA OBST & GEMÜSE KOMPETENZZENTRUM GMBH 78
2.4 Conclusion and derived recommendations 83

2.1 Summary

The given “Concepts of defined construction sites” (Deliverable D2.2) builds upon version delivered in month 8. The report aims at adapting the concept for the implementation of high quality CAES for various applications underpinned by recently performed investigations of WP 2 and is divided into the following sections:

- Chapter 2 – describes the objectives of WP 2 and in particular of the Deliverable 2.2. The latter has been supported by analysing identified two critical paths regarding the design and development of the foreseen three HyPES System prototypes and by performing Matlab/Simulink analyses in order to assess the suitability of possible application sites.
- Chapter 3 – shows results of existing respectively foreseen PV applications and of calculated storage device scales by which the storage technology would be ideally utilised from a technical point of view.
- Chapter 4 – draws conclusions with regard to down-slowed production of the prototypes, related postponements and the fact that no prototype has been tested in the field yet. With reference to the given time frame of the project the consortium recommends the installation of the first prototype at the Ökopark Hartberg.

2.2 Objectives

This work package aims at conducting quantitative analysis of the end-user requirements of three decentralised storage applications with Compressed Air Energy Storage (CAES):

- By formulating requirements that STOR-E has to meet to become a viable technology for different types of end users.
- By providing reliable quantification of the site conditions of the project.
- By summarising the main key figures relevant for reliable engineering and future gradual implementation of potential additional capacities.
- By initiating the technical co-operation and by specifying systems/suppliers/operator’s organisation forms and interfaces.

Energy storage has a pivotal role to combine a sustainable energy supply with the standard of technical services and products. In order to do so several discussions have been taken place about the critical paths of this technology as well as visits within the laboratories of EPFL have been accomplished. In focus of discussions has been the design and development of the foreseen Compressed Air Energy Storage devices (HyPES). Two critical

paths regarding the design and development of the foreseen three HyPES System prototypes for Hartberg are briefly described in the provided deliverable 2.2.
In addition the suitability of possible sites for the storage device integration has been assessed in order to specify the originally foreseen three construction sites. The criteria for suitability of storage integration include:

- Data availability (load curves, PV generation, etc.) for an integration assessment.
- Suitable load/generation profiles.
- Available construction space (for detached containment/housing for the storage device).

2.3 Selection and definition of the construction sites

Based on the outcomes of task 2.1 “Power requirements/integration aspects” the main suitable application sites or scenarios for integration of STOR-E energy storage devices were assessed to be customer energy management/demand side management (industrial/commercial), integration of RES in the distribution power grid (predominantly photovoltaic and wind power) and auxiliary power supply (ref. to deliverable D2.1 “Report on power requirements /integration aspects”). Depending on those suitable applications, construction sites for the integration of storage demo devices were sought. In close cooperation with the Solution Region Hartberg, which provided access to local/regional information and relevant communal servants, a list of possible construction sites was defined. Referring to the three reference implementation scenarios analysed in task 2.1 “Power requirements/integration aspects”, namely

- industrial/commercial: customer energy management/demand side management
- photovoltaics: Balancing of on-site power and demand
- wind power: optimization of grid feed-in,

possible construction sites were identified representing the scenarios “photovoltaics – balancing of on-site power and demand” and “customer energy management”.

This list included the following sites (mainly operation sites of business companies):

- Ökopark Hartberg office building, Hartberg
- Jeitler GmbH & Co KG, Hartberg
- Autohaus Peindl GmbH, Hartberg
- Fuchs GmbH, Hartberg
- Gaugl Metallhandel GmbH, Tiefenbach bei Kaindorf
- Frutura Obst & Gemüse Kompetenzzentrum GmbH, Hartl bei Kaindorf:

Those are mainly operation sites of business companies, most of them running or planning a photovoltaic system.

In order to dimension required storage unit scale for suitable application sites and simulate storage integration, a mathematical model using Matlab/Simulink has been created. The STOR-E Library is an extension for Matlab/Simulink. It is organized in blocksets like the Simulink Library itself so that the blocks can be handled in the same way as the Simulink blocks. The STOR-E blockset is a tool for analysing the commercial relevance of an energy storage system in the following reference application:

- Load and Energy Management for an exemplary load profile
- Optimization of auxiliary power requirement based on photo voltaic electricity generation
- Optimization of energy feed-in into the public grid for a WEA (wind power plant)

The Matlab/Simulink tool has been used to analyse the suitability of possible application sites. Among the above listed possible construction sites the following options have been selected as they most likely comply with the criteria:

- Ökopark Hartberg office building, Hartberg
- Gaugl Metallhandel GmbH, Tiefenbach bei Kaindorf
- Frutura Obst & Gemüse Kompetenzzentrum GmbH, Hartl bei Kaindorf:

The corresponding calculation results are shown in the following sections describing the demo sites.

2.3.1 DEMO SITE GAUGL METALLHANDEL GMBH

Gaugl Metallhandel GmbH is engaged in processing and trading in metals. The load profile of the concerning plant located in Tiefenbach was available for the period of 01.03.2012 to 31.08.2012, shown in Figure 1.

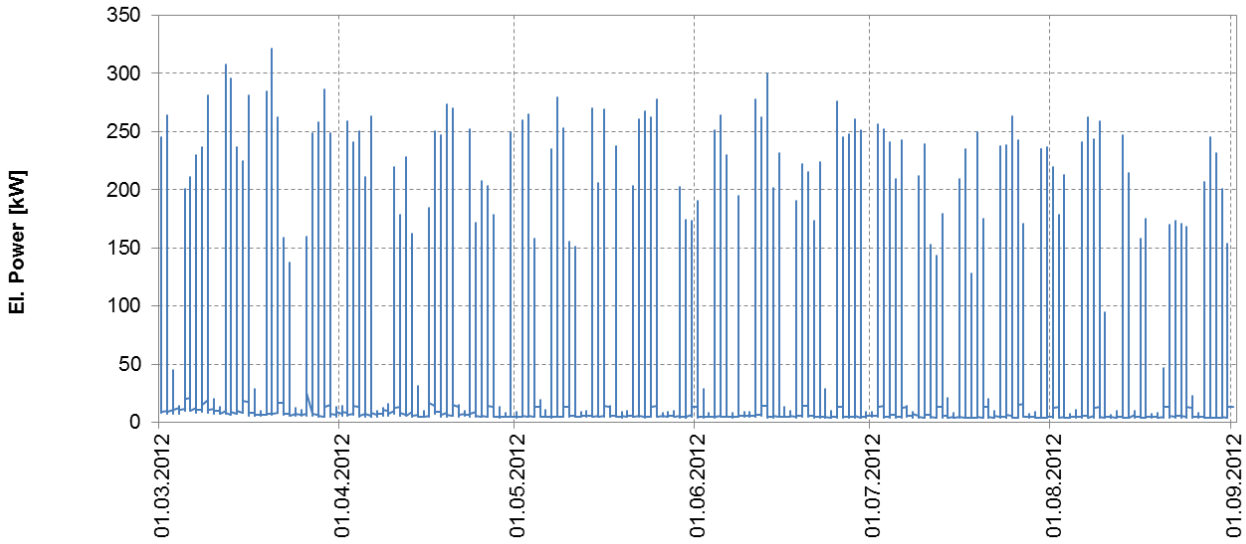


Figure 1: Load profile Gaugl Metallhandel GmbH plant Tiefenbach (01.03.2012 to 31.08.2012)

In order to illustrate the fluctuation and spread of the load curve in detail, a representative weekly load profile is shown in Figure 2 for the period of 11.06.2012 to 17.06.2012.

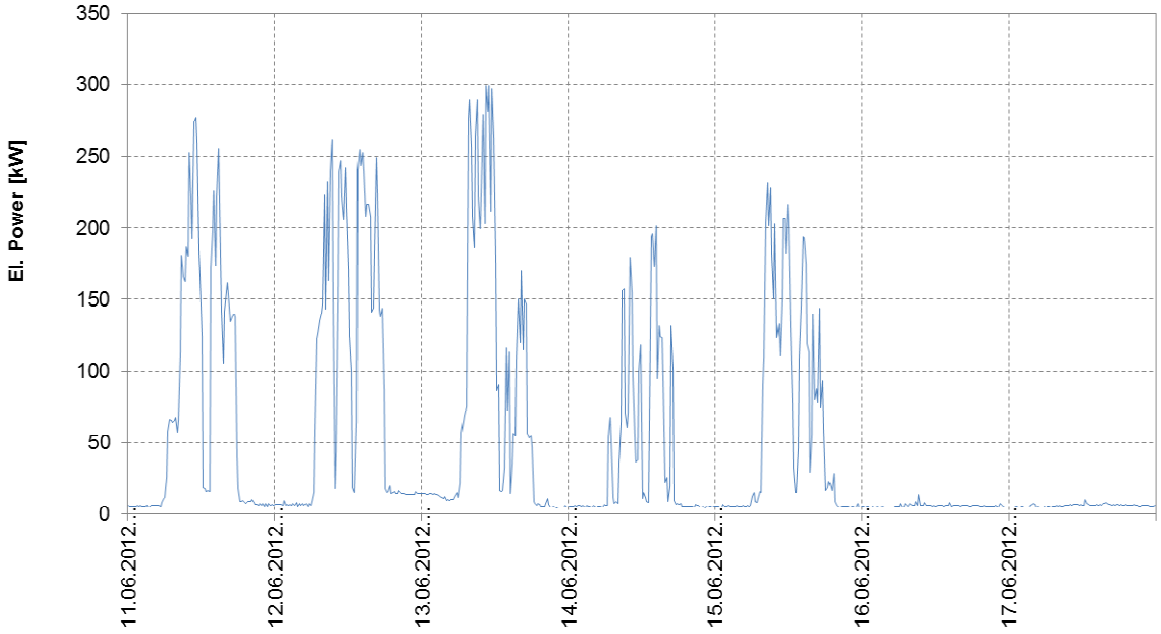


Figure 2: Weekly load profile Gaugl (11.06.2012 to 17.06.2012)

The following pictures show the recently built poly-crystalline PV system installed on the halls rooftops.



Figure 3: Photovoltaic system at ▪Gaugl Metallhandel GmbH



Figure 4: Photovoltaic system at ·Gaugl Metallhandel GmbH



Figure 5: Photovoltaic system at ·Gaugl Metallhandel GmbH



Figure 6: Photovoltaic system at Gaugl Metallhandel GmbH



Figure 7: Photovoltaic system at Gaugl Metallhandel GmbH

As no measured electricity production data have been available for this recently built PV system, the respective load curve period for the period 01.03.2012 to 31.08.2012 has been generically calculated based on available date of local solar irradiation in the referred time period and characteristic parameters of the PV system. The main data of the Gaugl PV system are summarised in Table 1.

Table 1: Parameters of the calculated poly-crystalline PV system Gaugl

Nominal power [kWp]	200
Efficiency modules [%]	14
Efficiency others (temperature, cables, inverter etc.) [%[	77.1
Mean efficiency [%]	10.79
Specific modules surface per kWp [m²/kWp]	7.14
Modules surface [m²]	1428.57

The calculated power output of the PV System in the referred time period based on solar irradiation data and PV system parameters is shown in Figure 8.

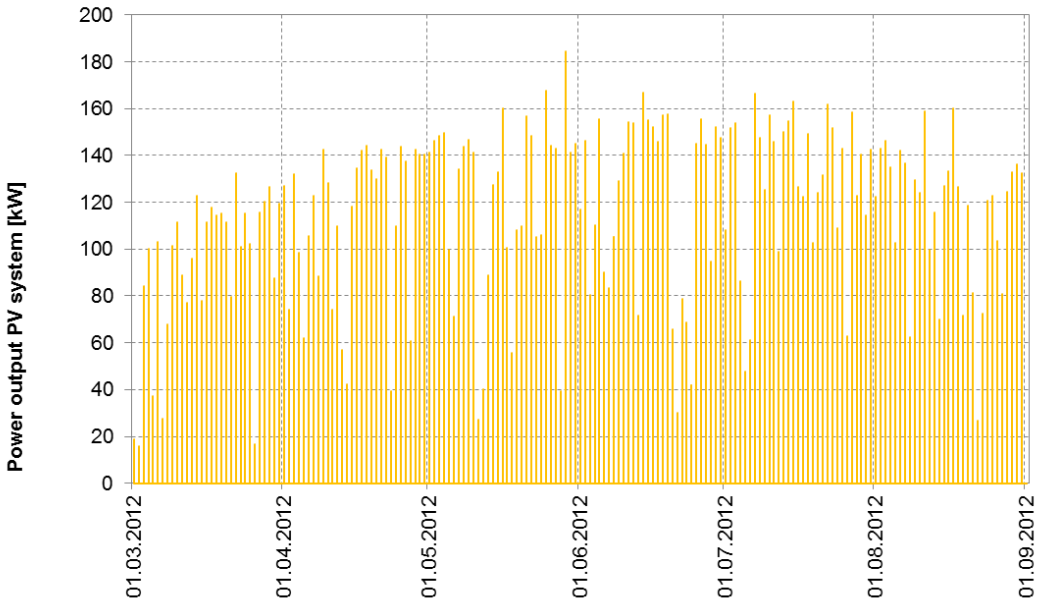


Figure 8: PV system power output at Gaugl Metallhandel GmbH

The Matlab/Simulink STOR-E model has been run with those above shown load curve and PV power output. With the targeted optimization of auxiliary power requirement based on photovoltaic electricity generation the following storage device scale has been calculated.

Table 2: Calculated storage device scale at Gaugl Metallhandel GmbH

max. storage input power [kW]	160.33
max. storage output power [kW]	289.12
max. charging level of storage device [kWh]	2929.35

The simulated operation curves (including the simulation of a storage device integration of the above pictured calculated storage device scale) for a week are shown in Figure 9 as a

referred scaled storage device. For a more distinct illustration of the storage device operation curves, the storage power output curve has been depicted with negative values.

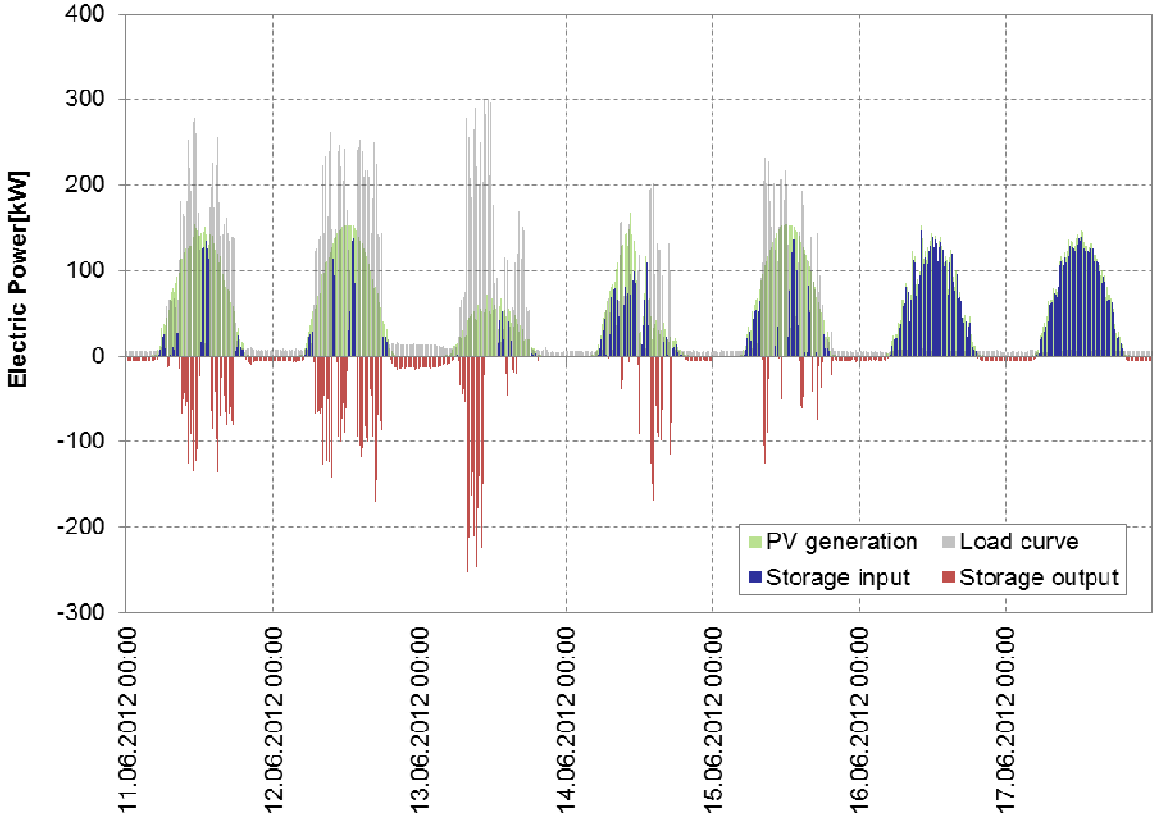


Figure 9: Weekly profile of simulated operation curves of a storage device at Gaugl Metallhandel GmbH

As figure 9 illustrates, PV generation is used directly for load coverage in case the load is lower than PV power output. Excess PV generation is therefore used to charge the storage device (depicted as storage input power curve) which is used as a buffer. In case the load excesses photovoltaic power output, the storage device is being discharged to cover the load.

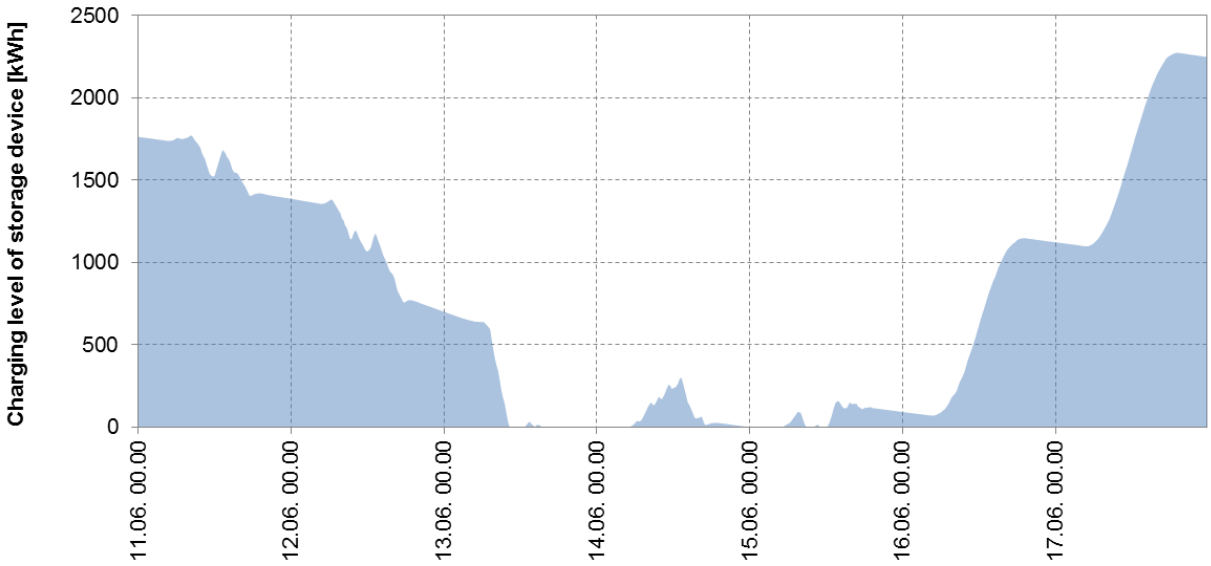


Figure 10: Weekly profile of charging level of the storage device

The one week course (shown in figure 9) of related charging level of the storage device is transferred in Figure 10. The charging level of the storage device is rising as long as PV power output exceeds the demand, and is decreasing when the buffered load coverage of the energy storage is needed. As the illustrated week is extracted out from the whole simulated time period, the storage charging level at the beginning of the shown week is already significant due to the power input beforehand.

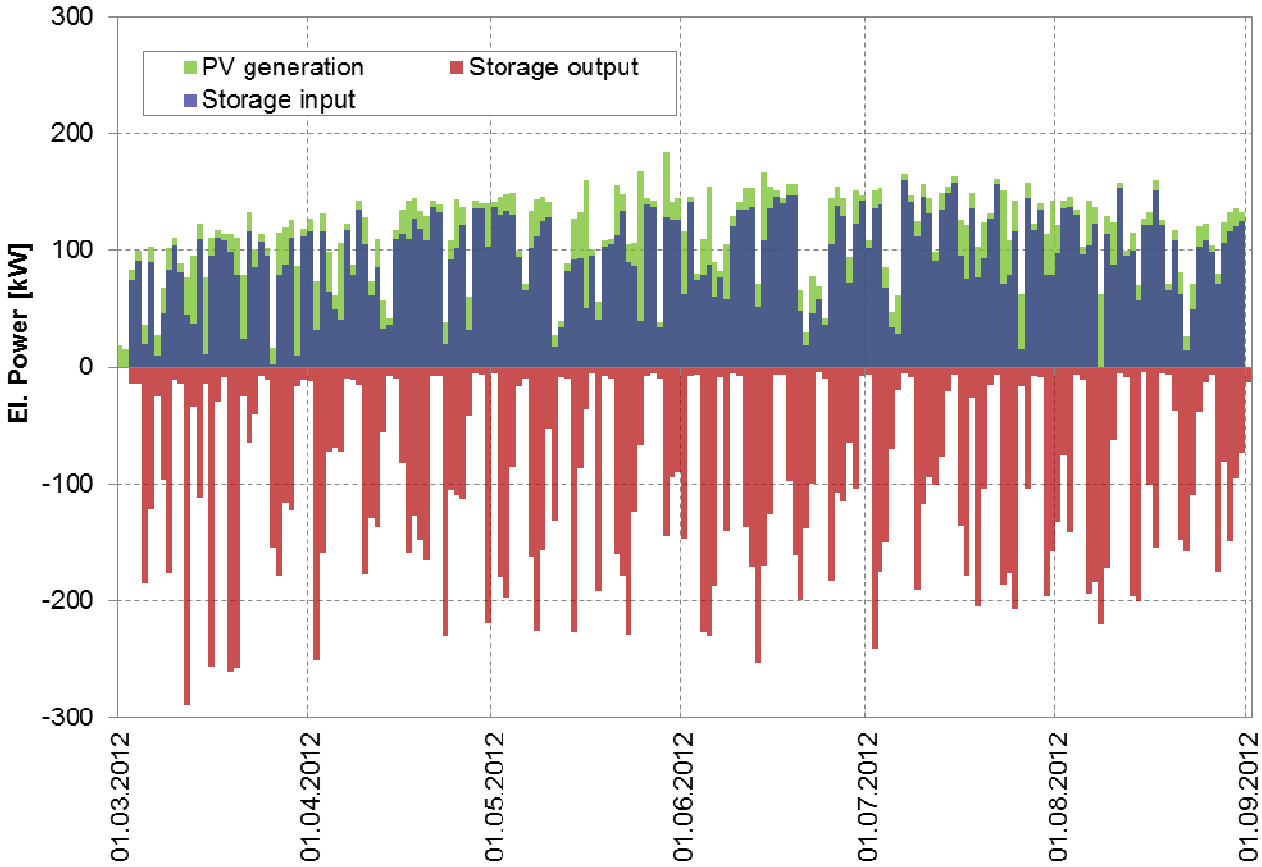


Figure 11: photovoltaic electricity production and storage operation curves

The simulated photovoltaic electricity production and storage operation curves (input and output power) over the simulated period of 2012-03-01 to 2012-09-01 are shown in Figure 11. The figure illustrates the course of daily maxima of PV power output, storage input power and storage output power. For a more distinct illustration of the storage device operation curves, the storage power output curve has been depicted with negative values. As can be seen, the simulated maxima of storage output power are significantly higher than storage input power maxima as load peaks that are covered from buffered storage capacity are higher than excess PV generation power maxima.

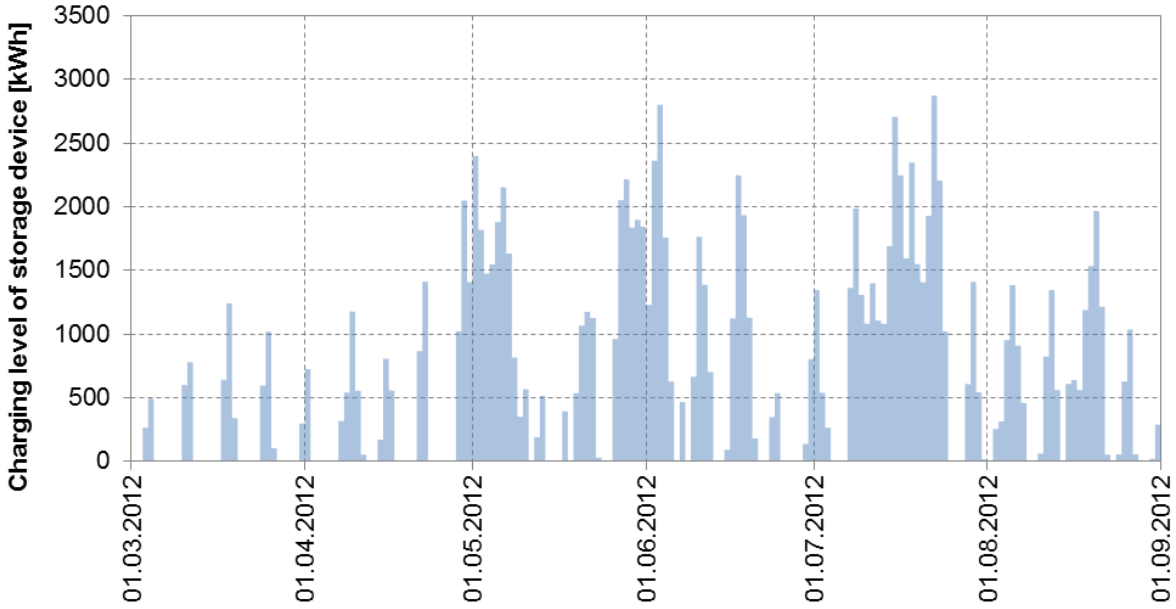


Figure 12 charging level of the storage device at Gaugl Metallhandel GmbH

The related charging level of the storage device over the whole given time period is shown in Figure 12.

2.3.2 DEMO SITE ÖKOPARK HARTBERG OFFICE BUILDING

The load profile of the office building was available for the period of 18.11.2011 to 13.11.2012, shown in Figure 13.

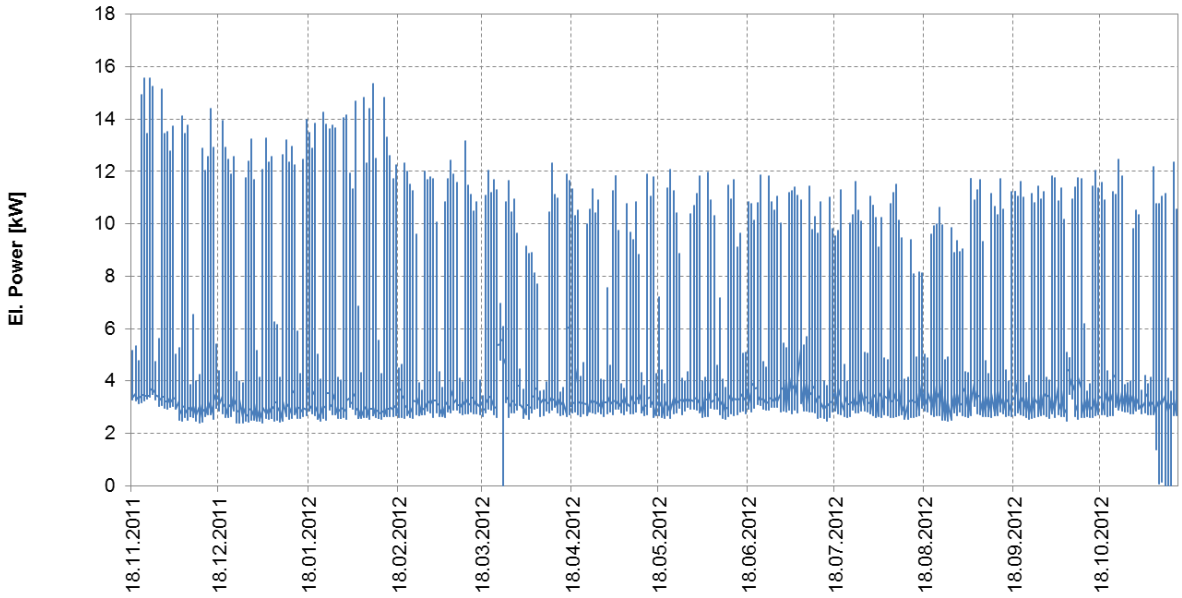


Figure 13: Load profile Ökopark Hartberg office building (18.11.2011 to 13.11.2012)

In order to illustrate the fluctuation and spread of the load curve in detail, a representative weekly load profile is shown for the period of 11.06.2012 to 17.06.2012.

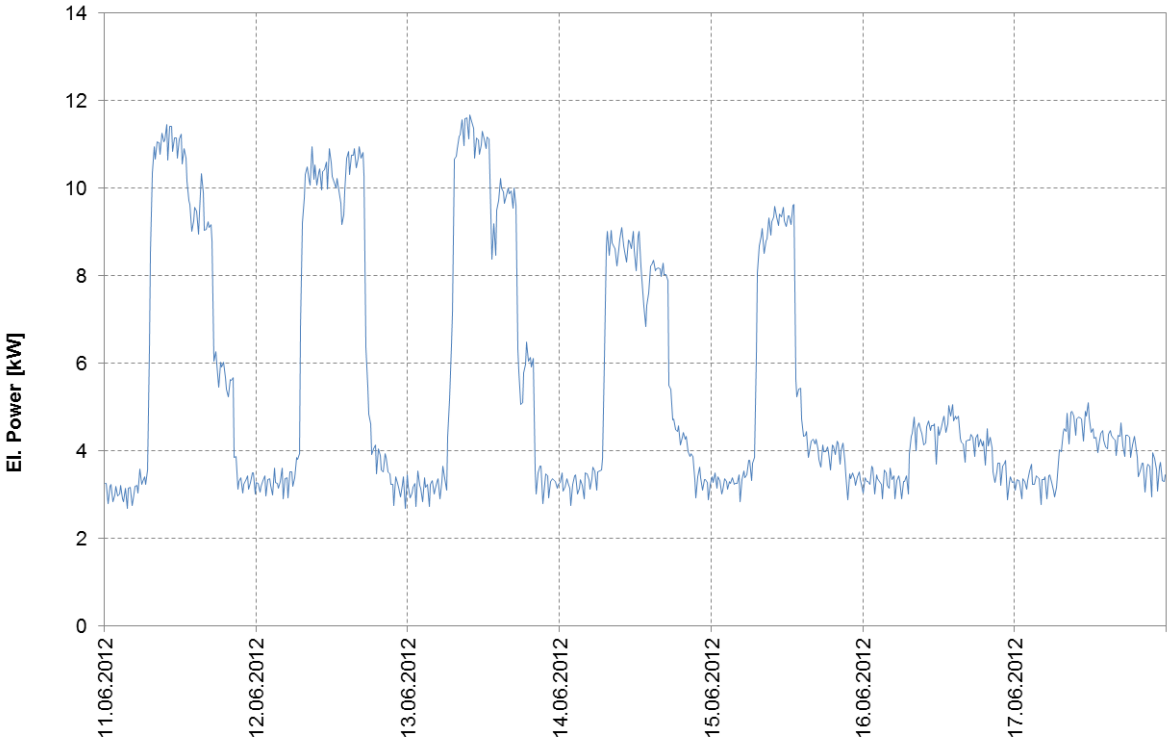


Figure 14: Weekly load profile Ökopark Hartberg office building (11.06.2012 to 17.06.2012)

The following pictures show the recently built PV system installed on the carport.



Figure 15: PV system at carport roof at Ökopark Hartberg

The main characteristic data of the thin-film PV system Ökopark Hartberg are shown in Table 3.

Table 3: Parameters of calculated thin-layer PV system Ökopark Hartberg

Nominal power [kWp]	4
Efficiency modules [%]	9
Efficiency others (temperature, cables, inverter etc.) [%[	77.2
Mean efficiency [%]	6.94
Specific modules surface per kWp [m²/kWp]	11.11
Modules surface [m²]	44.44

Photovoltaic electricity generation (power output) compared to the load curve of Ökopark Hartberg office building is shown in Figure 16.

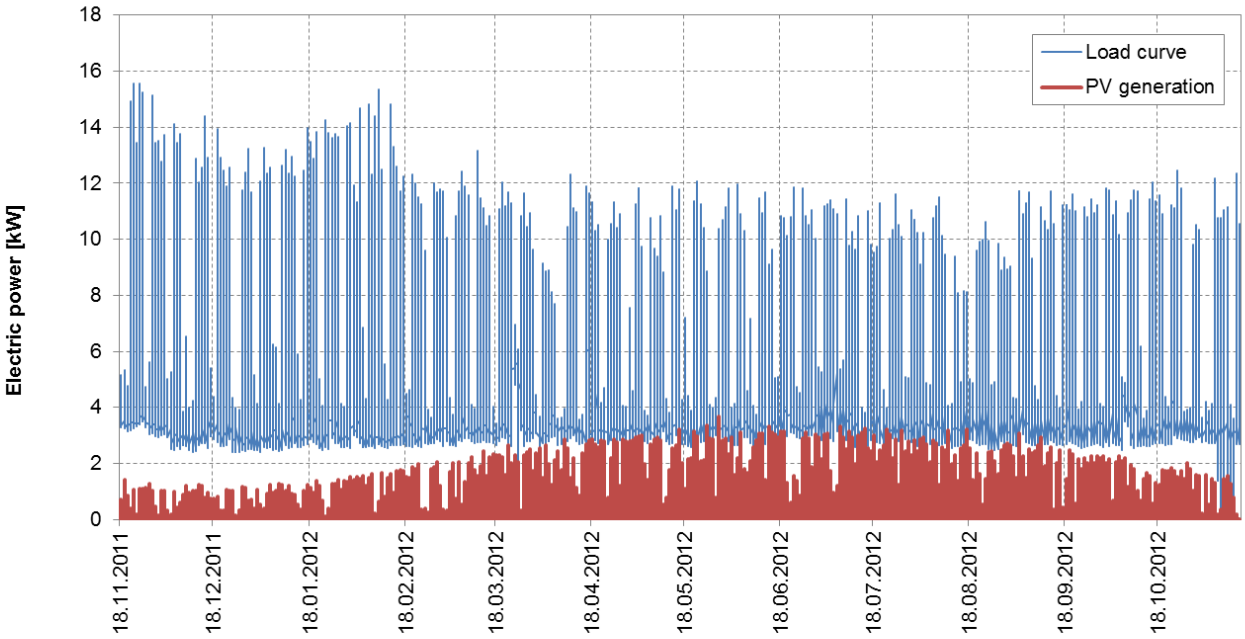


Figure 16: Load curve and photovoltaic power output at Ökopark Hartberg office building

The Matlab/Simulink STOR-E model has been run with those above shown load curve and PV power output. With the targeted optimization of auxiliary power requirement based on photovoltaic electricity generation the following storage device scale has been calculated.

Table 4: Calculated storage device scale at Ökopark Hartberg office building

max. storage input power [kW]	1.29
max. storage output power [kW]	2.81
max. charging level of storage device [kWh]	3.66

The simulated photovoltaic electricity production and storage operation curves (input and output power) are shown in Figure 17. As can be seen, the load curve is in in most periods higher than PV power output – which means, that the storage device at this demo site would be charged/discharged in only a few time periods with excess PV generation (see also figure 18).

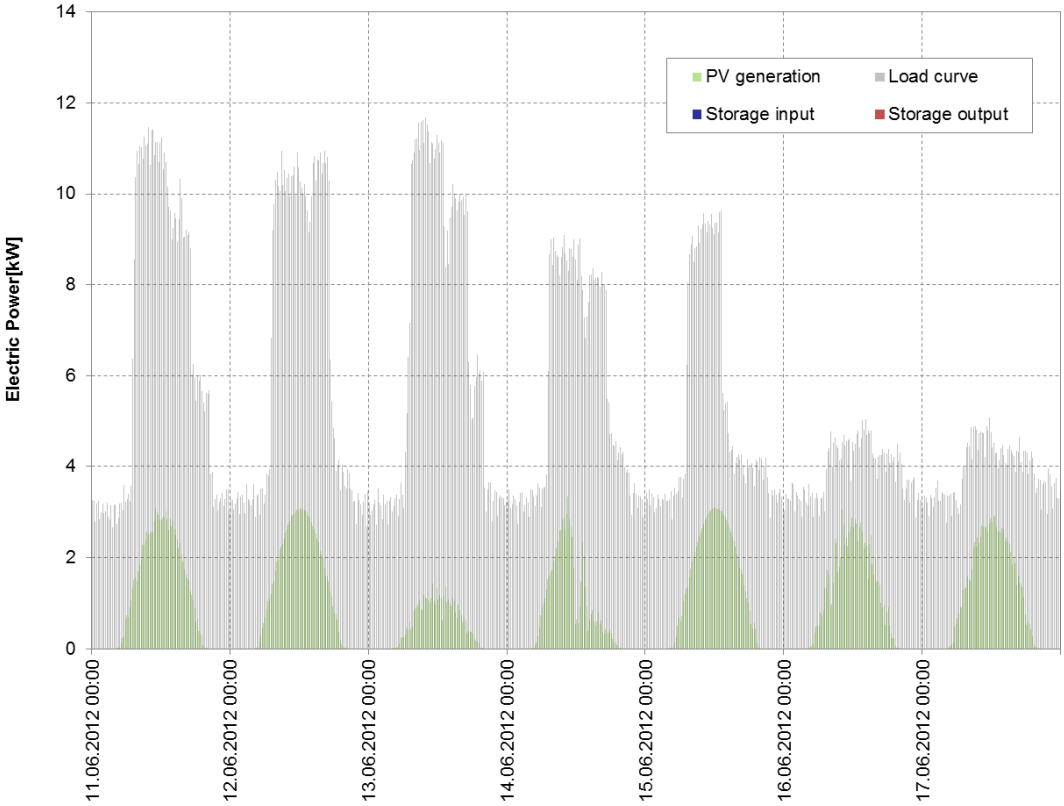


Figure 17: Weekly load curve, PV power output and storage operation curves at Ökopark Hartberg

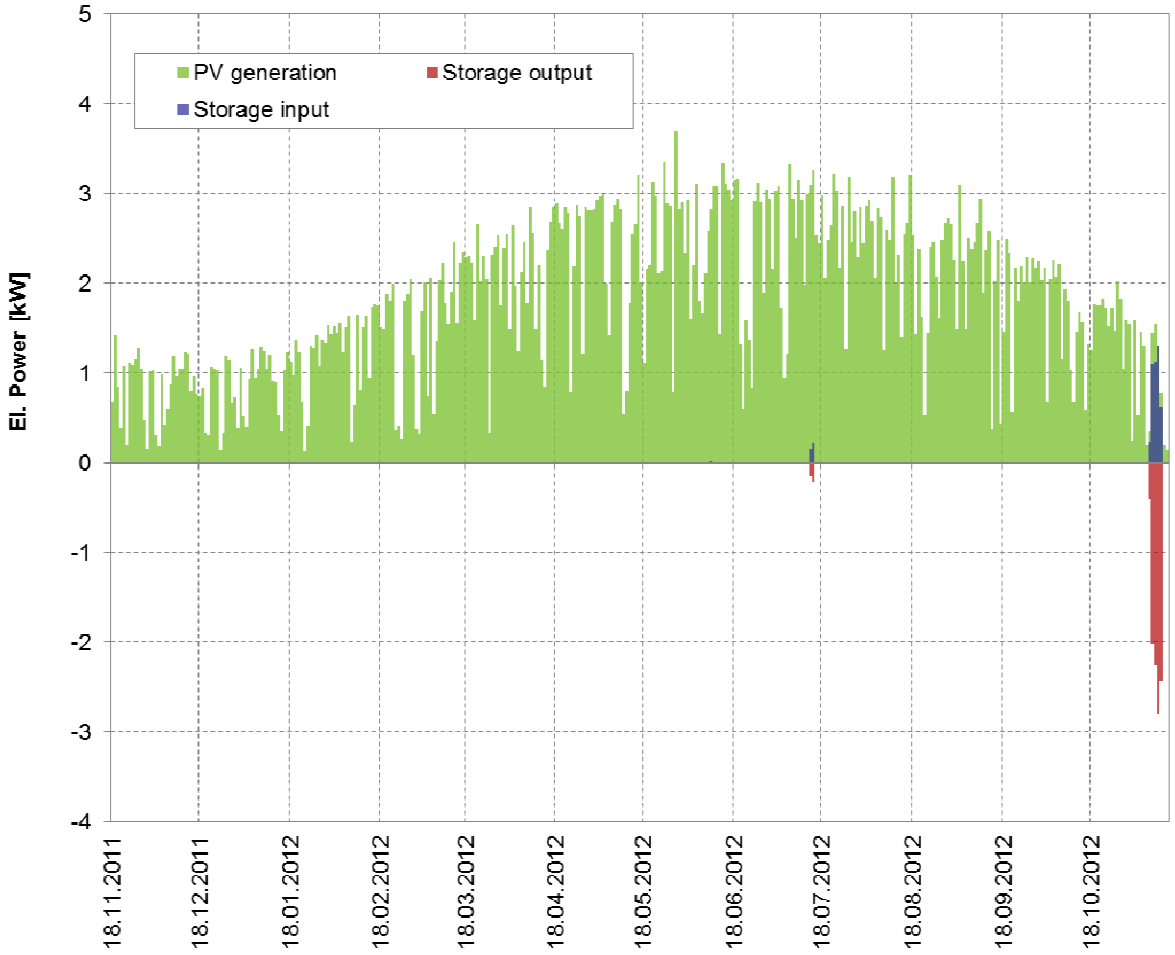


Figure 18: PV electricity production and storage operation curves at Ökopark Hartberg

2.3.3 DEMO SITE FRUTURA OBST & GEMÜSE KOMPETENZZENTRUM GMBH

Frutura Obst & Gemüse Kompetenzzentrum GmbH in Hartl (Kaindorf) is engaged in fresh fruit and vegetables trading and associated services. The load profile of Frutura for the period of 01.09.2011 to 31.08.2012 is shown in Figure 19.

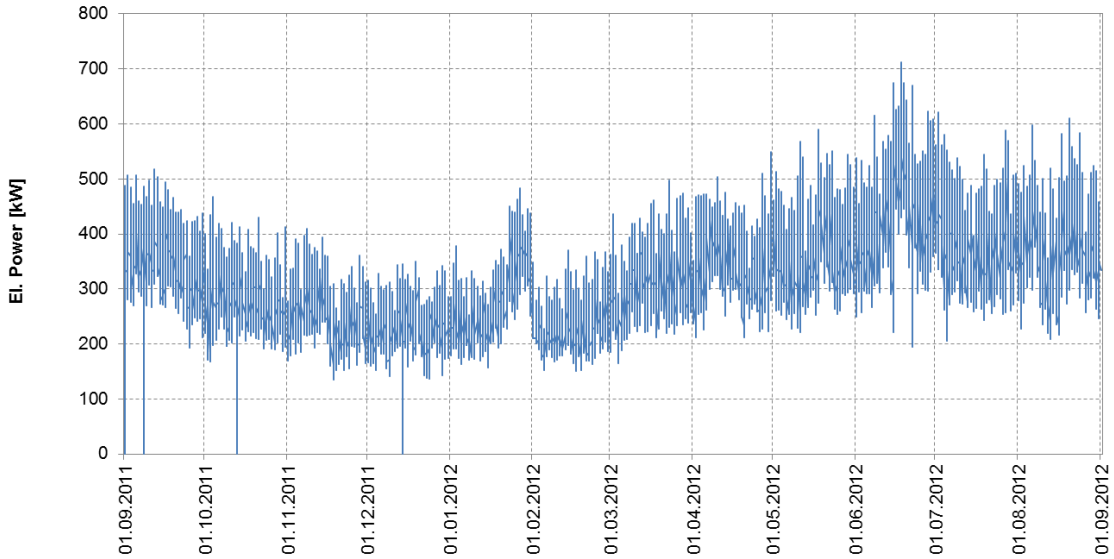


Figure 19: Load profile of Frutura (01.09.2011 to 31.08.2012)

In order to illustrate the fluctuation and spread of the load curve in detail, a representative week has been selected for the period of 11.06.2012 to 17.06.2012 and is shown in Figure 20.

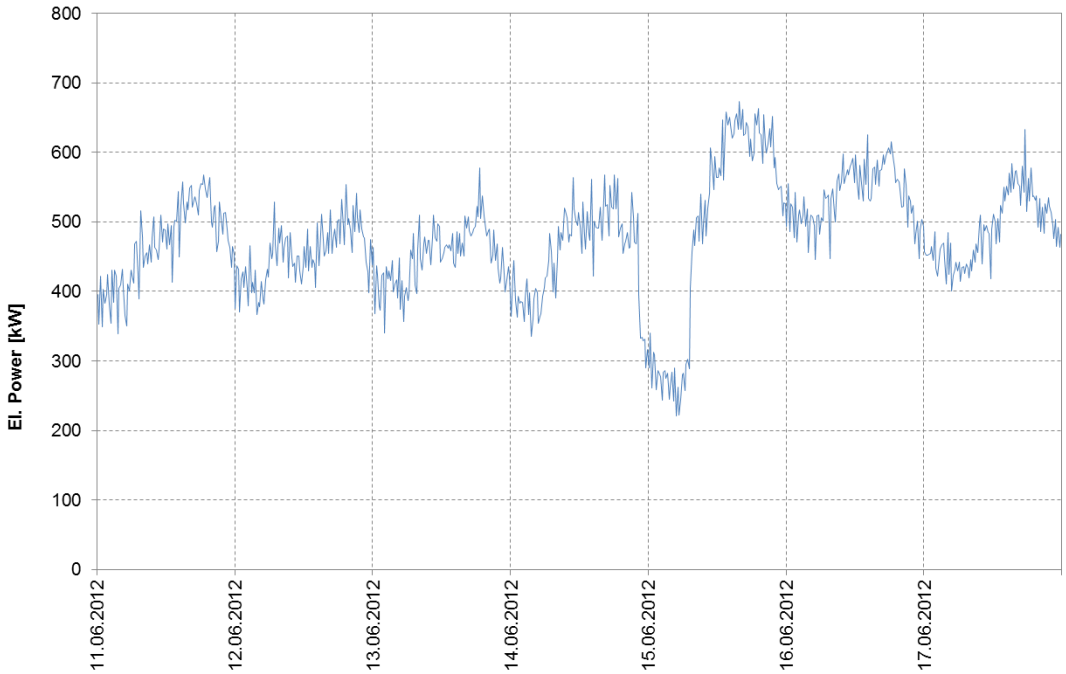


Figure 20: Weekly load profile of Frutura (11.06.2012 to 17.06.2012)

As a PV system at Frutura is in the stage of planning yet, a generic PV power output curve has been calculated based on available data of local solar irradiation in the referred time period and characteristic parameters of planned PV system (see Figure 21 and Figure 22).



Figure 21: Company premises Frutura



Figure 22: Hall rooftop, company premises Frutura

The main characteristic data of the planned PV system at Frutura are shown in Table 5.

Table 5: Parameters of calculated and simulated poly-crystalline PV system Frutura

Nominal power [kWp]	200
Efficiency modules [%]	14
Efficiency others (temperature, cables, inverter etc.) [%[	77.1
Mean efficiency [%]	10.79
Specific modules surface per kWp [m²/kWp]	7.14
Modules surface [m²]	1428.57

The simulated photovoltaic electricity generation (power output) compared to the load curve of Frutura for the referred time period of 01.09.2011 to 31.08.2012 is shown in Figure 23

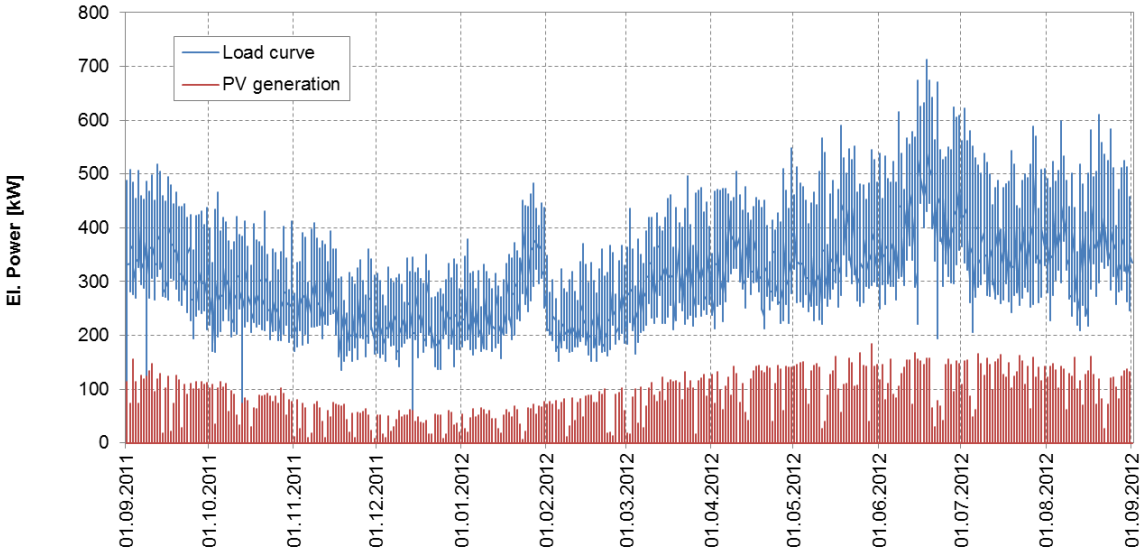


Figure 23: Photovoltaicelectricity generation (power output) compared to load curve

The Matlab/Simulink STOR-E model has been run with those above shown load curve and PV power output. With the targeted optimization of auxiliary power requirement based on photovoltaic electricity generation the following storage device scale has been calculated.

Table 6: Calculated storage device scale at Ökopark Hartberg office building

max. storage input power [kW]	113.45
max. storage output power [kW]	435.53
max. charging level of storage device [kWh]	516.22

The simulated photovoltaic electricity production and storage operation curves (input and output power) are shown in Figure 24. As it can be seen, the load curve is in in most periods higher than PV power output – which means, that the storage device at this demo site would be charged/discharged only at few time windows while exceeding the PV generation (see also figure 25).

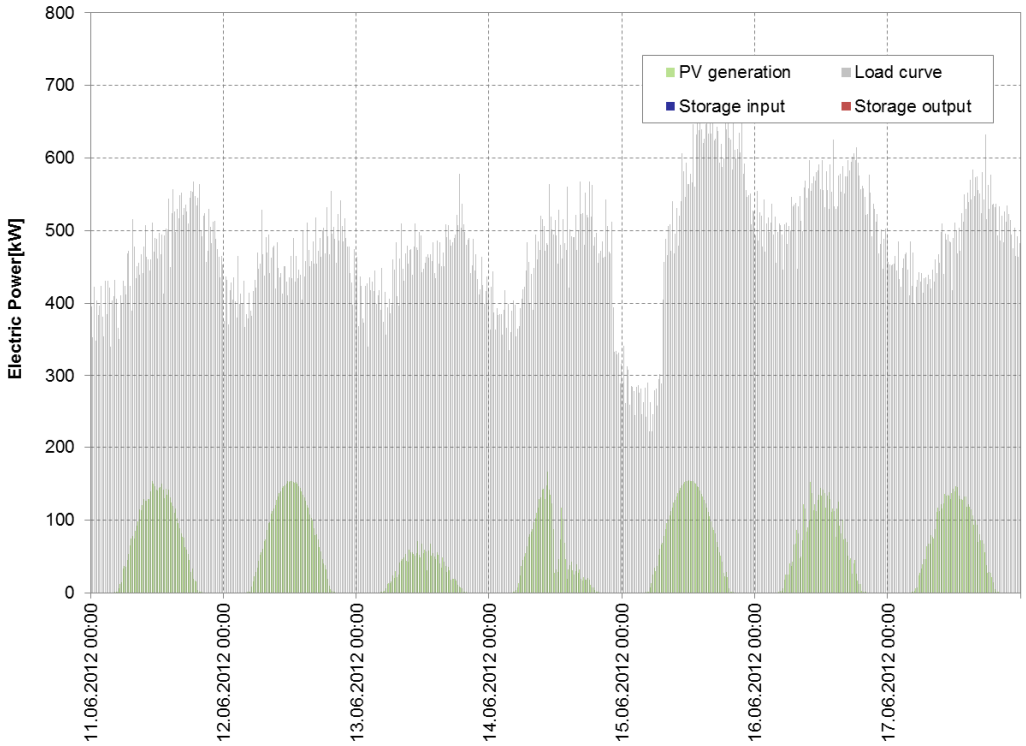


Figure 24: Weekly load curve, PV power output and storage operation curves at Frutura

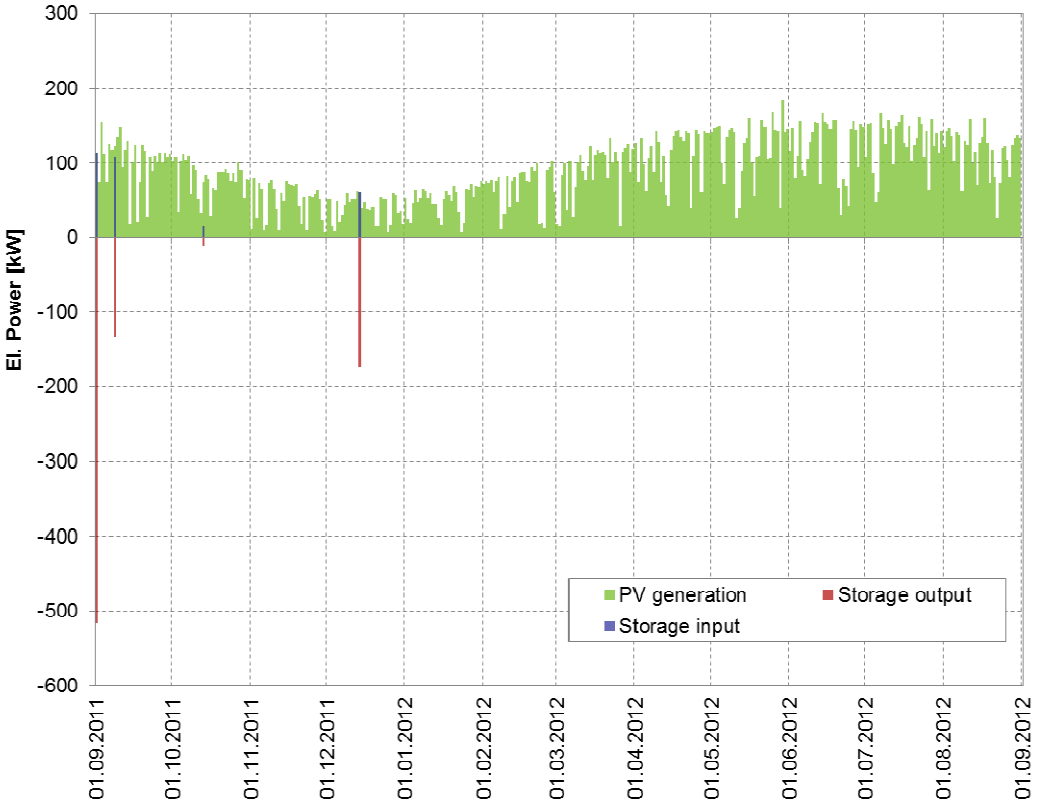


Figure 25: PV electricity production and storage operation curves at Frutura

2.4 Conclusion and derived recommendations

The laboratory prototype of the Compressed Air Energy Storage (HyPES) is partly working at EPFL, and the first pilot system will be operational probably at Mont Soleil in Switzerland till the end of 2013. The engineering path has been more than one year delayed in comparison with the original planning. According to last discussions further delays can be expected as new challenges such as leakage of the heat exchanger have risen during the tests of components.

The state of development has been discussed with communal authorities and concluded that the HyPES technology is still at RTD level and are not in a stage of becoming a demonstrator on short-term as no prototype has been tested in the field yet. Nevertheless it is recommended to integrate a prototype of the Compressed Air Energy Storage at the Ökopark Hartberg, as this site fulfils all technical requirements to operate a prototype and as the possible operator is the local energy service provider and therefore able and willing to collect further experience with this specific storage technology. Furthermore the PV power plant at Frutura is still in a planning stage and the PV power plant at Gaugl is in the feed-in-tariffs scheme for the next ten years, that’s why there would be no reason to test the prototype within the given project time frame.

The simulation results respectively the Matlab/Simulink model might be used for storage applications beyond the project end.

3 Deliverable D2.3 - Evaluated list of end-user requirements

NEUE ENERGIEN 2020

Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

STOR-E

Advanced Electrical Storage Facilities to become Economically and Environmentally

Projektnummer: 829929

Deliverable D2.3

Evaluated list of end-user requirements

Datum: 31/07/2013

Verantwortlicher Projektpartner: 4ward Energy Research GmbH

Content

3 Deliverable D2.3 - Evaluated list of end-user requirements 84
Content 85
3.1 Overview / summary 86
3.2 Objectives 86
3.3 Specific end-user requirements in application scenarios and concerning grid integration 86
3.3.1 Specific requirements for application field “industrial or commercial customer energy management / demand side management”: 87
3.3.2 Specific requirements for application field “PV / balancing of on-site power and demand” 89
3.3.3 Specific requirements for application field “Wind power: optimisation of grid feed-in” 90
3.3.4 Requirements concerning storage integration into public electric power grid. 92
3.4 Actual situation, requirements concerning demo site integration and recommendations 93

3.1 Overview / summary

The given report “Evaluated list of end-user requirements” (Deliverable D2.3) aims at evaluating specific requirements and translating them into product specifications for the implementation of high quality CAES for application scenarios analysed within WP2. It is divided into the following sections:

- Chapter 2 – outlines the objectives of WP 2 and in particular of the Deliverable 2.3.
- Chapter 3 – describes results of specific end-user requirements analysis for defined reference scenarios for storage integration as well as requirements concerning storage integration into public electric power grid
- Chapter 4 – outlines the actual situation concerning prototype development and draws conclusions for demo site integration and associated requirements.

3.2 Objectives

This deliverable is part of work package 2 “End-user requirements”. The work package aims at conducting quantitative analysis of the end-user requirements of three decentralised storage applications with Compressed Air Energy Storage (CAES):

- By formulating requirements that STOR-E has to meet to become a viable technology for different types of end users.
- By providing reliable quantification of the site conditions of the project.
- By summarising the main key figures relevant for reliable engineering and future gradual implementation of potential additional capacities.
- By initiating the technical co-operation and by specifying systems/suppliers/operator’s organisation forms and interfaces.

This deliverable outlines the results of task 2.3 “Evaluation of specific requirements”. Based on the results of task 2.1 and task 2.2, this task aims at

- evaluation of specific requirements and
- following translation into product specifications.

Therefore, local requirements for successful build up and operation should be defined.

3.3 Specific end-user requirements in application scenarios and concerning grid integration

In general, the storage system has to meet following general requirements / requirement fields to become able to compete with alternative storage technologies (primarily electrochemical storage) and/or costs of alternative electricity supply without storage:

- Competitive system costs (investment and operating costs): in comparison with alternative storage technologies (electrochemical) and/or costs of alternative energy supply without storage
- High round trip efficiency
- High lifetime (calendric und cycle-rated)
- High volumetric density of whole storage system
- Reliable indication of load level
- Low maintenance requirements

As these are general requirements, they need to be specified for different applications. In task 2.1 “Power requirements / integration aspects” reference scenarios for storage integration have been defined and analysed. Based on these specified reference scenarios for storage integration (documented in deliverable 2.1 “Report on power requirements / integration aspects”), specific end-user requirements are analysed for following application fields:

- Industrial/commercial application: Customer energy management / Demand side management
- Application in combination with photovoltaic generation: Balancing of on-site power and demand
- Application in combination with wind power: Optimisation of grid feed-in (power trading / market integration)

3.3.1 Specific requirements for application field “industrial or commercial customer energy management / demand side management”:

For the application in the field of industrial/commercial customer energy management / demand side management, the storage system has to meet the following requirements in particular (specification of general requirements for the given application field):

- **Specific investment and operation costs:**
  The target costs for the storage system are derived from savings in electricity costs of purchased electric energy of the company (as a result of demand side management / load shifting applying the storage device) and the desired payback period. The potential savings are to be determined for the specific company / operation range based on the load profile.
- **High lifetime (calendric und cycle-rated):**
  The achievable savings in the electricity costs (by applying a storage device for demand side management / load shifting) are only economically effective after amortization of the storage system. The (economically) required minimum service life corresponds to the payback time. Through a long operational life span ***after*** system amortisation, the net present value of total future savings in electricity purchase increases, which may lead to a higher acceptance of longer payback periods. In this case, the target investment costs for storage system development are higher than otherwise.

- **Low maintenance requirements:**
  High maintenance requirements increase the operating costs and have a negative impact on the acceptability of potential customers for the storage system. Especially for smaller businesses without a corresponding own technical operations staff, this point is essential.
- **Reliable indication of load level:**
  The available energy content of the storage device is crucial for regulating the storage system operation by a storage management system.
- **High round trip efficiency:**
  The efficiency of the system determines the required dimensioning (power and capacity) of the storage system (thus the investment costs) and the electricity costs savings (the energetic losses of the storage system must be covered by additional electricity purchase from the public grid).
- **Low self-discharge:**
  Corresponding to the system efficiency, self-discharge rates determine the required sizing of the storage system concerning capacity (thus the investment costs) and the savings of electricity costs (the energy losses of the storage system have to be covered by additional electricity from the grid).
- **High volumetric density of whole storage system:**
  Concerning system integration, the volumetric energy density of the system plays a pivotal role, especially when available space is limited or the storage system integration would require major structural measures (in existing buildings etc.)
- **Requirements concerning dynamic behavior of the storage system:**
  In terms of access time and dynamic behavior of the storage system, this application case indicates no specific high demands. On the one hand, storage operation for load shifting in order to take advantage of time-variable electric supply rates is partly planable / can be scheduled, and on the other hand, concerning dynamic peak load reduction the supply power is determined by average values of 15 minutes supply periods, where a partly predictability may be present too. Access times of seconds to minutes can therefore still meet the requirements (but which requires separate considerations for each application case)

Concerning the required storage system sizing (input and output power, storage capacity) considerations and calculations were made in task 2.1 and 2.2 (within the system modelling and calculation work). Determination of storage system parameters (power, capacity) requires separate analyses of the specific application case. Basically, it is an optimization problem to maximize the savings in electricity costs.

Technical requirements concerning storage integration into public electric power grid are separately analysed in chapter 3.3.4 “Requirements concerning storage integration into public electric power grid”.

3.3.2 Specific requirements for application field "PV / balancing of on-site power and demand"

For the application in the field of PV / balancing of on-site power and demand, the storage system has to meet the following requirements in particular (specification of general requirements for the given application field):

- **Specific investment and operation costs:**
  The target costs for the storage system are derived from savings in electricity costs (difference of net purchased electric energy from the grid and fed-in excess energy from PV generation).
  The possible economic benefits for the respective user are determined on the basis of the load profile and the production characteristics of the PV system. The profitability of the store thus depends on the electricity generation costs of PV plant, revenues of fed-in excess electricity and the level of specific electricity costs from the grid.
- **High lifetime (calendric und cycle-rated):**
  The required lifetime of the store is based on the life of the PV system; those should match for a long-term combined use. The minimum economic life corresponds to the amortization period of the system. The achievable savings in the electricity costs by applying a storage device for on-site balancing of PV generation and demand (dependent on PV generation costs) are only economically effective after amortization of the storage system. The (economically) required minimum service life corresponds to the payback time. Through a long operational life span ***after*** system amortisation, the net present value of total future savings in electricity purchase increases, which may lead to a higher acceptance of longer payback periods. In this case, the target investment costs for storage system development are higher than otherwise.
- **Low maintenance requirements:**
  High maintenance requirements increase the operating costs and have a negative impact on the acceptability of potential customers for the storage system. Especially for smaller applications (small businesses, office buildings etc.) without a corresponding own technical operations staff, this point is essential.
- **Reliable indication of load level:**
  The available energy content of the storage device is crucial for regulating the storage system operation by a storage management system.
- **High round trip efficiency:**
  The efficiency of the system determines the required dimensioning (power and capacity) of the storage system (thus the investment costs) and the electricity costs savings (or revenues from fed-in electricity).
- **Low self-discharge:**
  Corresponding to the system efficiency, self-discharge rates determine the required sizing of the storage system concerning capacity (thus the investment costs) and the savings of electricity costs (resp. revenues).

- **High volumetric density of whole storage system:**
  Concerning system integration, the volumetric energy density of the system plays a pivotal role, especially when available space is limited or the storage system integration would require major structural measures (in existing buildings etc.)

Concerning the required storage system sizing (input and output power, storage capacity) considerations and calculations were made in task 2.1 and 2.2 (within the system modelling and calculation work). Determination of storage system parameters (power, capacity) requires separate analyses of the specific application case. Basically, it is an optimization problem considering the following parameters:
The maximum storage input power is derived from the maximum difference arising between the instantaneous power of the PV system and power demand, if not to be fed into the public grid. Theoretically, this value can reach the maximum occurring power of the PV system (if there is no demand at the time at which this power occurs). If this extreme case is to be covered and the production of the PV system is fully utilized by the storage system, the maximum output power of the PV system defines the required storage input power. The maximum output power is generally limited by the inverter.
The maximum storage output power is dependent on the load to be supplied; in extreme cases, this is the maximum occurring load (if at the same time the PV generation is zero).
For determination of the required storage dimensioning (power, capacity) the storage simulation model (see deliverable 2.2) is used.

Technical requirements concerning storage integration into public electric power grid are separately analysed in chapter 3.3.4 “Requirements concerning storage integration into public electric power grid”.

3.3.3 Specific requirements for application field “Wind power: optimisation of grid feed-in”

For the application in the field of market-oriented feed-in optimisation of wind power, the storage system has to meet the following requirements in particular (specification of general requirements for the given application field):

- **Specific investment and operation costs:**
  The target costs for the storage system are derived from additional revenues of optimised grid feed-in of wind power generation (applying a storage device) as compared with intermittent feed-in without storage.
  The profitability of the store thus depends on the electricity production costs of wind power and the level of market prices for electricity, in particular of the difference between base revenues for feed-in without storage and revenues at market-oriented supply (sale of peak power).

- **High lifetime (calendric und cycle-rated):**
  The required lifetime of the store is based on the (planned) operating life of the wind energy plant; operating periods of both systems should match for a long-term combined use.
- **Low maintenance requirements:**
  High maintenance requirements increase the operating costs (thus cutting the profit) and have a negative impact on the acceptability of potential customers (operators of wind energy plats) for the storage system.
- **Reliable indication of load level:**
  The available energy content of the storage device is crucial for regulating the storage system operation by a storage management system.
- **High round trip efficiency:**
  The efficiency of the system determines the required dimensioning (power and capacity) of the storage system (thus the investment costs) and revenues from optimised market-orientated fed-in electricity.
- **Low self-discharge:**
  Corresponding to the system efficiency, self-discharge rates determine the required sizing of the storage system concerning capacity (thus the investment costs) and revenues from optimised market-orientated feed-in electricity.
- **Requirements concerning dynamic behavior of the storage system:**
  In terms of access time and dynamic behavior of the storage system, this application case indicates no specific high demands. On the one hand, storage operation for load shifting in order to take advantage of time-variable electric supply rates is partly planable / can be scheduled, and on the other hand, concerning dynamic peak load reduction the supply power is determined by average values of 15 minutes supply periods, where a partly predictability may be present too. Access times of seconds to minutes can therefore still meet the requirements (but which requires separate considerations for each application case)

The requirements concerning dynamic behavior of the storage system result from the characteristics/dynamics of the power generator. As illustrated in deliverable 2.1, the wind energy generation power output changes every second. In order to use full power to the generator at any time and for any change in load, the storage system must follow the generation dynamic. The required power gradient must therefore meet those gradients listed in deliverable 2.1.To determine the impact of access delays, delays in switching from loading / unloading and reduced power gradients, special considerations and calculations using the simulation model presented are required. Since final parameters of the storage system are not yet available, this work cannot yet be performed.

Concerning the required storage system sizing (input and output power, storage capacity) considerations and calculations were made in task 2.1 and 2.2 (within the system modelling

and calculation work). Determination of storage system parameters (power, capacity) requires separate analyses of the specific application case. Basically, it is an economical optimization problem.

Technical requirements concerning storage integration into public electric power grid are separately analysed in chapter 3.3.4 “Requirements concerning storage integration into public electric power grid”.

3.3.4 Requirements concerning storage integration into public electric power grid

In regard to the storage system integration into the public grid, the current legal and organisational framework concerning electric power grids has to be considered. As the storage implementation within the project focuses on Austria in the first stage, Austrian laws are to be applied. Generally, all legal requirements and statutory regulations based on and derived from the Federal Electricity Supply Industry and Organization Act (Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz, ElWOG) apply – in particular Technical and Organisational Rules for system operators and users (TOR), underlying technical standards as well as general terms and conditions of system operators (in particular distribution system operators – DSOs), which are based on those legal regulations.

According to the Federal Electricity Supply Industry and Organization Act and derived implementation laws of Austrian federal states, electricity storage systems are not explicitly assigned to a specific classification. According to § 7 ElWOG 2010, a generating station (producer) of electricity is defined as power station or power plant which is defined as a system that is designed to produce energy by converting electrical energy. As the storage system produces electricity by energy conversion, it can be generally categorised as generator or generating station.
Regarding the identified application fields and its power range, the storage system is to be integrated into distribution grids. Concerning its application in combination with distributed generation (PV) or for demand side management, the grid connection mainly concerns the low voltage system. For grid connection to the distribution system, in particular, the following sections of the Technical and Organisational Rules for system operators and users (TOR) are to be applied:

- TOR Part C: Technical rules for networks with a voltage of < 110 kV
- TOR Part D: Special technical rules – Section D2: Regulations for the assessment of network disturbances
- TOR Part D: Special technical rules – Section D4: Operation of generating stations in parallel with distributon networks

Basically, a contract for grid utilisation with the local distribution system operator (DSO) has to be made. As a precondition, the DSO examines the grid connection / access requirements

of the generating station (or user). That includes an assessment of possible network disturbances and further operation based influences on the grid (risks to security of supply, reliability, etc). This grid connection assessment and derived regulations or operation limitations aims at long-term compliance with CEN / ÖNORM EN 50160 (2011) based voltage characteristics in public electricity systems. According to TOR Part C, in particular the following items are to be considered for power connection to public distribution systems

- Network connection (manner of execution)
- Maximum level of network use
- Neutral earthing
- Minimum and maximum short-circuit power
- Maximum and minimum operating voltage
- Protection concept
- Connection conditions
- Voltage quality at the point of transfer
- Permissible system disturbances
- Measuring

Basically, •TOR Part D: Special technical rules – Section D4: Operation of generating stations in parallel with distribution networks, is to be applied, whereas specific conditions can be stipulated by the local distribution system operator.
Furthermore, the requirement of compliance with a main cut off of 20 ms by the storage system has to be considered in particular.

3.4 Actual situation, requirements concerning demo site integration and recommendations

The laboratory prototype of the Compressed Air Energy Storage (HyPES) is partly working at EPFL, and the first pilot system will be operational probably in spring 2013. There is a delay of nearly 2 years with respect to the originally planned deployment of this innovative technology.

The state of development has been discussed with communal authorities and concluded that the favoured technology is still at RTD level and are not in a stage of becoming a demonstrator on short-term as no prototype has been tested in the field yet.
In task 2.2, possible sites for prototype integration have been defined, of which three possible construction sites have been analysed in detail:

- DEMO SITE GAUGL METALLHANDEL GMBH
- DEMO SITE ÖKOPARK HARTBERG OFFICE BUILDING
- DEMO SITE FRUTURA OBST & GEMÜSE KOMPETENZZENTRUM GMBH

To outline the results of the preceding demo site selection within task 2.2, it has been recommended to integrate a prototype of the Compressed Air Energy Storage at the

Ökopark Hartberg, as this site fulfils all technical requirements to operate a prototype and as the possible operator is the local energy service provider and therefore able and willing to collect further experience with this specific storage technology. Furthermore the PV power plant at Frutura is still in a planning stage and the PV power plant at Gaugl is in the feed-in-tariffs scheme for the next ten years, that's why there would be no reason to test the prototype within the given project time frame.

Specific requirements for construction demo site integration at Ökopark Hartberg Office Building:
As this case is matching with the depicted application field of PV / balancing of on-site power and demand, the requirements described in chapter 3.3.2 (Specific requirements for application field "PV / balancing of on-site power and demand") concerning

- Specific investment and operation costs
- Lifetime (calendric und cycle-rated)
- Maintenance requirements
- Indication of load level
- Round trip efficiency
- Self-discharge
- Volumetric density of whole storage system

are to be met.
Furthermore, necessities of **constructional encapsulation** of the system (for safety reasons concerning high pressure applications) have to be considered. The therefore necessary space is available at Ökopark Hartberg Office Building.

4 Deliverable D2.4 - Summary report on WP2 outcomes

NEUE ENERGIEN 2020

Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

STOR-E

Advanced Electrical Storage Facilities to become Economically and Environmentally

Projektnummer: 829929

Deliverable D2.4
Summary report on WP2 outcomes

Datum: 11/07/2013

Verantwortlicher Projektpartner: 4ward Energy Research GmbH

Content

4 Deliverable D2.4 - Summary report on WP2 outcomes 95
Content 96
4.1 Overview / summary 97
4.2 Objectives 98
4.3 Outcomes of power requirements, end-user requirements and system integration aspects analyses 99
4.3.1 Specific requirements for application field industrial or commercial customer energy management / demand side management 101
4.3.2 Specific requirements for application field PV / balancing of on-site power and demand 102
4.3.3 Specific requirements for application field wind power / optimisation of grid feed-in 104
4.3.4 Requirements concerning storage integration into public electric power grid 105
4.4 Outline of developed Matlab/Simulink tool for optimised case study dimensioning & storage system integration simulation 107
4.5 Outcomes of demo construction sites analyses 108
4.6 Outline of operator's organisation forms and interfaces analyses 110

4.1 Overview / summary

This deliverable “Summary Report on WP 2 outcomes” (Deliverable D2.4) outlines the results and outcomes of work package 2 “End-user requirements” in which the following main areas have been analysed

- power requirements and integration aspects
- specific end-user requirements in application scenarios as well as concerning grid integration
- selection and definition of the demo construction sites
- systems/suppliers/operator’s organisation forms and interfaces

The given report summarizes the main outcomes of those analyses in short.
As for future STOR-E compressed air energy storage system application, the following application fields have been identified based on the storage system’s characteristics/expected performance:

- Industrial/commercial application: Energy management / Demand side management
- Application in combination with photovoltaic generation: Balancing of on-site power and demand
- Application in combination with wind power: Optimisation of grid feed-in (power trading / market integration)[1]

Those application fields have been analysed in detail. Based on the analyses, potential construction sites have been evaluated. In order to conduct quantitative analyses including dimensioning the required storage unit scale for suitable application sites and simulate storage integration, a mathematical model using Matlab/Simulink has been created. This STOR-E Matlab/Simulink tool has been used to analyse the suitability of possible application sites. Among the potential applications, three sites have been selected:

- Demo Site Gaugl Metallhandel GmbH, in Tiefenbach bei Kaindorf
- Demo Site Ökopark Hartberg Office Building, in Hartberg
- Demo Site Frutura Obst & Gemüse Kompetenzzentrum GmbH, in Hartl bei Kaindorf

It has been foreseen to integrate a prototype of HyPES at the Ökopark Hartberg, as the site fulfils all technical requirements to operate a prototype and as the possible operator is the local energy service provider and therefore able and willing to collect further experience with this specific storage technology. As this case is matching with the depicted application field of PV / balancing of on-site power and demand, the related and analysed specific end-user requirements are performed such as:

- specific investment and operation costs
- lifetime (calendric und cycle-rated)

[1] As the wind speed in the Styrian municipality doesn’t allow profitable energy generation this reference scenario hasn’t be considered for the demonstration sites.

- maintenance requirements
- indication of load level
- round trip efficiency[2]
- self-discharge
- volumetric density of whole storage system

are to be met. Furthermore, necessities of constructional encapsulation of the system (for safety reasons concerning high pressure applications) have to be considered. The related requirements can be met and are complimented by the operational framework conditions of the site at Ökopark Hartberg, which have led to the recommendation of Ökopark Hartberg as demo site for the prototype integration.

4.2 Objectives

The given "Summary Report on WP 2 outcomes" (Deliverable D2.4) outlines the outcomes of work package 2 "End-user requirements". This work package aims at conducting comprhensive analyses of the end-user requirements of three decentralised storage applications with STOR-E compressed air energy storage units including:

- requirements that STOR-E has to meet to become a viable technology for different types of end users.
- Considering site conditions.
- key figures relevant for reliable engineering and future gradual implementation of potential additional capacities.
- initiating the technical co-operation and specifying systems/suppliers/operator's organisation forms and interfaces.

Therefore, the following tasks have been carried out in order to reach the above mentioned targets:

- Power requirements /integration aspects (task 2.1)
  This task targeted the identification of the whole range of power requirements and its optimised integration aspects for the envisaged STOR-E units.
- Selection and definition of the construction sites (task 2.2)
  This work package aimed at conducting quantitative analysis of the end-user requirements of potential decentralised storage application sites for STOR-E compressed air energy storage units in order to select and define three demo construction sites.
- Evaluation of specific requirements (task 2.3)
  Based on the results of task 2.1 and task 2.2, this task targeted the

[2] Roundtrip efficiency is the ratio of the electric energy covered from the energy storage device and of the energy supplied into the device.

  - evaluation of specific requirements and
  - following translation into product specifications.

  Therefore, local requirements for successful installation and operation have been analysed.
- Definition of systems/suppliers/operator's organisation forms and interfaces (task 2.4)
  In order to guarantee optimised procedures for detailed planning and technical design, the task aimed at defining systems/suppliers/operator's organisation forms and interfaces to establish a reliable technical and information base in relation to the three demo sites.

4.3 Outcomes of power requirements, end-user requirements and system integration aspects analyses

General end-user requirements, specific end-user requirements in application scenarios as well as concerning grid integration have been analysed.
In general, the storage system has to meet following general requirements / requirement fields to become able to compete with alternative storage technologies (primarily electrochemical storage) and/or costs of alternative electricity supply without storage:

- Competitive system costs (investment and operating costs): in comparison with alternative storage technologies (electrochemical) and/or costs of alternative energy supply without storage
- High round trip efficiency
- High lifetime (calendric und cycle-rated)
- High volumetric density of whole storage system
- Reliable indication of load level
- Low maintenance requirements and costs.

As these are general requirements, they need to be specified for different applications. In task 2.1 "Power requirements / integration aspects" reference scenarios for storage integration have been defined and analysed (see deliverable D2.1). Figure 26 depicts application fields of storage technology use as a function of case-related necessary rated power and discharge time.

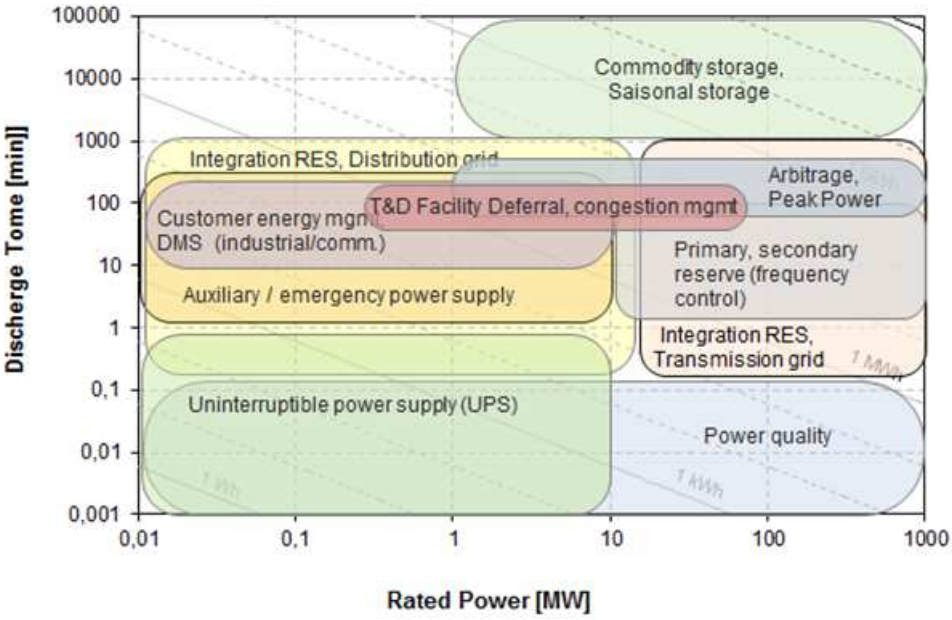


Figure 26: Application fields of storage technologies as a function of case-related necessary rated power and discharge time

Based on in task 2.2 defined STOR-E compressed air energy storage characteristics and expected performance, the utilisation frame has been identified (see Figure 27). By referring to these figures, the three scenarios for storage integration have been specified.

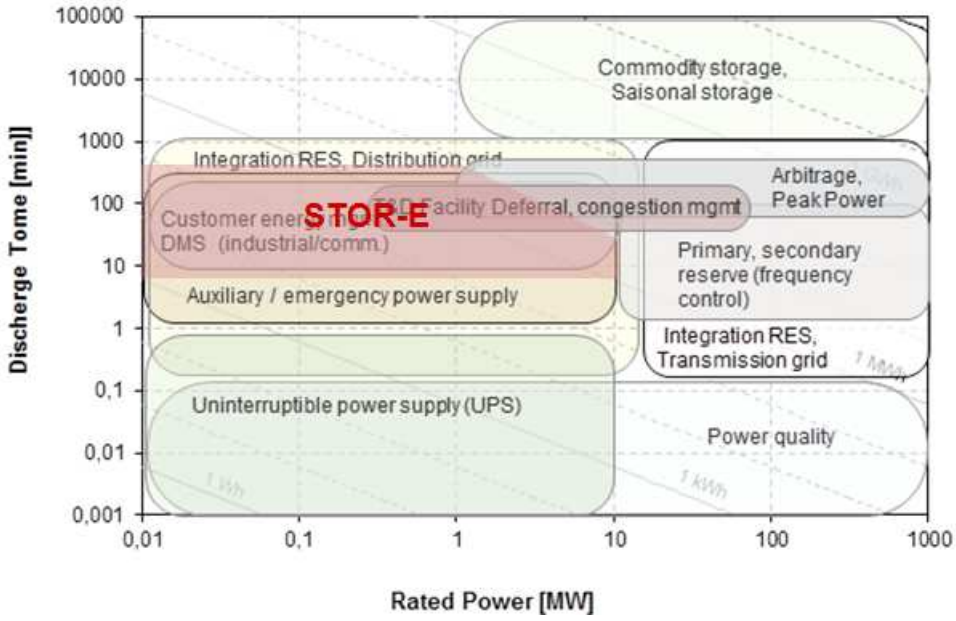


Figure 27: General fitting of STOR-E compressed air energy storage technology in application fields

By filtering reference scenarios for storage integration (documented in deliverable 2.1 “Report on power requirements / integration aspects”), specific end-user requirements are analysed for following utilisation:

- Industrial/commercial application: Energy management / Demand side management
- Application in combination with photovoltaic generation: Balancing of on-site power and demand
- Application in combination with wind power: Optimisation of grid feed-in (power trading / market integration) [1]

4.3.1 Specific requirements for application field industrial or commercial customer energy management / demand side management

For the application in the field of industrial/commercial energy balancing / demand side management, the storage system has to meet the following particular requirements (specification of general requirements for the considered application field):

- *Specific investment and operation costs:*
  The target costs for the storage system are derived from savings in electricity costs of purchased electric energy of the company (as a result of demand side management / load shifting due to respective storage devices) and the desired payback period. The potential savings are to be determined for the specific company / operation range based on specific load profiles.

- *High lifetime (calendric und cycle-rated):*
  The achievable savings in the electricity costs (by applying a storage device for demand side management / load shifting) are profitable after the amortization of the storage system. Through a long operational life span ***after*** system amortisation, the net present value of total future savings in electricity purchase increases, which may lead to a higher acceptance of longer payback periods. In this case, the target investment costs for storage system development are higher than otherwise.

- *Low maintenance requirements and costs:*
  High maintenance requirements increase the operating costs and have a negative impact on the acceptability of potential customers for the storage system. Especially for smaller businesses without corresponding own skilled staff, this issue is essential.

- *High round trip efficiency:*
  The efficiency of the system determines the required dimensioning (power and capacity) of the storage system (thus the investment costs) and the electricity costs savings (the energetic losses of the storage system must be covered by additional electricity purchase from the public grid).

- *Low self-discharge:*
  Corresponding to the system efficiency, self-discharge rates determine the required sizing of the storage system concerning capacity (thus the investment costs) and the

savings of electricity costs (the energy losses of the storage system have to be covered by additional electricity from the grid).

- *High volumetric density of whole storage system:*
  Concerning system integration, the volumetric energy density of the system plays a pivotal role, especially when available space is limited or the storage system integration would require major infrastructural measures (in existing buildings etc.)

- *Requirements concerning dynamic behavior of the storage system:*
  In terms of access time and dynamic behavior of the storage system, this application case indicates no specific high demands. On the one hand, storage devices are used for load shifting in order to take advantage of time-variable electric supply /purchase rates. But this is partly planable or scheduled. On the other hand dynamic peak load reductions of the supply power is determined by average values of 15 minutes supply periods, which could be (partly) predictable too. Access times of seconds to minutes can therefore still meet the requirements (but which requires separate considerations for each application case)

Concerning the required storage system sizing (input and output power, storage capacity) considerations and calculations were made in task 2.1 and 2.2 (within the system modelling and calculation work). Determination of storage system parameters (power, capacity) requires separate analyses of the specific application case, which has been carried out within the demo construction sites analyses. Basically, it is an optimization task to maximize the savings in electricity costs.
Technical requirements concerning storage integration into public electric power grid have been separately analysed (see chapter 3.3.4 “Requirements concerning storage integration into public electric power grid”).

4.3.2 Specific requirements for application field PV / balancing of on-site power and demand

For the application in the field of PV / balancing of on-site power and demand, the storage system has to meet the following requirements in particular (specification of general requirements for the considered application field):

- *Specific investment and operation costs:*
  The target costs for the storage system are derived from savings in electricity costs (difference of net purchased electric energy from the grid and energy supply from PV generation).
  The possible economic benefits for the respective user are determined on the basis of the load profile and the production characteristics of the PV system. The profitability of the STOR-E device thus depends on the electricity generation costs of PV plant, revenues of supplied electricity and specific electricity purchase costs from the grid.

- *High lifetime (calendric und cycle-rated):*
  The required lifetime of the STOR-E device is orientated towards the lifetime of the PV system. The minimum economic life corresponds to the amortization period of the system. The achievable savings in the electricity costs by applying a storage device for on-site balancing of PV generation and demand (dependent on PV generation costs) are profitable after amortization of the storage system. Through a long operational life span ***after*** system amortisation, the net present value of total future savings in electricity purchase increases, which may lead to a higher acceptance of longer payback periods. In this case, the target investment costs for storage system development are higher than otherwise.
- *Low maintenance requirements and costs:*
  High maintenance requirements increase the operating costs and have a negative impact on the acceptability of potential customers for the storage system. Especially for smaller applications (small businesses, office buildings etc.) without a corresponding own skilled staff, this issue is essential.
- *High round trip efficiency:*
  The efficiency of the system determines the required dimensioning (power and capacity) of the storage system (thus the investment costs) and the electricity costs savings (or revenues from fed-in electricity).
- *Low self-discharge:*
  Corresponding to the system efficiency, self-discharge rates determine the required sizing of the storage system concerning capacity (thus the investment costs) and the savings of electricity costs (resp. revenues)
- *High volumetric density of whole storage system:*
  Concerning system integration, the volumetric energy density of the system plays a pivotal role, especially when available space is limited or the storage system integration would require major infrastructural measures (in existing buildings etc.)

Concerning the required storage system sizing (input and output power, storage capacity) considerations and calculations were made in task 2.1 and 2.2 (within the system modelling and calculation work). Determination of storage system parameters (power, capacity) requires separate analyses of the specific application case, which has been carried out within the demo construction sites analyses. Basically, it is an optimization problem by considering the *following parameters*:
The maximum storage input power is derived from the maximum difference arising between the instantaneous power of the PV system and power demand of the building, if not feed into the public grid. Theoretically, this value can reach the maximum power rate of the PV system (if there is no demand at the time at which PV power is produced). If this case happen the production of the PV system is fully utilized by the storage system, the maximum output

power of the PV system defines the required storage input power. The maximum output power is limited by the chosen inverter.
The maximum storage output power dependents on the load to be supplied and is maximised if the PV generation is zero at that same time.
For determination of the required storage dimensioning (power, capacity) the STOR-E simulation model (see deliverable 2.2) is used. Technical requirements concerning storage integration into public electric power grid are separately shown in chapter 3.3.4 “Requirements concerning storage integration into public electric power grid”.

4.3.3 Specific requirements for application field wind power / optimisation of grid feed-in

For the application in the field of market-oriented feed-in optimisation of wind power, the storage system has to meet the following requirements in particular (specification of general requirements for the considered application field):

- *Specific investment and operation costs:*
  The target costs for the storage system are derived from additional revenues of optimised grid feed-in of wind power generation (applying a storage device) as compared with intermittent feed-in without storage.
  The profitability of the STOR-E device thus depends on the electricity production costs of wind power and the level of market prices for electricity, in particular of the difference between base load revenues for feed-in without storage and revenues at market-oriented supply (sale of peak power).
- *High lifetime (calendric und cycle-rated):*
  The required lifetime of the STOR-E device is based on the (planned) operating life of the wind energy plant; operating periods of both systems should match for a long-term combined use.
- *Low maintenance requirements:*
  High maintenance requirements increase the operating costs (thus cutting the profit) and have a negative impact on the acceptability of potential customers (operators of wind energy plants) for the storage system.
- *High round trip efficiency:*
  The efficiency of the system determines the required dimensioning (power and capacity) of the storage system (thus the investment costs) and revenues from optimised market-orientated feed-in electricity supply.
- *Low self-discharge:*
  Corresponding to the system efficiency, self-discharge rates determine the required sizing of the storage system concerning capacity (thus the investment costs) and revenues from optimised market-orientated fed-in electricity

- *Requirements concerning dynamic behavior of the storage system:*
  In terms of access time and dynamic behavior of the storage system, this application case indicates no specific high demands. On the one hand, storage devices are used for load shifting in order to take advantage of time-variable electric supply /purchase rates. But this is partly planable or scheduled. On the other hand dynamic peak load reductions of the supply power is determined by average values of 15 minutes supply periods, which could be (partly) predictable too. Access times of seconds to minutes can therefore still meet the requirements (but this requires separate considerations for each application case).
  The requirements concerning dynamic behavior of the storage system result from the characteristics/dynamics of the power generator. As illustrated in deliverable 2.1, the wind energy generation power output changes every second. In order to use full power to the generator at any time and for any change in load, the storage system must follow the generation dynamic. To determine the impact of access delays, delays in switching from load to unload status and reduced power gradients, special considerations and calculations using the simulation model presented are required.

Concerning the required storage system sizing (input and output power, storage capacity) considerations and calculations were made in task 2.1 and 2.2 (within the system modelling and calculation work). Determination of storage system parameters (power, capacity) requires separate analyses of the specific application case. Basically, it is an economical optimization problem. Technical requirements concerning storage integration into public electric power grid are separately shown in chapter 3.3.4 “Requirements concerning storage integration into public electric power grid”.

4.3.4 Requirements concerning storage integration into public electric power grid

In regard to the storage system integration into the public grid, the current legal and organisational framework concerning electric power grids has to be considered. As the storage implementation within the project focuses on Austrian prototypes corresponding legislation has to be fulfilled. Generally, all legal requirements and statutory regulations based on and derived from the Federal Electricity Supply Industry and Organization Act (Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz, ElWOG) apply – in particular Technical and Organisational Rules for system operators and users (TOR), underlying technical standards as well as general terms and conditions of system operators (in particular distribution system operators – DSOs), which are based on those legal regulations.
According to the Federal Electricity Supply Industry and Organization Act and derived implementation laws of Austrian federal states, electricity storage systems are not explicitly assigned to a specific classification. According to § 7 ElWOG 2010, a generating unit (producer) of electricity is defined as power station or power plant which is defined as a system that is designed to produce energy by converting electrical energy. As the storage system produces electricity by energy conversion, it can be generally categorised as generator or generating station.

Regarding the identified application fields and its power range, the storage system is to be integrated into distribution grids. Concerning its application in combination with distributed generation (PV) or for demand side management, the grid connection mainly concerns the low voltage system. For grid connection to the distribution system, in particular, the following sections of the Technical and Organisational Rules for system operators and users (TOR) are to be applied:

- TOR Part C: Technical rules for networks with a voltage of < 110 kV
- TOR Part D: Special technical rules – Section D2: Regulations for the assessment of network disturbances
- TOR Part D: Special technical rules – Section D4: Operation of generating stations in parallel with distributon networks

Basically, a contract for grid utilisation with the local distribution system operator (DSO) has to be made. As a precondition, the DSO examines the grid connection / access requirements of the generating system (or user). That includes an assessment of possible network disturbances and further operation based influences on the grid (risks to security of supply, reliability, etc). This grid connection assessment and derived regulations or operation limitations aims at long-term compliance with CEN / ÖNORM EN 50160 (2011) based voltage characteristics in public electricity systems. According to TOR Part C, in particular the following items are to be considered for power connection to public distribution systems:

- Network connection (manner of execution)
- Maximum level of network use
- Neutral earthing
- Minimum and maximum short-circuit power
- Maximum and minimum operating voltage
- Protection concept
- Interconnection conditions
- Voltage quality at the point of transfer
- Permissible system disturbances
- Measuring average values of 15 minutes

Basically, TOR Part D: Special technical rules – Section D4: Operation of generating stations in parallel with distribution networks, is to be applied, whereas specific conditions can be stipulated by the local distribution system operator.Furthermore, the requirement of compliance with a cut off of mains up to 20 ms by the storage system has to be considered in particular.

4.4 Outline of developed Matlab/Simulink tool for optimised case study dimensioning & storage system integration simulation

In order to conduct quantitative analyses including dimensioning the required storage unit scale for suitable application sites and simulate storage integration, a mathematical model using Matlab/Simulink has been created. The STOR-E Library is an extension for Matlab/Simulink. It is organized in blocks similar to the Simulink Library itself so that the structure can be handled in the same way. The STOR-E blocks are used for analysing the commercial relevance of an energy storage system for the following reference application:

- Load and Energy Management for an exemplary load profile
- Optimization of auxiliary power requirement based on photo voltaic electricity generation
- Optimization of energy feed-in into the public grid for wind power plants

The functionality of all blocks and sub-systems of the STOR-E Library as well as the system building/model creation are described within the STOR-E Library User Guide. The characteristics of the blocks and the corresponding s-function are also explained. A further detailed description of the implemented concepts can be found in the inline source code documentation. In Figure 28 an exemplary load and energy management simulation is principally illustrated. This example can be found in the developed STOR-E Library.

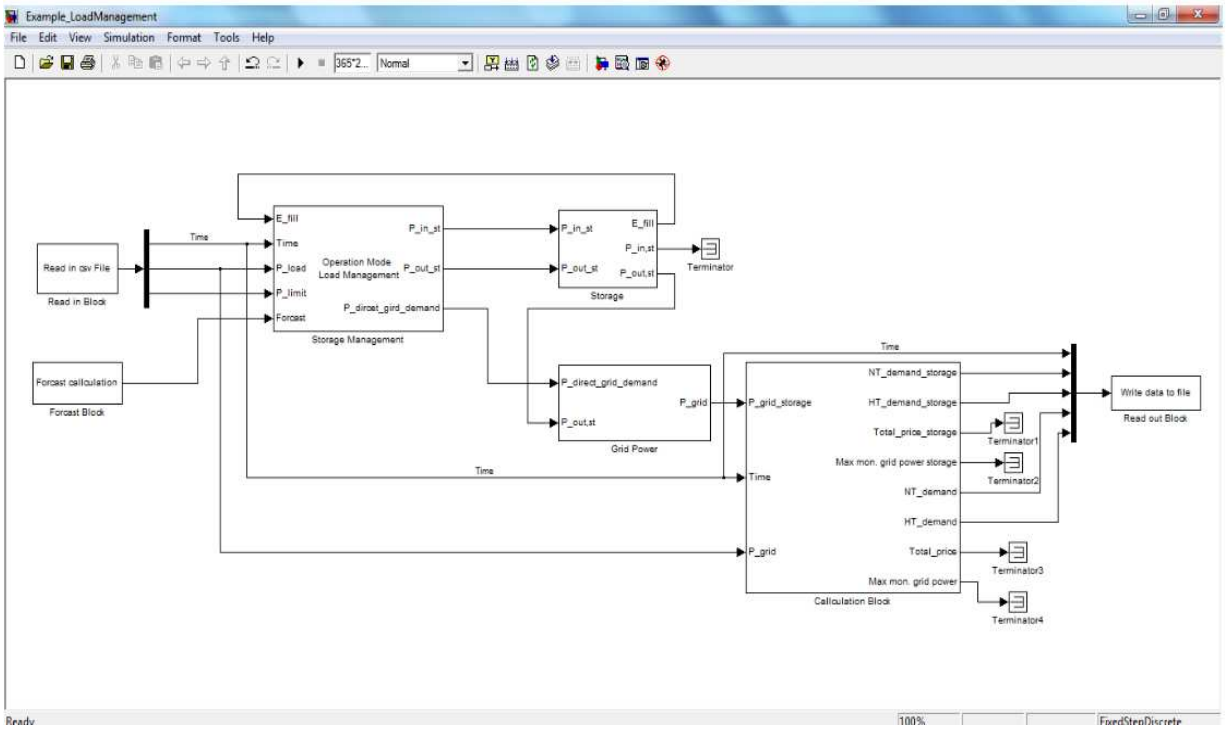


Figure 28: Example for a load management simulation

The Matlab/Simulink tool has been used to analyse the suitability of possible application sites.

The mathematical basis used to develop this Matlab/Simulink tool is outlined in following Figure 30 and Figure 30 by showing the schematic diagram and basic functions of the model.

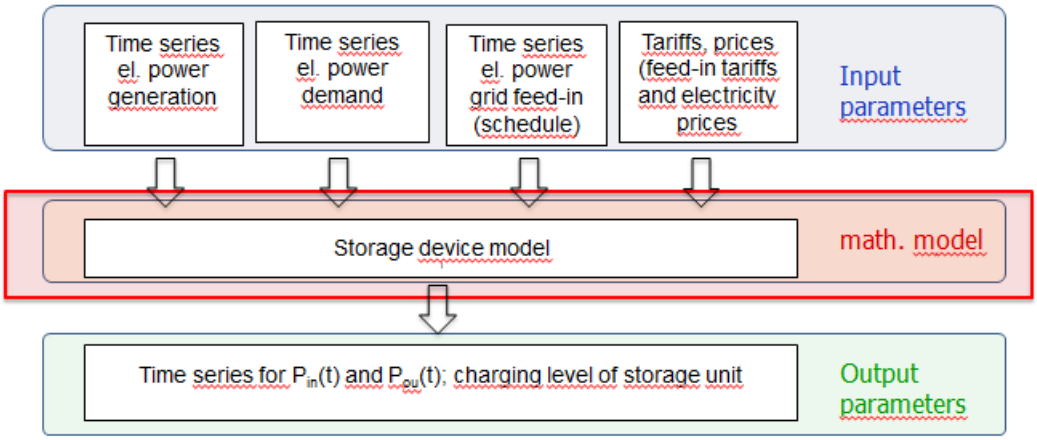
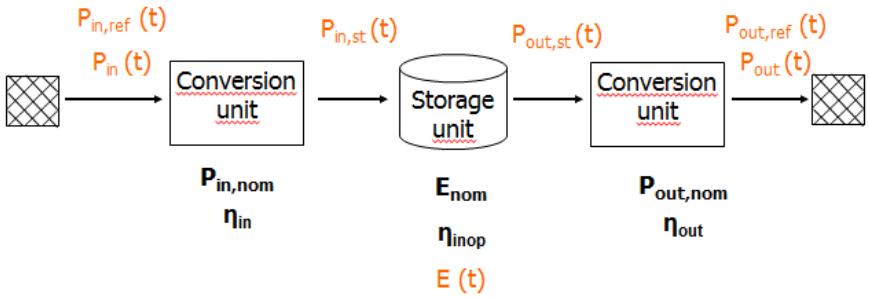


Figure 29 Schematic diagram of general storage model



$$P_{in,st}(t) = \eta_{in} \cdot P_{in}(t) \qquad \eta_{imop} = f\left(E(t), T_{St}\right)$$

$$\eta_{in} = f\left(P_{in}(t)\right) \qquad E(t) = \eta_{inop} \cdot E(t-1) + \int_{t-1}^{t} P_{in,st}(t)\,dt - \int_{t-1}^{t} P_{out,st}(t)\,dt$$

$$P_{out}(t) = \eta_{out} \cdot P_{out,st}(t) \qquad P_{in}(t) = f\left(P_{in,ref}(t), T_{V,in}(t, P_{in,ref}(t))\right)$$

$$\eta_{out} = f\left(P_{out}(t)\right) \qquad P_{out}(t) = f\left(P_{out,ref}(t), T_{V,out}(t, P_{out,ref}(t))\right)$$

Figure 30 Basic functions of the STOR-E model

4.5 Outcomes of demo construction sites analyses

Based on the outcomes of task 2.1 “Power requirements/integration aspects” the main suitable application sites or scenarios for integration of STOR-E energy storage devices were assessed with regard to energy management/demand side management (industrial/commercial), integration of RES in the distribution power grid (predominantly photovoltaic and wind power) and auxiliary power supply (ref. to deliverable D2.1 “Report on

power requirements /integration aspects"). Depending on those suitable applications, construction sites for the integration of storage demo devices were sought. In close cooperation with the SOLUTION[3] project region Hartberg, which provided access to local/regional information and relevant communal servants, a list of possible construction sites was defined. Referring to the three reference implementation scenarios analysed in task 2.1 "Power requirements/integration aspects", namely

- industrial/commercial: Energy management/demand side management
- photovoltaics: Balancing of on-sit power and demand
- wind power: optimization of grid feed-in,

possible construction sites were identified representing the scenarios "Photovoltaics – balancing of on-site power and demand" and "customer energy management".

This list included the following sites (mainly operation sites of business companies):

- Ökopark Hartberg office building, Hartberg
- Jeitler GmbH & Co KG, Hartberg
- Autohaus Peindl GmbH, Hartberg
- Fuchs GmbH, Hartberg
- Gaugl Metallhandel GmbH, Tiefenbach bei Kaindorf
- Frutura Obst & Gemüse Kompetenzzentrum GmbH, Hartl bei Kaindorf:

Those are mainly operation sites of business companies, most of them running or planning a photovoltaic system.

The Matlab/Simulink tool has been used to analyse the suitability of possible application sites with regard to the STOR-E objectives. Among the above listed possible construction sites the following three options have been selected as they most likely comply with the project criteria and have then been analysed in detail:

- ***Demo Site Gaugl Metallhandel GmbH***, in Tiefenbach bei Kaindorf
- ***Demo Site Ökopark Hartberg Office Building***, in Hartberg
- ***Demo Site Frutura Obst & Gemüse Kompetenzzentrum GmbH***, in Hartl bei Kaindorf:

The corresponding calculation results are shown in deliverable D2.2 "concepts of defined construction sites" describing the demo sites. The following example of the weekly profile of simulated operation curves of a storage device at Gaugl Metallhandel GmbH (Figure 9) illustrates simulation results for a HyPES prototype at a potential demo site for the application field PV / balancing of on-site power and demand. For that kind of application case, PV generation is used directly for load coverage in case the load is lower than PV power output. Surpluses of the PV generation are therefore used to charge the STOR-E device used as a buffer (depicted as storage input power curve). In case the load exceeds

[3] CONCERTO project SOLUTION - Sustainable oriented and long-lasting unique team for energy self-sufficient communities", an EU project with a time span from 2009-14

the photovoltaic power output, the storage device is being discharged to cover the load illustrated in Figure 9.

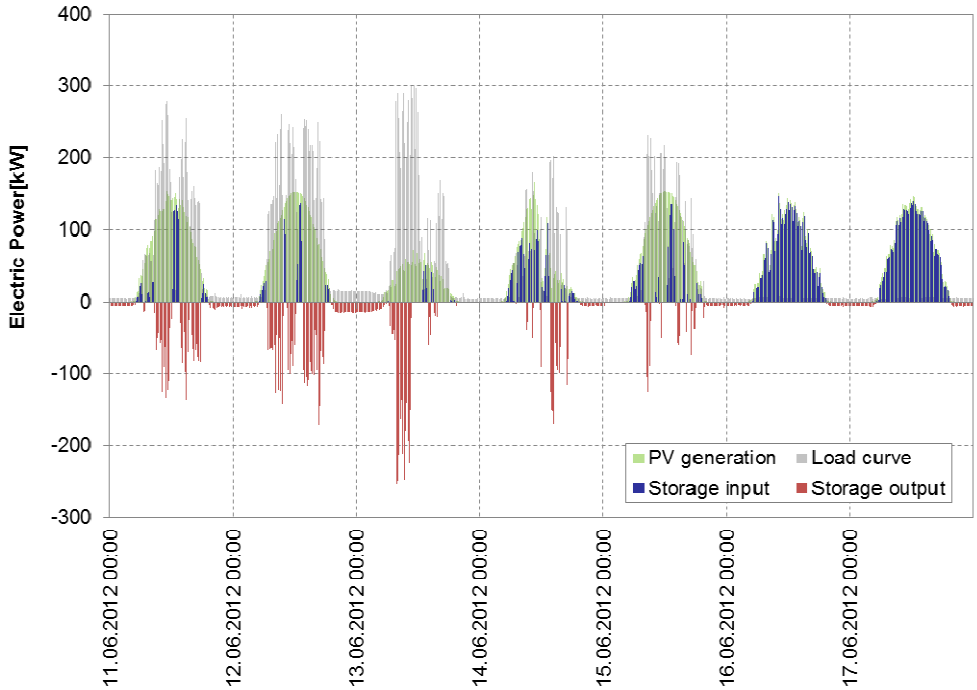


Figure 31: Weekly profile of simulated operation curves of HyPES at potential demo site Gaugl

As result of the demo site selection within task 2.2, it has been recommended to integrate a prototype of HyPES at the **Ökopark Hartberg**. This site fulfils all technical requirements to operate a prototype and as the possible operator is the local energy service provider and therefore able and willing to get in-depth knowledge with this specific storage technology. Furthermore the PV power plant at Frutura is still in a planning stage and the PV power plant at Gaugl is connected to the Austrian feed-in-tariff scheme for the next ten years. A potential prototype would therefore makes sense beyond the project duration.

Specific requirements for construction demo site integration are outlined in section 3.2 and tackled by Ökopark Hartberg Office Building. Furthermore, necessities of ***constructional encapsulation*** of the system (for safety reasons concerning high pressure applications) and other legal issues are to be considered. The necessary space is available at Ökopark Hartberg Office Building.

4.6 Outline of operator's organisation forms and interfaces analyses

Business model design and implementation (including systems / suppliers / operator's organisation forms and interfaces) are depending on the intended sales market as different (national, European or world-wide) regulations and restrictions related to energy storage

have to be met. Under corresponding framework conditions, economic aspects in view of competitiveness are crucial for investors. This comprises competitive storage technologies (mainly battery - Li-Ion, Redox flow…) for both grid-connected and isolated grid cases. The second competing technology, diesel applications e.g. on small and middle-sized islands are not investigated in detail because of minor relevance for the Austrian market. The analysis is based on the identified application fields and implementation cases derived from technology characteristics and expected performance

- RES integration on distribution grid level → on-site renewable energy storage and backup
- Energy management / demand side management (industrial/commercial)

In addition, application as auxiliary/emergency power supply has been regarded. In the following, the related business model design including systems / suppliers / operator's organisation forms and interfaces are summarized.

- On-site self-sufficiency:

This model describes the case of private supply lines and isolated grid connection of the storage/generation unit. Figure 32 shows schematically the relationship between the elements for storage system operators, which could allow the sale of electricity to consumers via private supply lines e.g. on commercial areas not passing the site boarders. In this case, storage and generation power and capacity / dimensioning should accurately correspond to the customer load profiles in order to prevent active power limitation of (renewable) generation units for this application since no additional connection is provided to the public electricity network in this business model variant. The objective is to maximize the revenue of the hybrid application compared to market sales. Challenges or potential problems of this case are parallel infrastructures (supply lines), long-term investment in own line connection as well as active power limits of renewable energy sources [based on Prüggler et al., 2010].

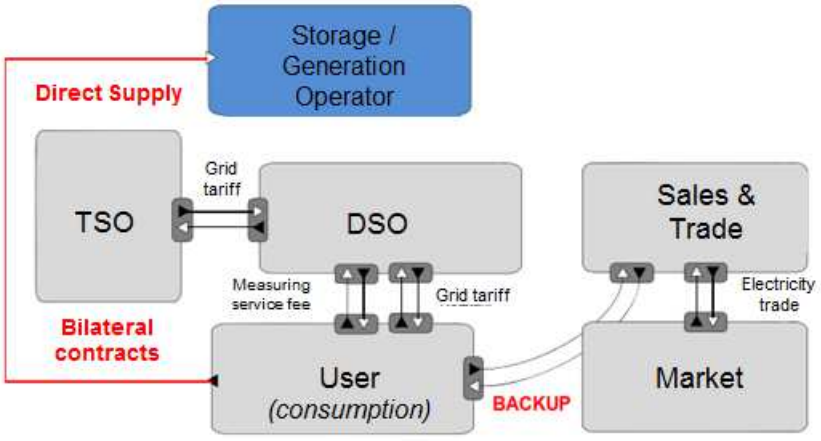


Figure 32: Business model design "direct supply / on-site"; Source: modified from Prüggler et al., 2010

- Direct sales to customer (bilateral supply contracts), electricity supply via public grid (grid connection of storage), with backup supply contracts

In this case, depicted in Figure 33, there are still direct sales to the customer (bilateral supply contracts), but the actual electricity supply is via public grid comprising grid tariffs requested by the distribution grid operator. Customers conclude backup supply contracts as well as storage/generation operators who arrange back-up sales contracts in order to minimize the risk of income losses in case of lower electricity demand of the respective customer(s) as expected.

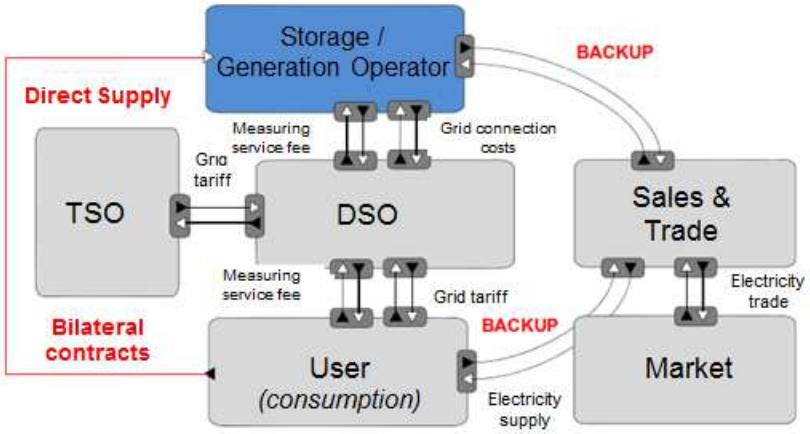


Figure 33: Business model design "· Direct sales, electricity supply via public grid), with backup supply contracts"; Source: modified from Prüggler et al., 2010

- Market price based sales – peak power / (primary and) secondary reserve sales to market

In this case, electricity is sold to the market in form of high priced peak power or (primary and) secondary reserve sales. Storage operation is based on load shifting in order to take advantage of time-variable electric supply rates.

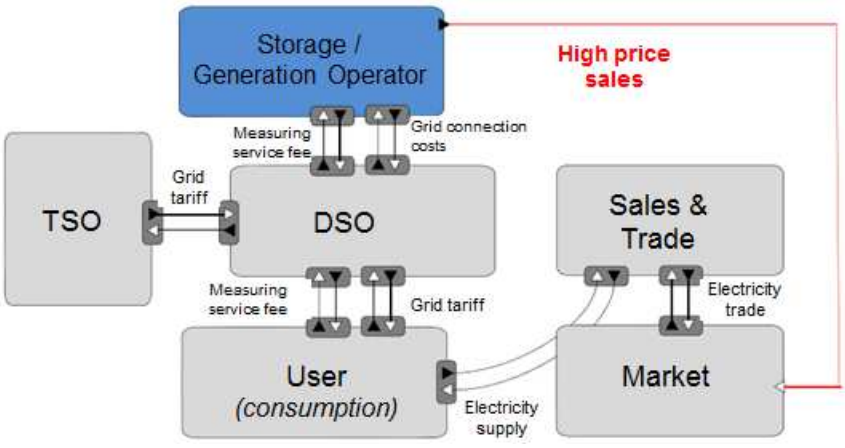


Figure 34: Business model design "primary and secondary reserve sales to market"; Source: modified from Prüggler et al., 2010

5 Deliverable D3.1 - Report on environmental impact statement / legal aspects

NEUE ENERGIEN 2020

Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

STOR-E

Advanced Electrical Storage Facilities to become Economically and Environmentally

Projektnummer: 829929

Deliverable D3.1

Report on environmental impact statement / legal aspects

Datum: 31/07/2013

Verantwortlicher Projektpartner: iC Ces GesmbH

Content

5 Deliverable D3.1 - Report on environmental impact statement / legal aspects 113
Content 114
5.1 Overview / summary 115
5.2 Objectives 115
5.3 Main outcomes of WP3.1 115
5.3.1 HyPES 116
5.3.2 Lead Acid batteries 117
5.4 Main LCA simulation results 120
5.5 Conclusions 131
5.6 Appendix A 132

5.1 Overview / summary

This deliverable outlines the results and outcomes of work package 3 analysis "on environmental impact statement / legal aspects". The latter has been partly removed as no prototype operates in the field yet and therefore no real case could be analysed empirically. Some legal aspects with regard to its site integration have been investigated in WP2 and are presented in corresponding deliverables. The intension of this report is to know if HyPES connected with of intermittent renewable energies is a promising alternative option to lead-acid batteries from the environmental point of view. For doing so nine impact variables are introduced in the following and simulated according to the ISO 14040 standards with the dynamic LCA simulation model GABI[4]. Simulation results show that apart from acidification potentials, for which significant differences between the two storage technologies could be figured out the environmental impact is similar. Also regarding healthy and safety aspects as well as recyclability the two storage technologies are classified as very good.

5.2 Objectives

Deviating from the original assumption that the three STOR-E units will be constructed (within the SOLUTION project), only the at least partly working prototype in the laboratories of EPFL has been taken as reference to determine the potential environmental impact for a realistic case study. Selected variables, which follow the ISO 14040 standards, have been simulated in an existing dynamic LCA simulation model in order to know if an alternative option to lead-acid batteries, the chosen benchmark is available from the environmental point of view.

5.3 Main outcomes of WP3.1

The integration of intermittent renewable energy sources, either in the grid or in stand-alone applications require electricity storage in order to have electricity on demand, a permanent power supply or a good power quality. Usually lead-acid batteries are still the mostly utilised solution and therefore chosen as a benchmark for small applications up to 100kW/200-300kWh. The storage system remains the weakest part of a PV system and responsible for more than 40% of the cost over the life of the system. Further variables are introduced in the following and simulated according to the ISO 14040 standards in the dynamic LCA simulation model GABI.

[4] GaBi 5.0 is a modelling, reporting & diagnostic software tool for LCA users.

5.3.1 HyPES

Several discussions about the critical paths and visits within the laboratories of EPFL have been taken place. In focus of discussions has been the design and development of the foreseen HyPES System devices. Based on the at least partly working prototype in the laboratories of EPFL the potential environmental impact of a capacity of 50kWp, an up-scaled version of the originally foreseen 25kW/50kWh first prototype in Hartberg has been assessed. Investigated has been in the storage system with a power rating of 50 kW and an average delivery of 120 kWh electrical energy per day for 20 years leading to the cumulative energy demand given in tab. 1.

Tab. 1: Cumulative energy demand of a 50 kW HyPES

HyPES	*Electricity [MWh]*	*Comment*
Cumulated energy demand	*1350*	Assumption by a charge / discharge operation efficiency of 45%
Net electricity delivered during 20 years	*876*	*120kWh x 365d x 20a*

Tab.2 summarises the masses and compositions of the HyPES system according to this cumulative energy demand.

Tab. 2: Estimated material masses and compositions for a 50 kW HyPES

Material	*Mass [kg]*	*Comment*
Steel	*6340*	
Stainless Steel	*2110*	
Copper	*24*	*All given estimations have been derived from the laboratory prototype at EPFL.*
Aluminium	*160*	
PVC	*50*	

Fig.1 shows the energy and material consumption of the used components for getting an indication of the environmental impact of the HyPES system.

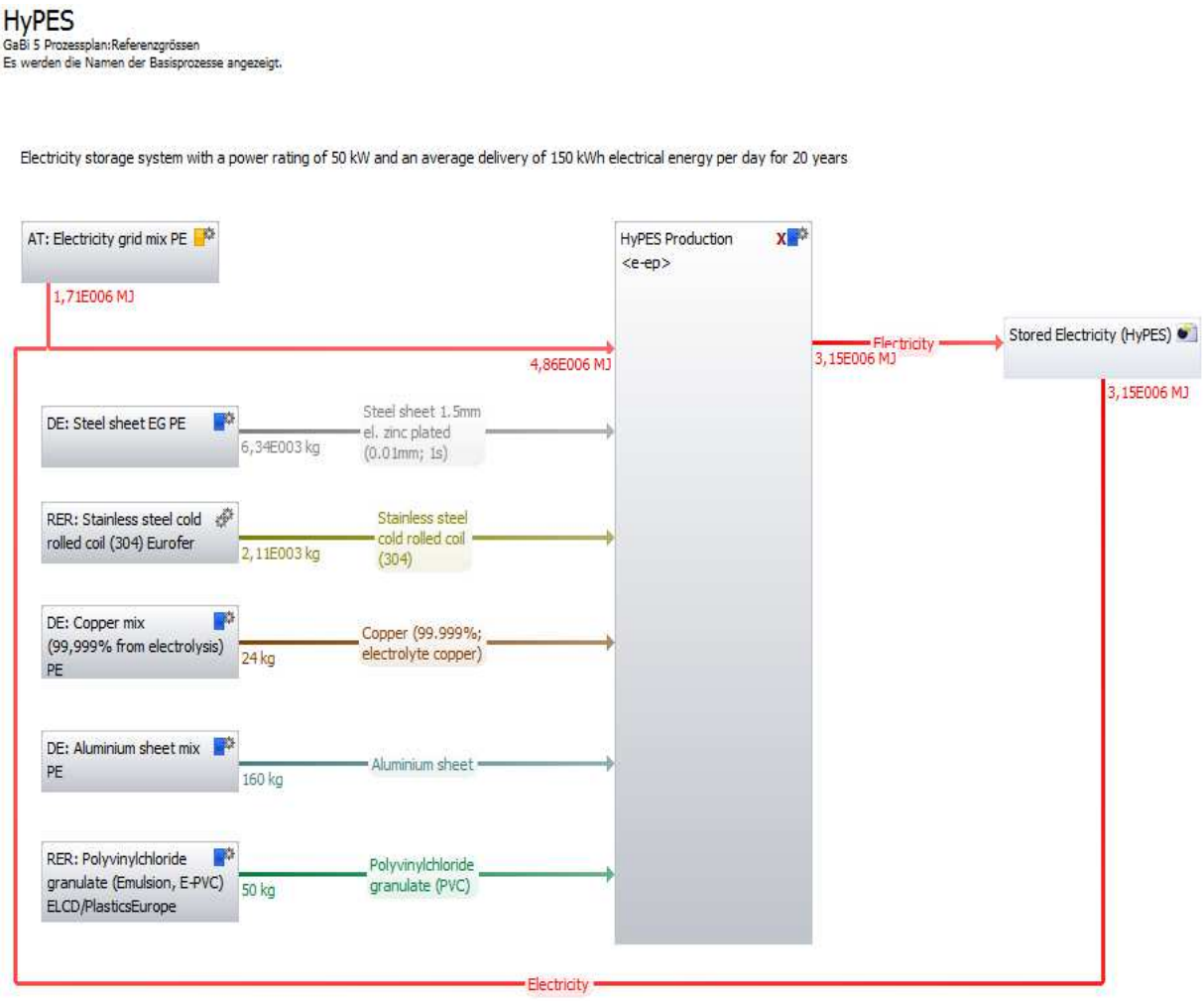


Fig. 1: 50kW HyPES modelled with GaBi 5.0

5.3.2 Lead Acid batteries

Estimates provided by the French battery company Saft on total energy demand to the European thematic network INVESTIRE[5] of the Energy input of about 1200 MJ/kWh and of CO2 Emission of 80 kg/ kWh has been used to cross-check results of simulation results with GABI. Investigated has been a lead acid storage system with a power rating of 50 kW and an average delivery of 150 kWh electrical energy per day for 20 years leading to the cumulative energy demand given in tab. 3.

[5] INVESTIRE-NETWORK was a European project led by CEA-INES (France) and supported by the European Commission, DG Research in the frame of the Fifth Framework Programme.

Tab. 3: Cumulative energy demand of 50 kW Lead Acid batteries

Lead Acid 99% secondary Pb	*Electricity [MWh]*	*Comment*
Cumulated energy demand	*1596*	Gross energy supply minus energy for material supply
Net electricity delivered from the battery during 20 years	*1095*	*150kWh x 365d x 20a*

Tab.4 summarises the masses and compositions of the 50 kW lead acid battery system according to this cumulative energy demand.

Tab. 4: Estimated material masses and compositions for a 50 kW lead acid batteries

Material	*Mass [kg]*	*Comment*
Lead	*29 400*	Active material, grids and poles
Water	*6400*	Electrolyte
Sulphuric Acid (pure)	*4600*	Electrolyte
Polypropylene	*3888*	Cases and covers

Fig.2 shows the energy and material consumption of the used components for getting an indication of the environmental impact of the lead acid battery system.

Lead Acid Accumulator

GaBi 5 Prozessplan:Referenzgrössen
Es werden die Namen der Basisprozesse angezeigt.

Electricity storage system with a power rating of 50 kW, a storage capacity of 450 kWh and an average delivery of 150 kWh electrical energy per day for 20 years

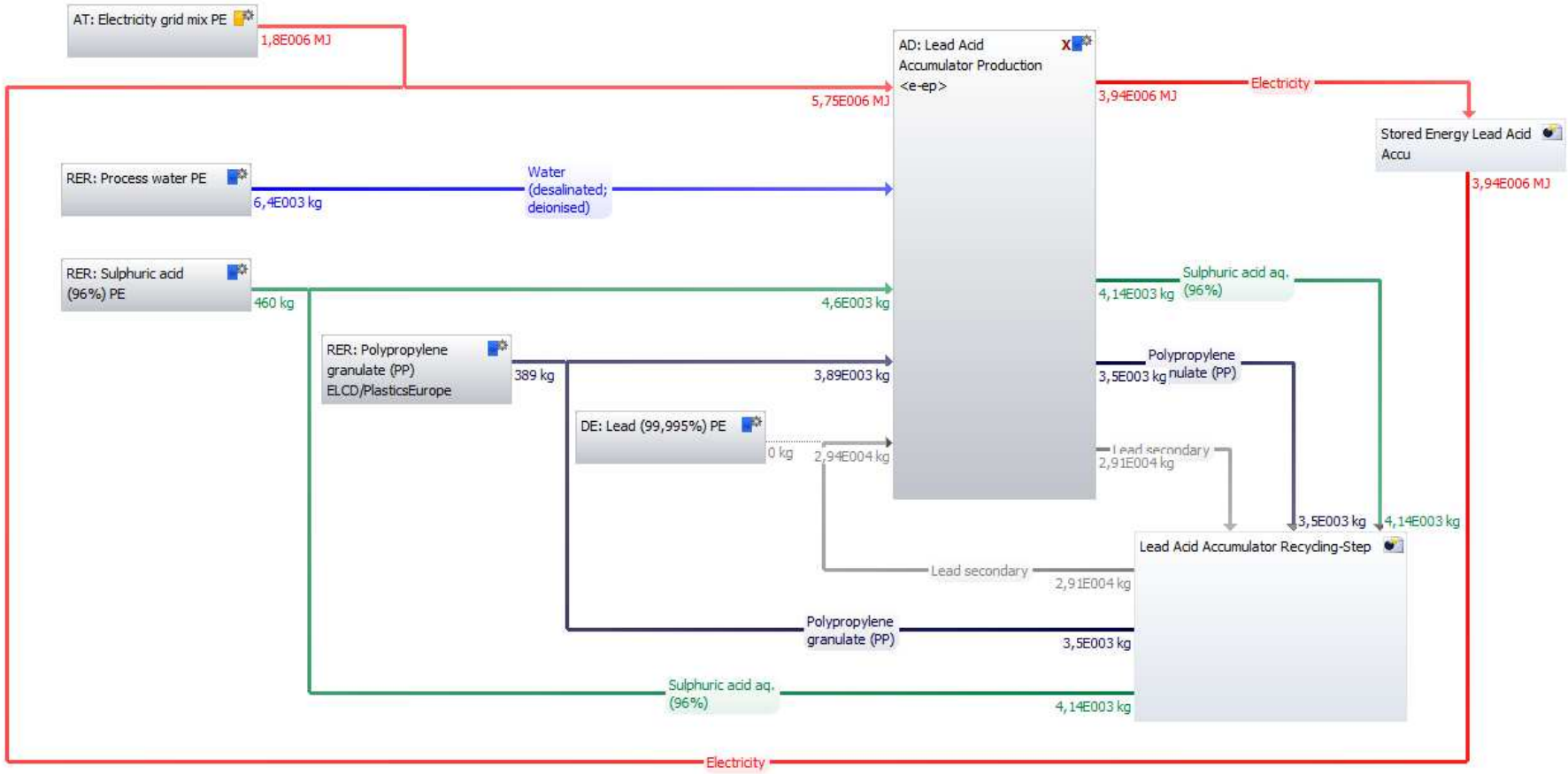


Fig. 2: 50 kW lead acid battery modelled with GaBi 5.0

5.4 Main LCA simulation results

Comparable Life Cycle Assessments (LCA) of two electricity storage systems such as the Hydro-Pneumatic-Energy-Storage (HyPES) and the Lead Acid Battery storage units have been performed according to the ISO 14040 and 14044 by taking into account the environmental impacts of all phases of the entire life cycle.

The impact assessment is based on CML-Method[6], which was developed at the Dutch University of Leiden [Guinée und Lindeijer 2002]. According to the link: "CMLCA is an abbreviation of Chain Management by Life Cycle Assessment. It is a software tool that is intended to support the technical steps of the life cycle assessment procedure (LCA)…"

It has to be mentioned that important parameters are estimated respectively figured out in a performed literature recherché in particular for Lead Acid Batteries. For both technologies, HyPES and Lead Acid uncertainties are with regard to total weights (complete system or parts only, similar capacities, similar maturity) and the shares of materials. Generally the component production (metal and plastics forming by casting, machining, drawing, electric chemical surface treatments, etc. including losses for all steps) can be considered to be in the same order of magnitude like the material production.[7] In the following you may find life-cycle balances in the typical applications introduced in section 3. The simulated patterns that the simulation tool is using are described in detail in Appendix A of this report.

- **Global Warming Potential (GWP)**

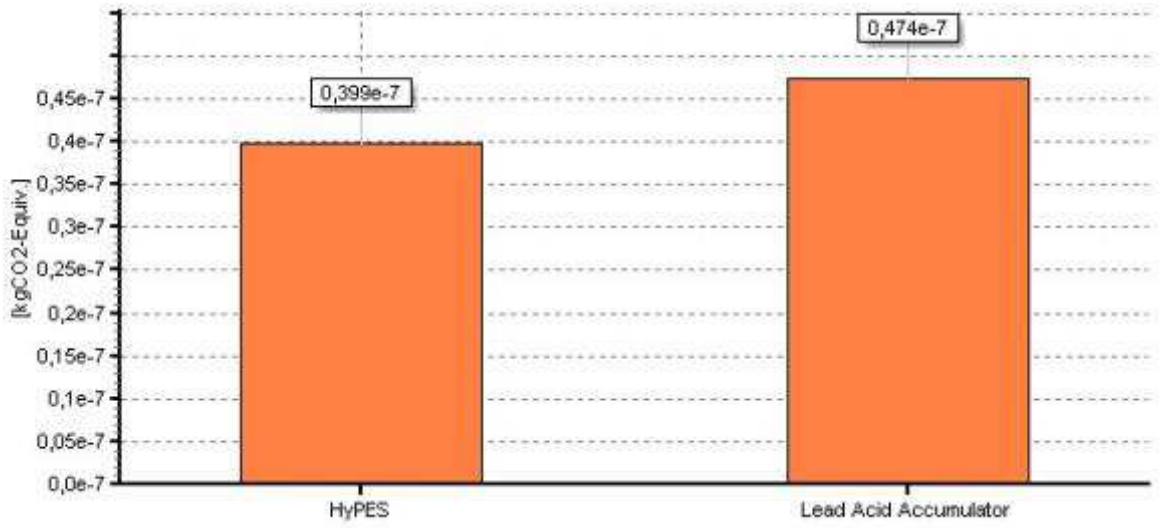


Fig. 3: Comparison of the two storage technologies referred to the Global Warming Potential

[6] http://cml.leiden.edu/software/data-cmlia.html
7 INVESTIRE-NETWORK: WP5 Final report of Environmental issues, 11/2003

The energy consumption for the production of the two storage technologies causes the largest part of the Global Warming Potential. More than 22% of the relatively large contribution to the GWP is caused by lead manufacturing.

Tab. 5: GWP – HyPES

HyPES	AT: Electricity grid mix PE	DE: Aluminium sheet mix PE	DE: Steel sheet EG PE	RER: Polyvinylchloride granulate (Emulsion, E-PVC) ELCD/PlasticsEurope <t-agg>	RER: Stainless steel cold rolled coil (304) Eurofer
0,399E-7	87,0%	1,0%	7,2%	0,1%	4,6%

Tab. 6: GWP – Lead Acid Batteries

Lead Acid Accumulator	AT: Electricity grid mix PE	DE: Lead (99,995%) PE	RER: Polypropylene granulate (PP) ELCD/PlasticsEurope <t-agg>	RER: Sulphuric acid (96%) PE
0,474E-7	77,5%	22,1	0,3%	0,1%

- **Acidification Potential (AP)**

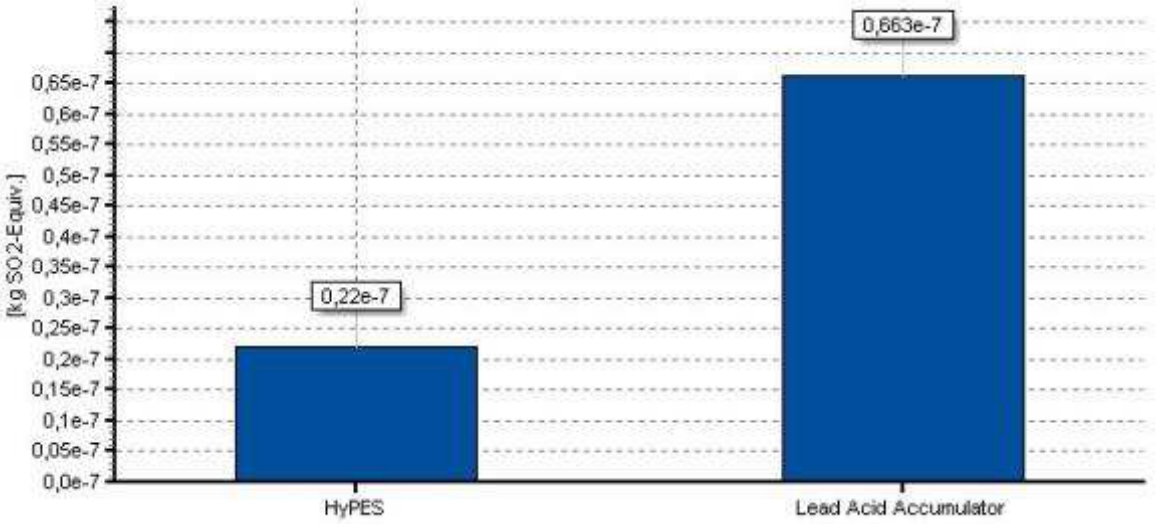


Fig. 4: Comparison of the two storage technologies referred to Acidification Potential

The use of lead causes nearly 3/4 of the entire Acidification Potential of the Lead Acid Accumulator.

Tab. 7: AP – HyPES

HyPES	AT: Electricity grid mix PE	DE: Aluminium sheet mix PE	DE: Copper mix (99,999% from electrolysis) PE	DE: Steel sheet EG PE	RER: Polyvinylchloride granulate (Emulsion, E-PVC) ELCD/PlasticsEurope <t-agg>	RER: Stainless steel cold rolled coil (304) Eurofer
0,22E-7	73,6%	1,7%	0,1%	7,9%	0,1%	16,6%

Tab. 8: AP – Lead Acid Accumulator

Lead Acid Accumulator	AT: Electricity grid mix PE	DE: Lead (99,995%) PE	RER: Polypropylene granulate (PP) ELCD/PlasticsEurope <t-agg>	RER: Sulphuric acid (96%) PE
0,663E-7	25,4%	74,3%	0,1%	0,2%

- **Eutrophication Potential (EP)**

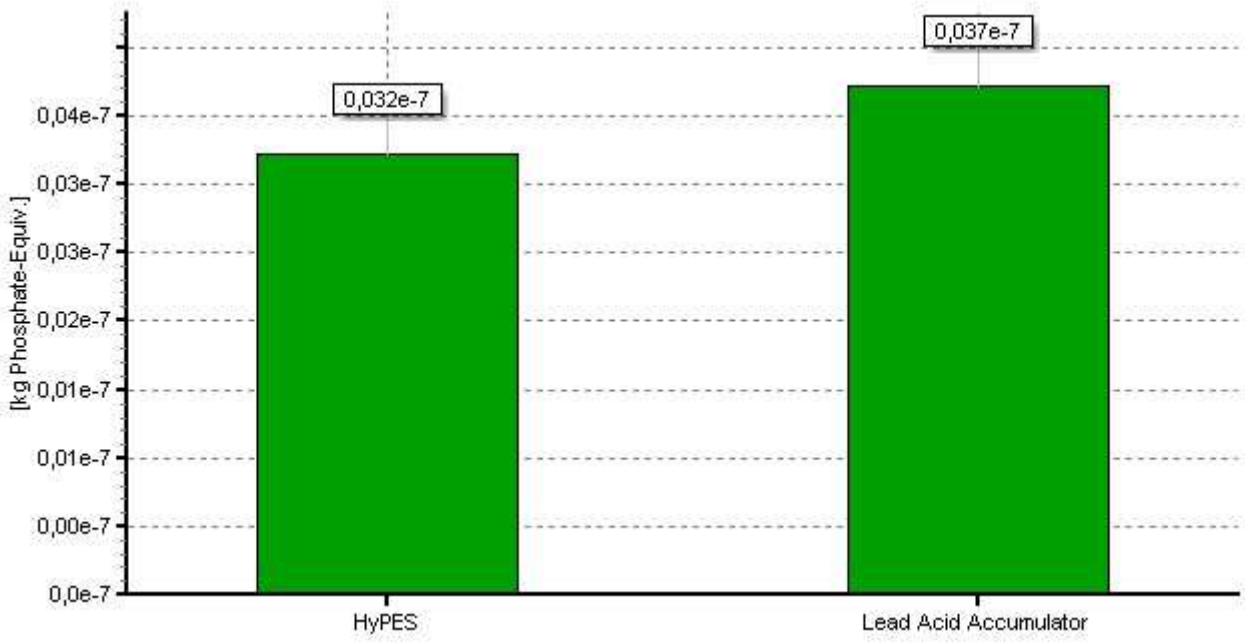


Fig. 5: Comparison of the two storage technologies referred to the Eutrophication Potential

It can be assumed that the relatively low output of nitrogen dioxide and nitrogen oxides causes the little potential of eutrophication by the production of the two storage options.

Tab. 9: EP – HyPES

HyPES	AT: Electricity grid mix PE	DE: Aluminium sheet mix PE	DE: Copper mix (99,999% from electrolysis) PE	DE: Steel sheet EG PE	RER: Polyvinylchloride granulate (Emulsion, E-PVC) ELCD/PlasticsEurope <t-agg>	RER: Stainless steel cold rolled coil (304) Eurofer
0,032E-7	77,6%	1,2%	0,1%	10,0%	0,1%	11,0%

Tab. 10: EP – Lead Acid Batteries

Lead Acid Battery	AT: Electricity grid mix PE	DE: Lead (99,995%) PE	RER: Polypropylene granulate (PP) ELCD/PlasticsEurope <t-agg>	RER: Sulphuric acid (96%) PE
0,037E-7	70,9%	28,4%	0,6%	0,1%

- **Ozone Layer Depletion Potential (ODP)**

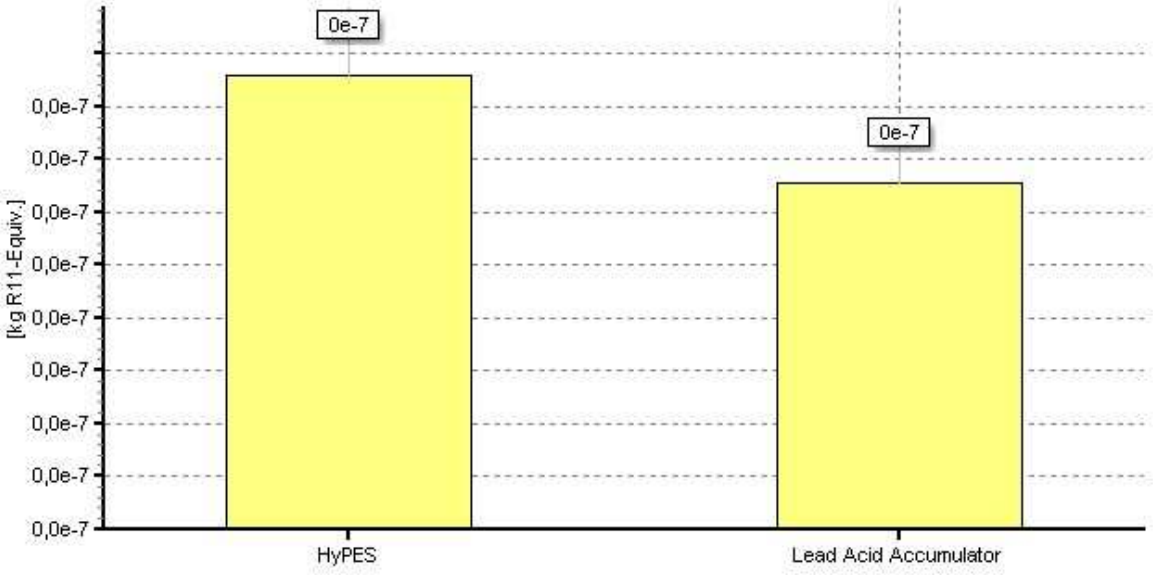


Fig. 6: Comparison of the two storage technologies referred to the Ozone Layer Depletion Potential

As in the case of the eutrophication potential, it can be assumed that the low output of nitrogen oxides causes the relatively little potential of ozone layer depletion.

Tab. 11: ODP – HyPES

HyPES	AT: Electricity grid mix PE	DE: Aluminium sheet mix PE	DE: Copper mix (99,999% from electrolysis) PE	DE: Steel sheet EG PE	RER: Stainless steel cold rolled coil (304) Eurofer
0,00E-7	37,7%	3,0%	0,1%	1,4%	57,7%

Tab. 12: ODP – Lead Acid Batteries

Lead Acid Battery	AT: Electricity grid mix PE	DE: Lead (99,995%) PE	RER: Process water PE	RER: Sulphuric acid (96%) PE
0,00E-7	53,4%	46,2%	0,1%	0,3%

- **Abiotic Depletion elements (ADP elements)**

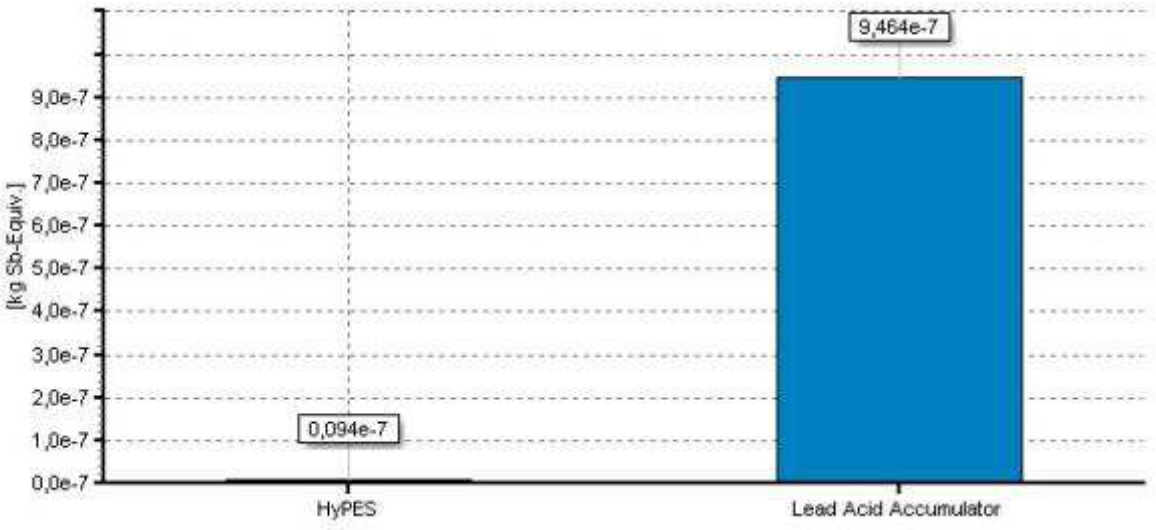


Fig. 7: Comparison of the two storage technologies referred to the Abiotic Depletion elements

The main reason for the huge abiotic depletion elements potential for lead acid batteries is the required amount of lead, which is about 29 400 kg in 20 years.

Tab. 13: ADP elements – HyPES

HyPES	AT: Electricity grid mix PE	DE: Aluminium sheet mix PE	DE: Copper mix (99,999% from electrolysis) PE	DE: Steel sheet EG PE	RER: Polyvinylchloride granulate (Emulsion, E-PVC) ELCD/PlasticsEurope <t-agg>	RER: Stainless steel cold rolled coil (304) Eurofer
0,094E-7	9,6%	0,1%	21,7%	19,5%	0,1%	49,0%

Tab. 14: ADP elements – Lead Acid Batteries

Lead Acid Battery	AT: Electricity grid mix PE	DE: Lead (99,995%) PE
9,464E-7	0,1%	99,9%

- **Abiotic Depletion fossil (ADP fossil)**

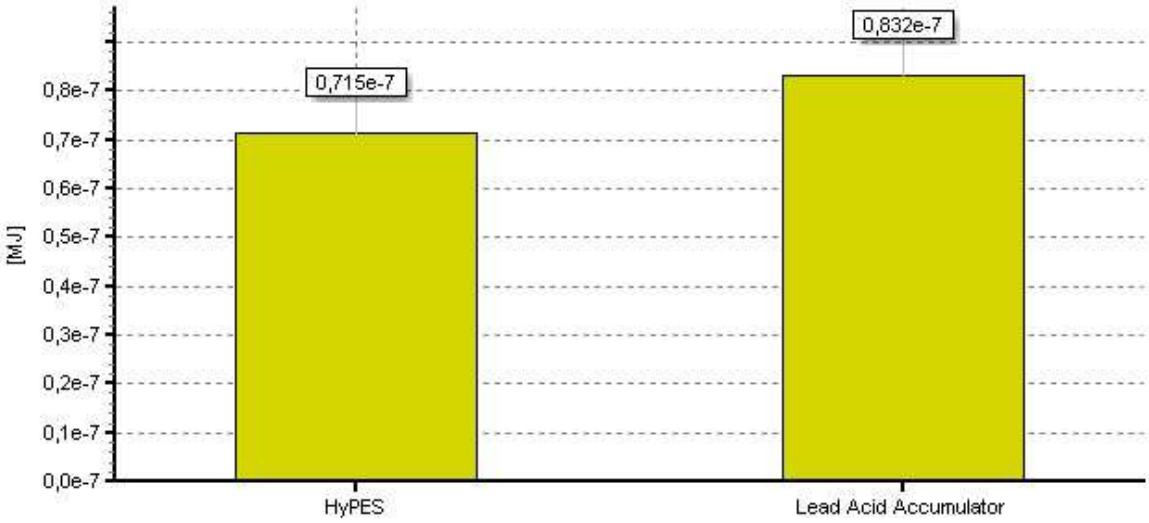


Fig. 8: Comparison of the two storage technologies referred to the Abiotic Depletion fossil

The largest part of the ADP fossil is caused by the energy consumption for the production of the two storage technologies.

Tab. 15: ADP fossil – HyPES

HyPES	AT: Electricity grid mix PE	DE: Aluminium sheet mix PE	DE: Copper mix (99,999% from electrolysis) PE	DE: Steel sheet EG PE	RER: Polyvinylchloride granulate (Emulsion, E-PVC) ELCD/PlasticsEurope <t-agg>	RER: Stainless steel cold rolled coil (304) Eurofer
0,715E-7	85,7%	0,9%	0,1%	8,5%	0,1%	4,8%

Tab. 16: ADP fossil – Lead Acid Batteries

Lead Acid Battery	AT: Electricity grid mix PE	DE: Lead (99,995%) PE	RER: Polypropylene granulate (PP) ELCD/PlasticsEurope <t-agg>	RER: Sulphuric acid (96%) PE
0,832E-7	77,8%	20,9%	1,0%	0,2%

- **Freshwater Aquatic Ecotoxicity Pot. (FAETP)**

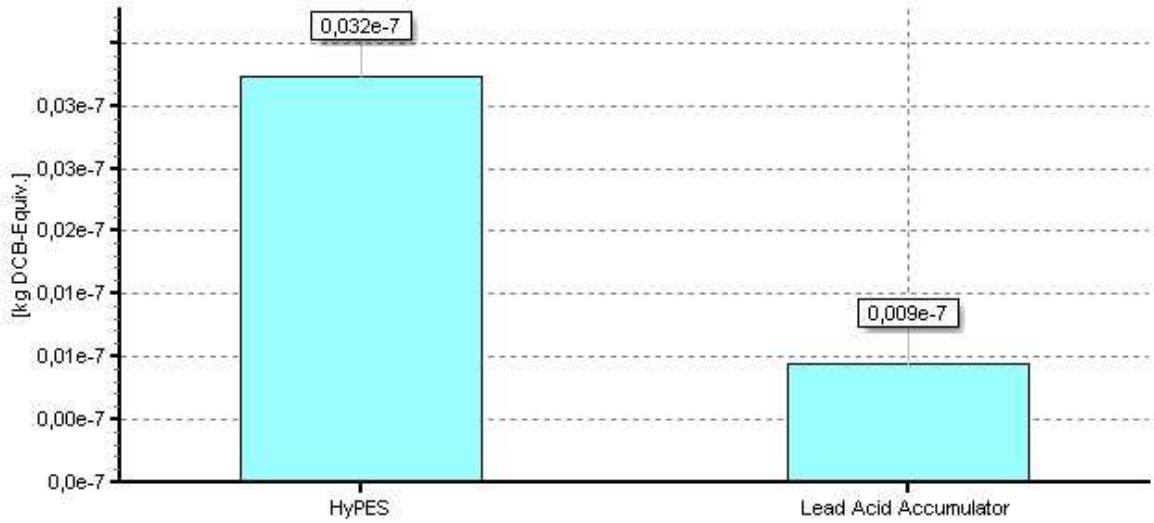


Fig. 9: Comparison of the two storage technologies referred to the Freshwater Aquatic Ecotoxicity Potential

More than half of the FAETP of the HyPES Technology is caused by the use of of polyvinyl chlorides: "RER polyvinyl chloride granules (emulsion, E-PVC) ELCD / Plastics Europe <t-agg>".

Tab. 17: FAETP – HyPES

HyPES	AT: Electricity grid mix PE	DE: Aluminium sheet mix PE	DE: Copper mix (99,999% from electrolysis) PE	DE: Steel sheet EG PE	RER: Polyvinylchloride granulate (Emulsion, E-PVC) ELCD/PlasticsEurope <t-agg>	RER: Stainless steel cold rolled coil (304) Eurofer
0,031E-7	9,6%	0,3%	0,2%	1,3%	57,6%	30,9%

Tab. 18: FAETP – Lead Acid Batteries

Lead Acid Battery	AT: Electricity grid mix PE	DE: Lead (99,995%) PE	RER: Sulphuric acid (96%) PE
0,009E-7	34,9%	64,9%	0,1%

- **Human Toxicity Potential (HTP)**



Fig. 10: Comparison of the two storage technologies referred to the Human Toxicity Potential

The major reason for the great human toxicity potential is the required amount of stainless steel for HyPES and the required amount of lead for the batteries.

Tab. 19: HTP – HyPES

HyPES	AT: Electricity grid mix PE	DE: Aluminium sheet mix PE	DE: Copper mix (99,999% from electrolysis) PE	DE: Steel sheet EG PE	RER: Polyvinylchloride granulate (Emulsion, E-PVC) ELCD/PlasticsEurope <t-agg>	RER: Stainless steel cold rolled coil (304) Eurofer
0,057E-7	12,4%	3,0%	0,2%	3,6%	11,9%	69,0%

Tab. 20: HTP – Lead Acid Batteries

Lead Acid Battery	AT: Electricity grid mix PE	DE: Lead (99,995%) PE
0,029E-7	26,2%	73,8%

- **Marine Aquatic Ecotoxicity Pot. (MAETP)**

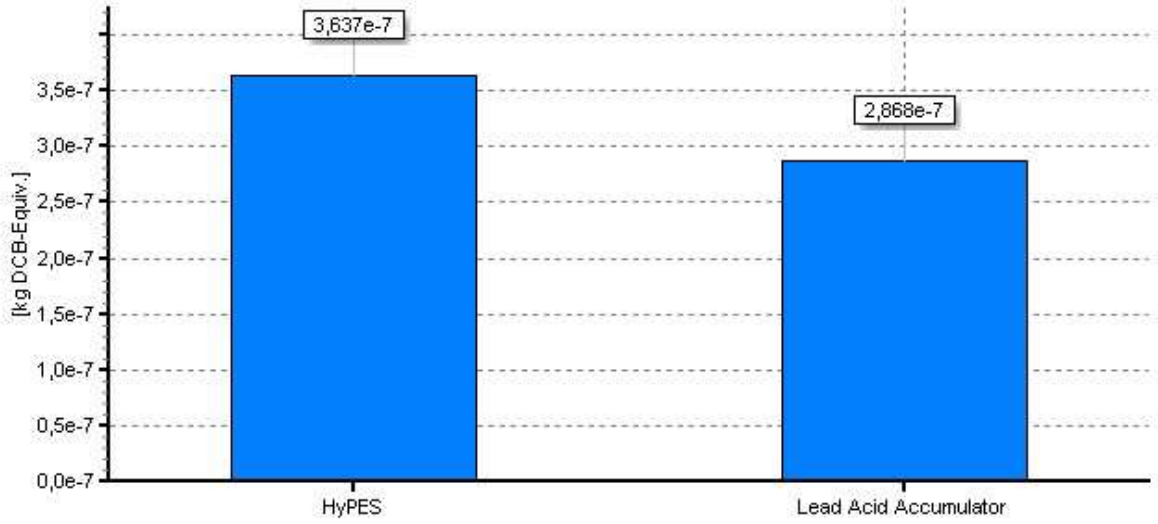


Fig. 11: Comparison of the two storage technologies referred to the Marine Aquatic Ecotoxicity Potential

The energy consumption for the production of the two storage technologies causes the largest part of the Marine Aquatic Ecotoxicity Potential.

Tab. 21: MAETP – HyPES

HyPES	AT: Electricity grid mix PE	DE: Aluminium sheet mix PE	DE: Copper mix (99,999% from electrolysis) PE	DE: Steel sheet EG PE	RER: Stainless steel cold rolled coil (304) Eurofer
3,637E-7	69,0%	9,3%	0,1%	2,7%	19,0%

Tab. 22: MAETP – Lead Acid Batteries

Lead Acid Battery	AT: Electricity grid mix PE	DE: Lead (99,995%) PE	RER: Polypropylene granulate (PP) ELCD/PlasticsEurope <t-agg>
2,868E-7	92,4%	7,5%	0,1%

- **Photochemical Ozone Creation Potential (POCP)**

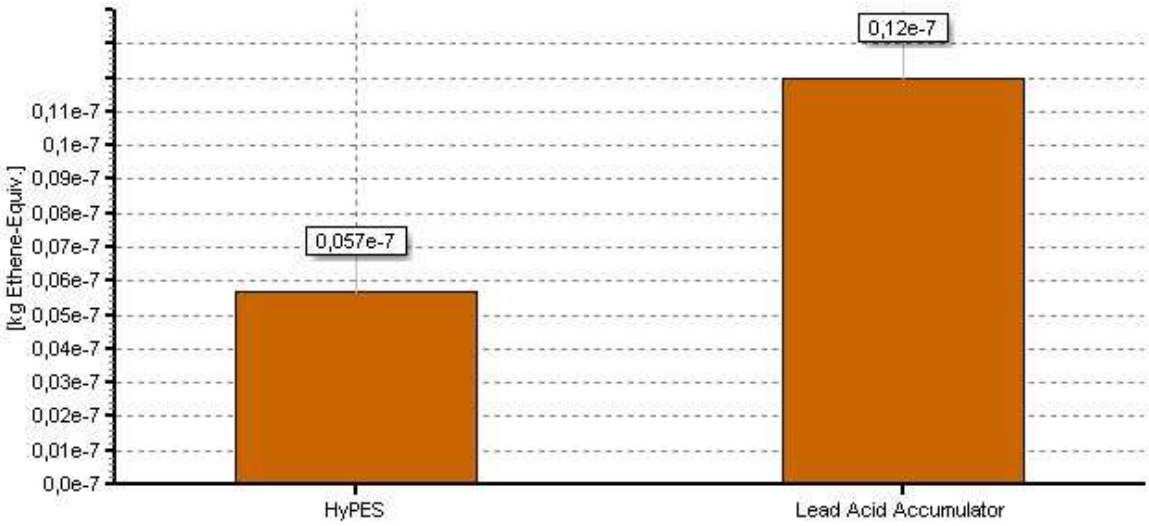


Fig. 12: Comparison of the two storage technologies referred to the Photochemical Ozone Creation Potential

The usage of lead for the batteries causes more than 60% of the Photochemical Ozone Creation Potential.

Tab. 23: POCP – HyPES

HyPES	AT: Electricity grid mix PE	DE: Aluminium sheet mix PE	DE: Copper mix (99,999% from electrolysis) PE	DE: Steel sheet EG PE	RER: Polyvinylchloride granulate (Emulsion, E-PVC) ELCD/PlasticsEurope <t-agg>	RER: Stainless steel cold rolled coil (304) Eurofer
0,057E-7	70,8%	1,2%	0,1%	14,7%	0,1%	13,1%

Tab. 24: POCP – Lead Acid Batteries

Lead Acid Battery	AT: Electricity grid mix PE	DE: Lead (99,995%) PE	RER: Polypropylene granulate (PP) ELCD/PlasticsEurope <t-agg>	RER: Sulphuric acid (96%) PE
0,12E-7	35,5%	64,0%	0,4%	0,2%

- **Terrestric Ecotoxicity Potential (TETP)**

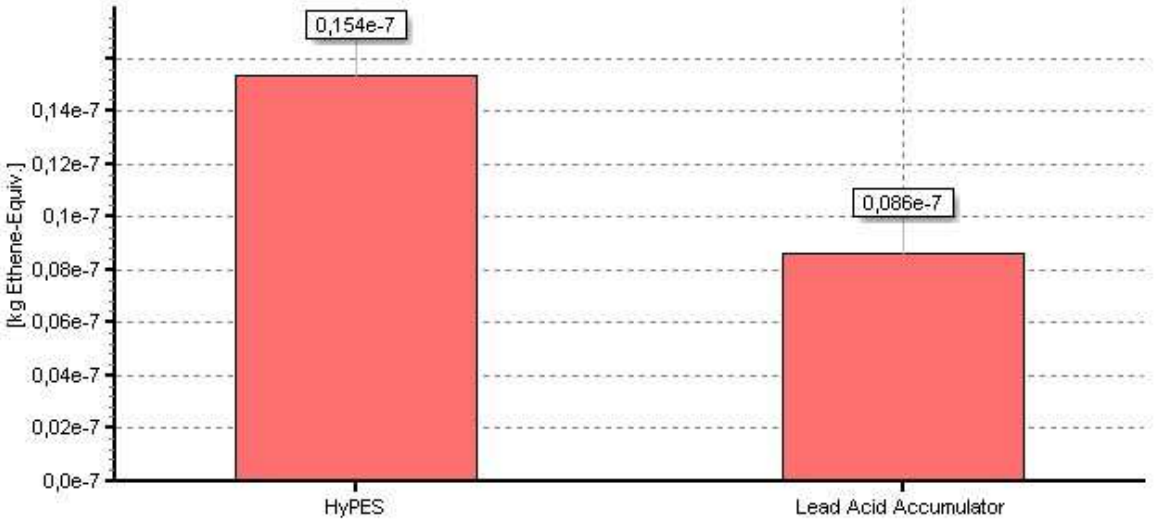


Fig. 13: Comparison of the two storage technologies referred to the Terrestric Ecotoxicity Potential

Stainless steel is responsible for nearly 60% of the Terrestric Ecotoxicity Potential of the HyPES energy storage technology.

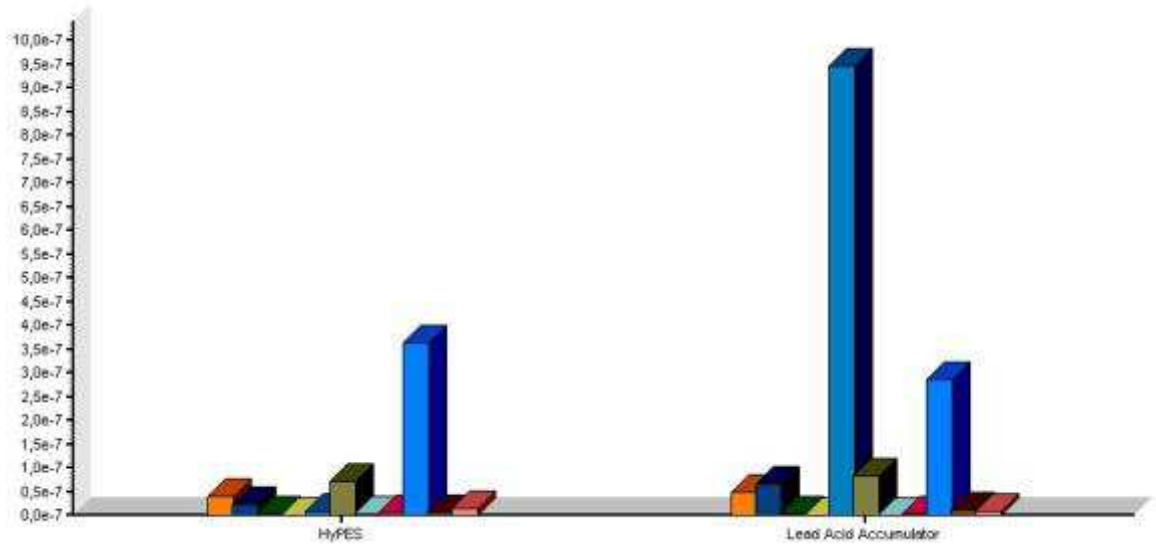
Tab. 25: TETP – HyPES

HyPES	AT: Electricity grid mix PE	DE: Aluminium sheet mix PE	DE: Copper mix (99,999% from electrolysis) PE	DE: Steel sheet EG PE	RER: Polyvinylchloride granulate (Emulsion, E-PVC) ELCD/PlasticsEurope <t-agg>	RER: Stainless steel cold rolled coil (304) Eurofer
0,154E-7	28,8%	0,8%	0,1%	10,5%	0,1%	59,8%

Tab. 26: TETP – Lead Acid Accumulator

Lead Acid Accumulator	AT: Electricity grid mix PE	DE: Lead (99,995%) PE
0,086E-7	54,3%	45,7%

- **Summarised results**



Comparing the two storage technologies, HyPES and lead-acid batteries reveals that the environmental impacts are similar in three of eleven impact categories; these are: Global Warming Potential, Eutrophication Potential and Abiotic Depletion fossil and other seven at least of similar order. Apart from acidification potentials, for which significant differences between the two storage technologies could be figured out the environmental impact is similar. High acidification potentials of the batteries are mainly caused by the necessary lead.

5.5 Conclusions

In this report the environmental impact of two storage technologies, HyPES and lead-acid batteries have been assessed with the simulation tool GABI on selected environmental aspects. Information for this assessment was collected from STOR-E partners and from a literature recherché respectively interviews with related industrial experts. Apart from acidification potentials, for which significant differences between the two storage technologies could be figured out the environmental impact is similar. Also regarding healthy and safety aspects as well as recyclability the two storage technologies are classified as very good.

5.6 Appendix A

Appendix A 1 Primary energy consumption

Primary energy demand is often difficult to determine due to the various types of energy source. Primary energy demand is the quantity of energy directly withdrawn from the hydrosphere, atmosphere or geosphere or energy source without any anthropogenic change. For fossil fuels and uranium, this would be the amount of resource withdrawn expressed in its energy equivalent (i.e. the energy content of the raw material). For renewable resources, the energy-characterised amount of biomass consumed would be described. For hydropower, it would be based on the amount of energy that is gained from the change in the potential energy of the water (i.e. from the height difference). As aggregated values, the following primary energies are designated:

The total **"Primary energy consumption non renewable"**, given in MJ, essentially characterises the gain from the energy sources natural gas, crude oil, lignite, coal and uranium. Natural gas and crude oil will be used both for energy production and as material constituents e.g. in plastics. Coal will primarily be used for energy production. Uranium will only be used for electricity production in nuclear power stations.

The total **"Primary energy consumption renewable"**, given in MJ, is generally accounted separately and comprises hydropower, wind power, solar energy and biomass.

It is important that the end energy (e.g. 1 kWh of electricity) and the primary energy used are not miscalculated with each other; otherwise the efficiency for production or supply of the end energy will not be accounted for.

The energy content of the manufactured products will be considered as feedstock energy content. It will be characterised by the net calorific value of the product. It represents the still usable energy content.

Appendix A 2 Waste categories

There are various different qualities of waste. Waste is according to e.g. German and European waste directives.

From the balancing point of view, it makes sense to divide waste into three categories. The categories overburden/tailings, industrial waste for municipal disposal and hazardous waste will be used.

Overburden / tailings in kg: This category is made up of the layer which has to be removed in order to get access to raw material extraction, ash and other raw material extraction conditional materials for disposal. Also included in this category are tailings such as inert rock, slag, red mud etc.

Industrial waste for municipal disposal in kg: This term contains the aggregated values of industrial waste for municipal waste according to 3. AbfVwV TA SiedlABf.

Hazardous waste in kg: In this category, materials that will be treated in a hazardous waste incinerator or hazardous waste landfill, such as painting sludges, galvanic sludges, filter dusts or other solid or liquid hazardous waste and radioactive waste from the operation of nuclear power plants and fuel rod production.

Appendix A 3 Global Warming Potential (GWP)

The mechanism of the greenhouse effect can be observed on a small scale, as the name suggests, in a greenhouse. These effects are also occurring on a global scale. The occurring short-wave radiation from the sun comes into contact with the earth's surface and is partly absorbed (leading to direct warming) and partly reflected as infrared radiation. The reflected part is absorbed by so-called greenhouse gases in the troposphere and is re-radiated in all directions, including back to earth. This results in a warming effect at the earth's surface.

In addition to the natural mechanism, the greenhouse effect is enhanced by human activates. Greenhouse gases that are considered to be caused, or increased, anthropogenically are, for example, carbon dioxide, methane and CFCs. Figure A 1 shows the main processes of the anthropogenic greenhouse effect. An analysis of the greenhouse effect should consider the possible long term global effects.

The global warming potential is calculated in carbon dioxide equivalents (CO_2-Eq.). This means that the greenhouse potential of an emission is given in relation to CO_2. Since the residence time of the gases in the atmosphere is incorporated into the calculation, a time range for the assessment must also be specified. A period of 100 years is customary.

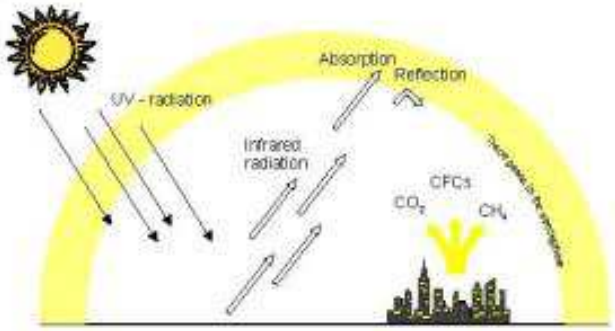


Figure A 1: Greenhouse effect (ISO 14044:2006)

Appendix A 4 Acidification Potential (AP)

The acidification of soils and waters occurs predominantly through the transformation of air pollutants into acids. This leads to a decrease in the pH-value of rainwater and fog from 5.6 to 4 and below. Sulphur dioxide and nitrogen oxide and their respective acids (H_2SO_4 und HNO_3) produce relevant contributions. This damages ecosystems, whereby forest dieback is the most well known impact.

Acidification has direct and indirect damaging effects (such as nutrients being washed out of soils or an increased solubility of metals into soils). But even buildings and building materials can be damaged. Examples include metals and natural stones, which are corroded or disintegrated at an increased rate.

When analysing acidification, it should be considered that although it is a global problem, the regional effects of acidification can vary. Figure A 2 displays the primary impact pathways of acidification.

The acidification potential is given in sulphur dioxide equivalents (SO_2-Eq.). The acidification potential is described as the ability of certain substances to build and release H^+ - ions. Certain emissions can also be considered to have an acidification potential, if the given S-, N- and halogen atoms are set in proportion to the molecular mass of the emission. The reference substance is sulphur dioxide.

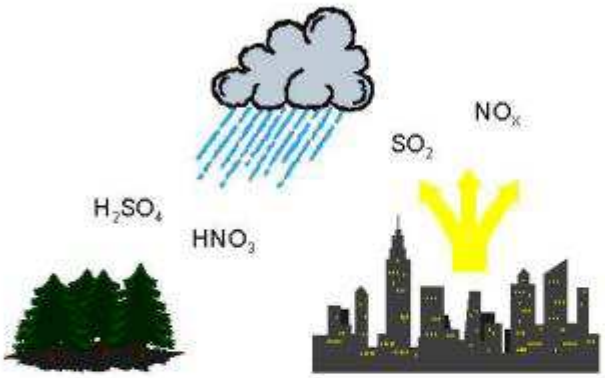


Figure A 2: Acidification Potential (ISO 14044:2006)

Appendix A 5 Eutrophication Potential (EP)

Eutrophication is the enrichment of nutrients in a certain place. Eutrophication can be aquatic or terrestrial. Air pollutants, wastewater and fertilization in agriculture all contribute to eutrophication.

The result in water is an accelerated algae growth, which in turn, prevents sunlight from reaching the lower depths. This leads to a decrease in photosynthesis and less oxygen production. In addition, oxygen is needed for the decomposition of dead algae. Both effects cause a decreased oxygen concentration in the water, which can eventually lead to fish dying and to anaerobic decomposition (decomposition without the presence of oxygen). Hydrogen sulphide and methane are thereby produced. This can lead, among others, to the destruction of the eco-system.

On eutrophicated soils, an increased susceptibility of plants to diseases and pests is often observed, as is a degradation of plant stability. If the nutrification level exceeds the amounts of nitrogen necessary for a maximum harvest, it can lead to an enrichment of nitrate. This can cause, by means of leaching, increased nitrate content in groundwater. Nitrate also ends up in drinking water.

Nitrate at low levels is harmless from a toxicological point of view. However, nitrite, a reaction product of nitrate, is toxic to humans. The causes of eutrophication are displayed in Figure A 3. The eutrophication potential is calculated in phosphate equivalents (PO_4-Eq). As with acidification potential, it's important to remember that the effects of eutrophication potential differ regionally.

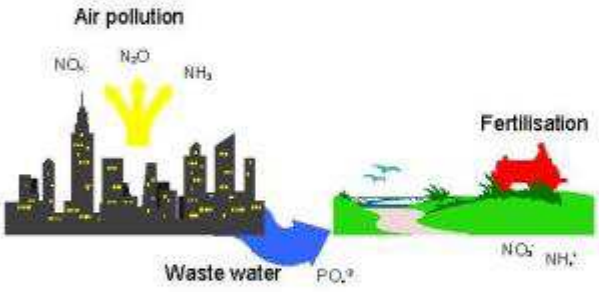


Figure A 3: Eutrophication Potential (ISO 14044:2006)

Appendix A 6 Photochemical Ozone Creation Potential (POCP)

Despite playing a protective role in the stratosphere, at ground-level ozone is classified as a damaging trace gas. Photochemical ozone production in the troposphere, also known as summer smog, is suspected to damage vegetation and material. High concentrations of ozone are toxic to humans.

Radiation from the sun and the presence of nitrogen oxides and hydrocarbons incur complex chemical reactions, producing aggressive reaction products, one of which is ozone. Nitrogen oxides alone do not cause high ozone concentration levels.

Hydrocarbon emissions occur from incomplete combustion, in conjunction with petrol (storage, turnover, refuelling etc.) or from solvents. High concentrations of ozone arise when the temperature is high; humidity is low, when air is relatively static and when there are high concentrations of hydrocarbons. Today it is assumed that the existence of NO and CO reduces the accumulated ozone to NO_2, CO_2 and O_2. This means, that high concentrations of ozone do not often occur near hydrocarbon emission sources. Higher ozone concentrations more commonly arise in areas of clean air, such as forests, where there is less NO and CO (Figure A 4).

In Life Cycle Assessments, photochemical ozone creation potential (POCP) is referred to in ethylene-equivalents (C_2H_4-Äq.). When analyzing, it's important to remember that the actual ozone concentration is strongly influenced by the weather and by the characteristics of the local conditions.



Figure A 4: Photochemical Ozone Creation Potential (ISO 14044:2006)

Appendix A 7 Ozone Depletion Potential (ODP)

Ozone is created in the stratosphere by the disassociation of oxygen atoms that are exposed to short-wave UV-light. This leads to the formation of the so-called ozone layer in the stratosphere (15 - 50 km high). About 10 % of this ozone reaches the troposphere through mixing processes. In spite of its minimal concentration, the ozone layer is essential for life on earth. Ozone absorbs the short-wave UV-radiation and releases it in longer wavelengths. As a result, only a small part of the UV-radiation reaches the earth.

Anthropogenic emissions deplete ozone. This is well known from reports on the hole in the ozone layer. The hole is currently confined to the region above Antarctica, however another ozone depletion can be identified, albeit not to the same extent, over the mid-latitudes (e.g. Europe). The substances, which have a depleting effect on the ozone, can essentially be divided into two groups; the fluorine-chlorine-hydrocarbons (CFCs) and the nitrogen oxides (NOX). Figure A 5 depicts the procedure of ozone depletion.

One effect of ozone depletion is the warming of the earth's surface. The sensitivity of humans, animals and plants to UV-B and UV-A radiation is of particular importance. Possible

effects are changes in growth or a decrease in harvest crops (disruption of photosynthesis), indications of tumors (skin cancer and eye diseases) and decrease of sea plankton, which would strongly affect the food chain. In calculating the ozone depletion potential, the anthropogenically released halogenated hydrocarbons, which can destroy many ozone molecules, are recorded first. The so-called Ozone Depletion Potential (ODP) results from the calculation of the potential of different ozone relevant substances.

This is done by calculating, first of all, a scenario for a fixed quantity of emissions of a CFC reference (CFC 11). This results in an equilibrium state of total ozone reduction. The same scenario is considered for each substance under study whereby CFC 11 is replaced by the quantity of the substance. This leads to the ozone depletion potential for each respective substance, which is given in CFC 11 equivalents. An evaluation of the ozone depletion potential should take into consideration the long term, global and partly irreversible effects.

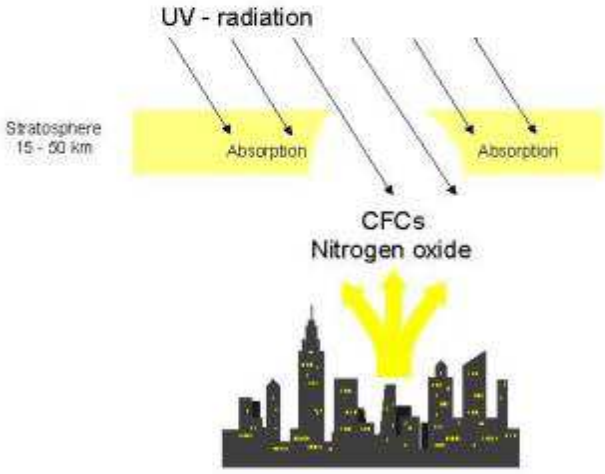


Figure A 5: Ozone Depletion Potential (ISO 14044:2006)

Appendix A 8 Human and eco-toxicity

The method for the impact assessment of toxicity potential is still, in part, in the development stage. The Human Toxicity Potential (HTP) assessment aims to estimate the negative impact of, for example, a process on humans (Figure A 6). The Eco-Toxicity potential aims to outline the damaging effects on an ecosystem. This is differentiated into Terrestrial Eco-Toxicity Potential (TETP, Figure A 7) and Aquatic Eco-Toxicity Potential (AETP, Figure A 8)

In general, one distinguishes acute, sub-acute/sub-chronic and chronic toxicity, defined by the duration and frequency of the impact. The toxicity of a substance is based on several parameters. Within the scope of life cycle analysis, these effects will not be mapped out to such a detailed level. Therefore, the potential toxicity of a substance based on its chemical composition, physical properties, point source of emission and its behaviour and whereabouts, is characterised according to its release to the environment. Harmful substances can spread to the atmosphere, into water bodies or into the soil. Therefore, potential contributors to important toxic loads are ascertained.

Characterisation factors are calculated through the "Centre of Environmental Science (CML), Leiden University", and the "National Institute of Public Health and Environmental Protection (RIVM), Bilthoven", based on the software USES 1.0 (GUINÉE ET AL. 1996). The model, LCA-World, which underlies the calculation, is based on the assumptions of a slight exchange of rainwater and air (western Europe), long residence times of substances, moderate wind and slight transposition over the system boundaries.

The surface of the model is divided into 3% surface water, 60% natural soil, 27% agricultural soil and 10% industrial soil. 25% of the rainwater is infiltrated into the soil.

The potential toxicities (human, aquatic and terrestrial ecosystems) are generated from a proportion based on the reference substance 1,4-Dichlorbenzol ($C_6H_4Cl_2$) in the air reference section. The unit is kg 1,4-Dichlorbenzol-Equiv. (kg DCB-Äq.) per kg emission (GUINÉE ET AL. 2002).

The identification of the toxicity potential is afflicted with uncertainties because the impacts of the individual substances are extremely dependent on exposure times and various potential effects are aggregated. The model is therefore based on a comparison of effect and exposure assessment. It calculates the concentration in the environment via the amount of emission, a distribution model and the risk characterisation via an input sensitive module. Degradation and transport in other environmental compartments are not represented.

Toxicity potential can be calculated with toxicological threshold values, based on a continuous exposure to the substance. This leads to a division of the toxicity into the groups mentioned above (HTP, AETP, TETP) for which, based on the location of the emission source (air, water, soil), three values are calculated. Consequently, there is a matrix for toxic substances with rows of the various toxicities that have impacts on both humans and aquatic and terrestrial ecosystems, and columns of the extent of the toxic potential, considering the different emission locations.

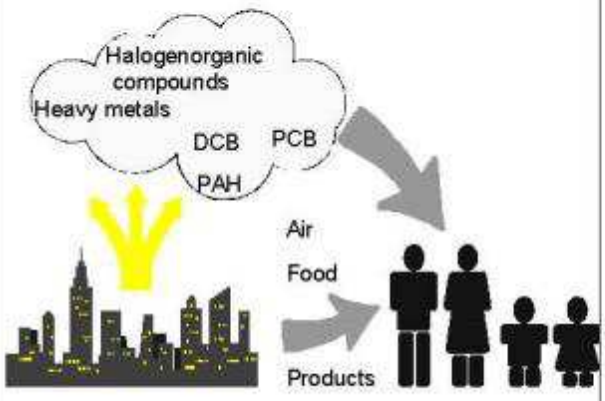


Figure A 6: Human Toxicity Potential (IKP 2003)

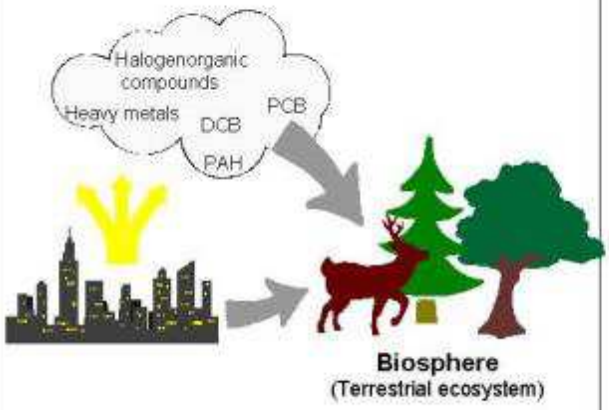


Figure A 7: Terrestrial Eco-Toxicity Potential (IKP 2003)

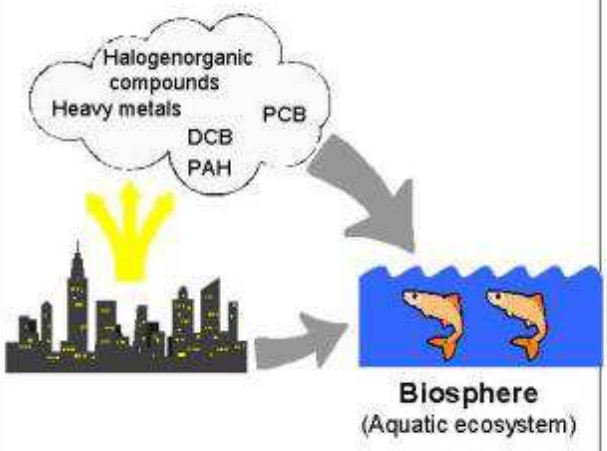


Figure A 8: Aquatic Eco-Toxicity Potential (IKP 2003)

Appendix A 9 Abiotic Depletion Potential

The abiotic depletion potential covers all natural resources (incl. fossil energy carriers) as metal containing ores, crude oil and mineral raw materials. Abiotic resources include all raw materials from non-living resources that are non-renewable. This impact category describes the reduction of the global amount of non-renewable raw materials. Non-renewable means a time frame of at least 500 years. This impact category covers an evaluation of the availability of natural elements in general, as well as the availability of fossil energy carriers. The reference substance for the characterisation factors is antimony.

6 Deliverable D3.2-D3.4 - Summary report on WP3 outcomes

NEUE ENERGIEN 2020

Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

STOR-E

Advanced Electrical Storage Facilities to become Economically and Environmentally

Projektnummer: 829929

Joint Deliverable D3.2 Analysis report & D3.3 Design workshop in the laboratory & D3.4 Specification of STOR-E

Summary report on WP3 outcomes

Datum: 31/07/2013

Verantwortlicher Projektpartner: EPFL

Content

6 Deliverable D3.2-D3.4 -Summary report on WP3 outcomes 139
Content 140
6.1 Overview / summary 141
6.2 Objectives 141
6.3 Main outcomes of WP3.2-.4 142
6.3.1 Detailed Energy planning, balances and general design 143
6.3.2 Conceptual design of the storage devices / compressors / turbines 145
6.3.3 Operational concept 157
6.4 Main results 162
6.5 Conclusions 162

6.1 Overview / summary

This joint deliverable "Summary Report on WP 3 outcomes" outlines the results and outcomes of tasks 3.2 -.4 within the work package 3 "Innovative Concept & Design. Several discussions regarding the economic analysis of the capacity of the generating / storage units and other issues have taken place during brainstorming meetings at EPFL and in Hartberg respectively in Vienna as well as via additional phone conferences. According to these discussions the critical paths for the implementation of three devices in Hartberg has been stated the design and development of the HyPES System devices. Due to the use of environmental benign water (instead of usually utilised oil) and due to thermo-dynamic challenges of temperature &pressure it was time consuming to identify reliable design solutions being accurate for the liquid piston as well as for the heat exchanging parts. In doing so related contractually planned efforts have been mainly absorbed. Due to the not-acceptance of project prolongations by FFG the contractually agreed three deliverables (D3.2 Analysis report & D3.3 Design workshop in the laboratory & D3.4 Specification of STOR-E) couldn't be performed separately as this would need further empirical analyses from prototypes not realised in the field yet as well as the tight time schedule. Therefore three deliverables of WP3 have been merged in a way they reflect comprehensibly results of done discussions as well as lessons learnt from the laboratory prototype at EPFL. The report is divided into the following sections: c

- Chapter 2 – describes the objectives of WP3 and provides a short summary of the work performed at EPFL and at iC in the frame of this work package.
- Chapter 3 – shows results of existing respectively foreseen PV applications in the SOLUTION zone and of calculated storage device scales by which the storage technology would be ideally utilised from a technical point of view.
- Chapters 4 and 5– summarise the main results of section 3 and draw lessons learnt with regard to experiences made with the laboratory prototype at EPFL in virtual connection with concrete conditions at Hartberg's case and to down-slowed production of the prototypes for the field.

6.2 Objectives

WP3 aims at providing the concept and design of three high-level isothermal CAES systems. The used approach relies on the PhD thesis[8] completed at the Swiss research institute EPFL in 2006 and related

[8] S. Lemofouet-Gatsi. Investigation and optimisation of hybrid electricity storage systems based on compressed air and supercapacitors. PhD thesis, Lausanne, 2006.

publications[9] as well as patents[10] on hydro-pneumatic and power electronics technologies (HyPES). Compressed air with a liquid piston and with a performance of more than 60% efficiency is selected as the most promising solution for the cost-effective small/medium electricity storage applications envisaged in STOR-E.

This document provides a short summary of the work performed in Lausanne in the frame of this work package to achieve the goal by relying mainly on two technological bases developed at the Industrial Electronics Laboratory (LEI) of the Swiss Federal Institute of Technology Lausanne (EPFL):

- The **Hy**dro-**P**neumatic **E**nergy **S**torage (HyPES) technology which was transferred to the start-up company Enairys Powertech Ltd for further development, industrialisation and commercialisation. Therefore, the work achieved in this work package resulted from a close collaboration between EPFL-LEI and Enairys Powertech.
- The “Dry Piston” compressor/expander technology currently under investigation by EPFL-LEI within “SOLUTION” project as an alternative to HyPES systems in some contexts. The present results of this investigation are summarized in this report as an important scientific contribution to the development of CAES technology.

6.3 Main outcomes of WP3.2-.4

As the HyPES concept is in more advanced development stage, it’s the main CAES technological basis considered in this project to propose a clean energy storage solution for the pilot sites. HyPES concept is based on the natural compressibility of air. Thus, energy is stored in the form of pressure potential of compressed air. The originality of EPFL/Enairys approach with this concept relies on 2 major innovations in the fields of hydro-pneumatics and power electronics:

- A new concept of water-hydraulic gas compression/expansion: This concept uses water as a “liquid piston” to compress the air while cooling it simultaneously and to expand it while heating it simultaneously. The resulting “quasi-isothermal” compression/expansion process leads to excellent conversion efficiency.
- An electrical power conditioning module with dedicated topologies and control strategies: This module allows the combination of different types of electrical sources and loads while ensuring an effective management of the power flow between them, a reliable, flexible and autonomous operation of the global system.

[9] S. Lemofouet and A. Rufer. Hybrid Energy Storage System Based on Compressed Air and Super-Capacitors with Maximum Efficiency Point Tracking (MEPT). IEEJ Transactions on Industry Applications, 126(7):911-920, 2006.
[10] PCT patent application No PCT/IB2007/051736 / PCT patent application No PCT/IB2008/053691.

6.3.1 Detailed Energy planning, balances and general design

6.3.1.1 Energy planning and balances

The analysis of the end-user requirements carried on in work package 2, and particularly the study of defined construction sites in Hartberg region (deliverable D2.2), recommended the Ökopark Hartberg as the most suitable site for realising a demonstration installation of a renewable energy storage and management using HyPES system for many reasons:

- The Ökopark Hartberg provides a photovoltaic (PV) source installed on the roof the car parking, divided into 2 portions with installed power of 25kW each. This is the exact power rating of the first commercial prototype of HyPES system currently under development in Lausanne; therefore one portion of this PV installation could be used to realise a demonstration installation shortly after the implementation of related prototype in Lausanne.
- In addition, the Ökopark Hartberg was designed as environment for the promotion and testing of the innovative clean power technologies; it therefore provides enough space to realise the demonstration setup, and offers enough flexibility to perform the test of the pilot system without impacting the power supply of the surrounding activities.

The general design of the HyPES system and the related energy planning and balances are strongly dependent of the type of application. However, the main structure for a grid-connected photovoltaic power application involving this storage solution is illustrated in Figure 1. Such an installation has three main parts:

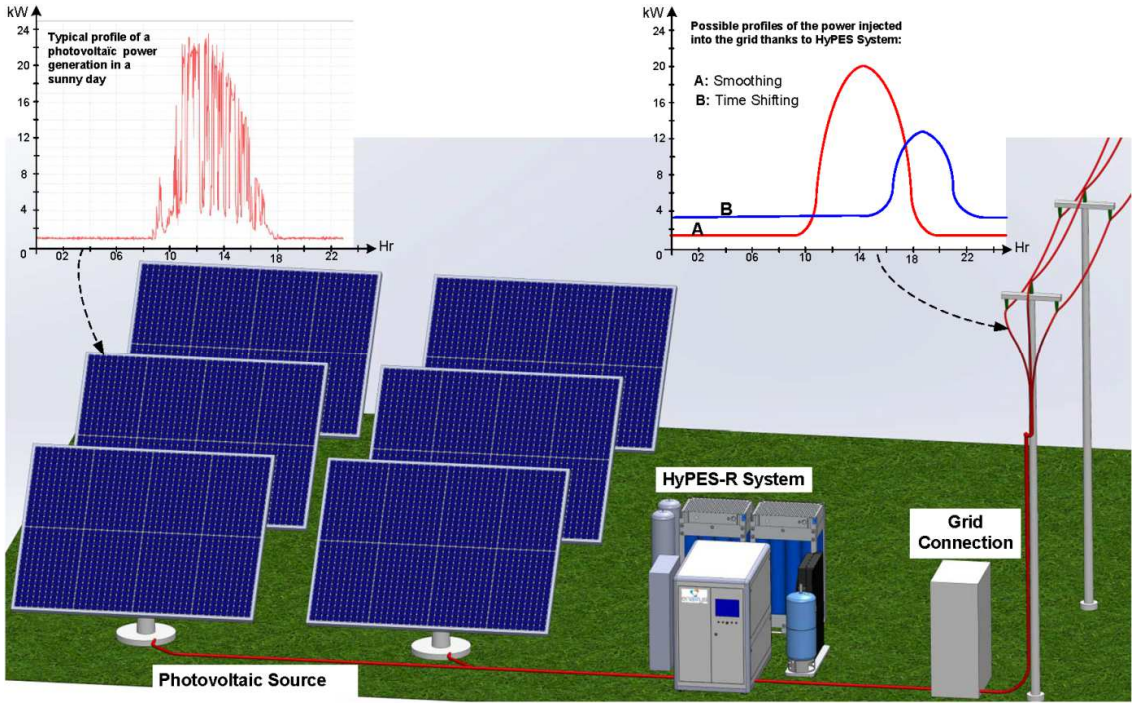


Figure 1: Illustration of the pilot installation for clean, photovoltaic power smoothing and management using HyPES system.

- The photovoltaic power source, in this case one 25kW-portion of the photovoltaic panels installed on the roof of the car parking.
- A HyPES system connected to the output of the power source, which performs the energy storage and management tasks.
- A local grid access facility, connected to the output of the HyPES system, which ensures a safe and controlled grid feed-in of the generated power

The diagram on the left hand side of Figure 1 shows the profile of the power generated by the photovoltaic panels on a cloudy summer day, where the daily cycle and the effect of the clouds can be easily observed. Two operation modes can be foreseen in such an application context on the basis of the load power profile provided in Deliverable D2.2:

- Power smoothing (see curve A on the right had side diagram of Figure 1): In this case, the intermittent photovoltaic power is filtered so as to inject a smoother power into the grid, and therefore ensures a higher stability of the local grid. This mode will require a small storage capacity.
- Power time-shifting (see curve B on the right had side diagram of Figure 1): In this case, the intermittent photovoltaic power is stored during the weekend when the electricity consumption of the Ökopark is very low, and released during weekdays and night times when it is needed, so as to better match the generation curve with the load curve. This mode can lead to the electricity self-sufficiency of the Ökopark and will require a bigger storage capacity.

6.3.1.2 System arrangement

The conceptual study and design of the storage system has led to the arrangement illustrated in Figure 2 for low power range (<100kW) applications. In this arrangement, the HyPES system is made up of 3 main parts:



Figure 2: 3D Illustration of a HyPES system for low power range applications.

- **A modular storage unit:** bundles of high pressure steel cylinders or fibber (carbon or glass) wounded cylinders for the storage of compressed air. The total volume of the storage unit defines the energy capacity of the system (kWh).
- **A water conditioning unit**, which aims at cleaning and maintaining the system's water at ambient temperature. It comprises a water tank, a water filter and an ambient heat exchanger.
- **A modular power conversion and management unit**, which uses the system's water to efficiently convert the electric power generated by different types of sources into high pressure air. And, when needed, it efficiently converts back the compressed air into electricity to supply the load or feed the grid. The size of this unit defines the power rating (kW) of the system.

The modular design and the separation of the power part (kW) from the energy part (kWh) provide a great flexibility in the sizing and the operation of the system.

6.3.2 Conceptual design of the storage devices / compressors / turbines

6.3.2.1 Conceptual design of the HyPES energy storage system

6.3.2.1.1 System topology and sizing

Figure 3 presents the main topology of the HyPES for general purpose application, and the 3 main parts of the system can be easily identified. The figure also shows the main modules composing each part and the main power conversion steps involved in the energy storage process which are represented with coloured arrows. The conversion and management unit is the heart of the system and the structure of its electric power conditioning module depends on the application.

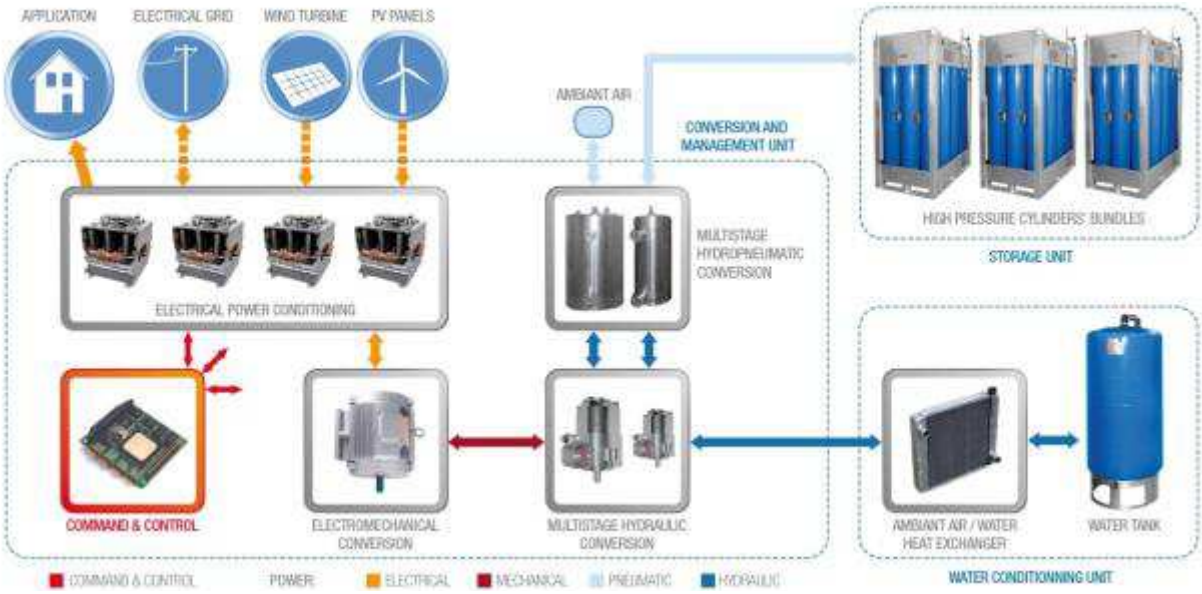


Figure 3: Main topology and bloc diagram of HyPES system.

The preliminary design of a 25kW HyPES pilot system in relation with a photovoltaic source at the Ökopark Hartberg will be as follows:

- **Conversion and management unit:** In this case only 2 of the 4 possible power sources/loads will be considered; the PV source and the grid. The module of this unit will be designed to ensure an electric power rating of 25kW during the charge and the discharge of the storage system.
- **Storage unit**: The pressure rating of HyPES system is currently 200bar. Under this condition, the energy density of the unit considering a minimum operating pressure of 50bar (e.g. Depth of Discharge DOD=75%) is approximately 25kWh/m^3. Assuming a discharge efficiency of 80%, the effective energy density is finally 20kWh/m^3. The size of this unit depends on the desired application:
- For a power smoothing application as described previously, a storage capacity for 1 hour autonomy at rated power (total energy of 25kWh) would be enough. The useful volume of the storage unit would be therefore 1.25m^3.
- For a power time-shifting application from weekend to weekdays for instance, a storage capacity for 4 hour autonomy at rated power per day (total energy of 200kWh) should be considered. The useful volume of the storage unit would be therefore 10m^3.

6.3.2.1.2 Detailed design and operation

A simplified schematic diagram of the pilot HyPES system is provided in Figure 4 where the 3 main units on the above mentioned topology can be easily identified. The **storage unit** has 2 main parts:

- A high pressure (≥ 200bar) storage unit which is the main part and is made of bundles of high pressure cylinders connected in parallel. The capacity of this section defines the energy autonomy of the storage system as described in the previous.
- A buffer storage unit made of one or two low pressure (~16bar) cylinders with a capacity of about a hundred each. It is used as intermediate storage during the compression/expansion process.

Each section or bundle of the storage unit is equipped with a safety valve which releases the air in case of overpressure.

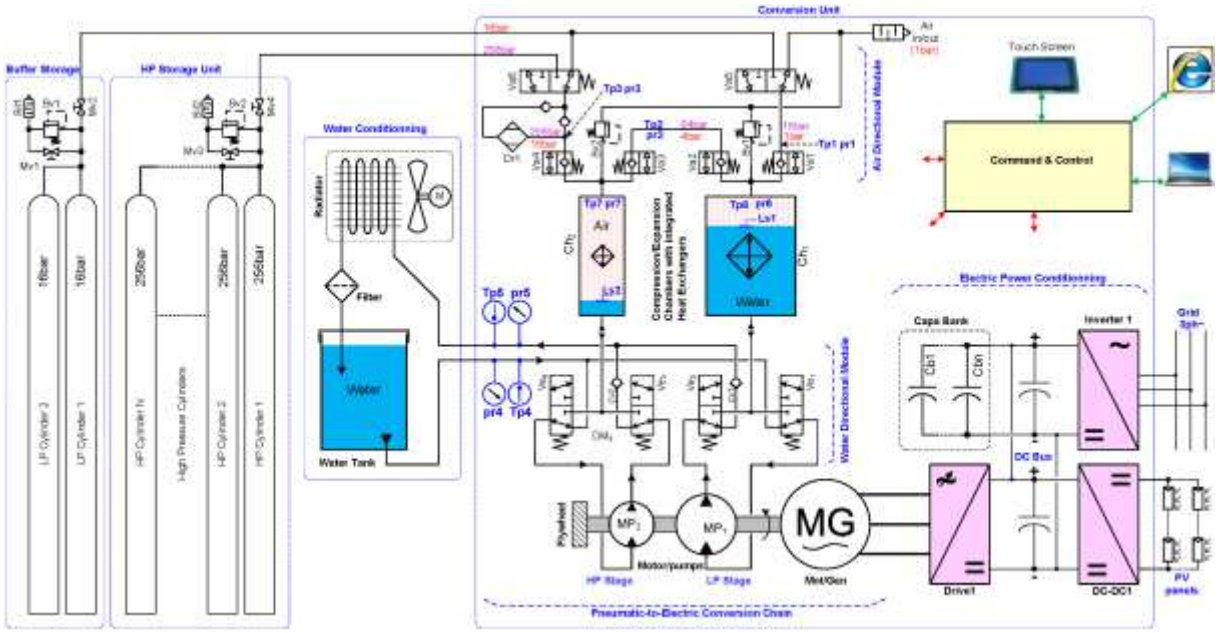


Figure 4: Simplified schematic diagram of the HyPES system in application to photovoltaic power smoothing or time-shifting.

The **water conditioning unit** comprises a water tank, a water filter and radiator for heat exchange with the surrounding air. The role of this unit is to clean and maintain the system's water at ambient temperature. The operation and speed of the radiator's fan is controlled in function of the water temperature.

The **conversion and management unit** is the heart of the pilot system and includes 3 main parts each of which made of several modules:

- A **command and control module:** This electronic module is in charge of the control of the system operation and the interaction with the user mainly through a touch screen. It also provides appropriate communication channels for maintenance and for remote monitoring through internet.
- An **electric power conditioning module**: This module comprises several power converters to interface the power sources and loads on one side and the compressed air energy storage on the other side, and to manage the energy flow between them:

  - A **DC-DC converter** (DC-DC1) with integrated maximum power point tracking (MPPT) to extract the maximum power from the PV panels.
  - A **grid inverter** (Inverter 1) to feed the smooth power into the grid.
  - A **frequency converter** (Drive 1) to control the operation of the electric motor/generator under variable speed conditions.
  - A **capacitors bank** serving as buffer to smooth the electric power during the transition from one operation mode or operation phase to the other.
- An **electric-to-pneumatic conversion chain**: This chain uses the water from the "water conditioning unit" to efficiently convert the electric power from the "electric power conditioning module" into high pressure air which is stored it in the "high pressure storage unit" and, when needed, efficiently converts back this compressed air into electricity. This 2-stage (LP & HP[11]) sub-system comprises:
  - An electric machine operating as motor during the storage mode and as a generator during the discharge mode to perform the electromechanical power conversion. This machine is coupled with a small flywheel serving as buffer to smooth the mechanical power during operating phases' transitions.
  - A tandem of water hydraulic machines operating either as pumps or as motors to convert the mechanical power into hydraulic power and vice-versa.
  - A tandem of compression/expansion chambers with integrated heat exchangers that apply the "liquid piston" principle to convert the hydraulic power into high pressure air and vice-versa.
  - A tandem of water directional modules, each of which built with two 3/2 valves that are used to convert the unidirectional water flow in the hydraulic machines into a bidirectional flow in the compression/expansion chambers. Thus, the hydraulic machines can be kept running always in the same direction no matter the operation mode, what allows an easy control and quick response of the system.
  - A tandem of air directional modules each of which built with two 2/2 valves and one 3/2 valve that are used to control the air flow between the compression/expansion chambers and the storage units.
- As this chain contains only 2 stages with an inter-stage compression ratio of 4; the compression/expansion processes from the atmospheric pressure (1bar) to the final pressure (>200bar) or conversely are performed in 2 sequences of 2 steps each:
  - A first sequence where the atmospheric air is compressed in 2 steps up to 16bar and stored into the buffer tank.

[11] LP: Low pressure, HP: High pressure

- A second sequence where the pre-compressed air stored in the buffer tank is further compressed in 2 steps up to the final pressure.

The process is similar during the expansion in the opposite order, e.g. starting from the second sequence. During the compression (storage) mode, the air flow from one stage to the other is controlled automatically thanks to the check valves integrated in the 2/2 valves Va1 to Va4. During the expansion (discharge) mode, the air flow is controlled through the 2/2 valves.

6.3.2.1.3 Layout of the technical room for the pilot system

A preliminary layout of the technical room for the installation of a 25kW/50kWh pilot system at the Ökopark Hartberg is provided in Figure 5. The proposed room dimensions are L4.5m x W3.5m x H2.5m; which yields a total surface around 16m^2; this will provided enough walking space between the modules of the system for testing and maintenance.

The minimum payload of the floor should be 2000kg/m^2. The room should also provide a large door for easy equipment access and also a large window for radiator's air flow. Detailed specifications of the technical room will be established when the final design of the pilot system is completed.

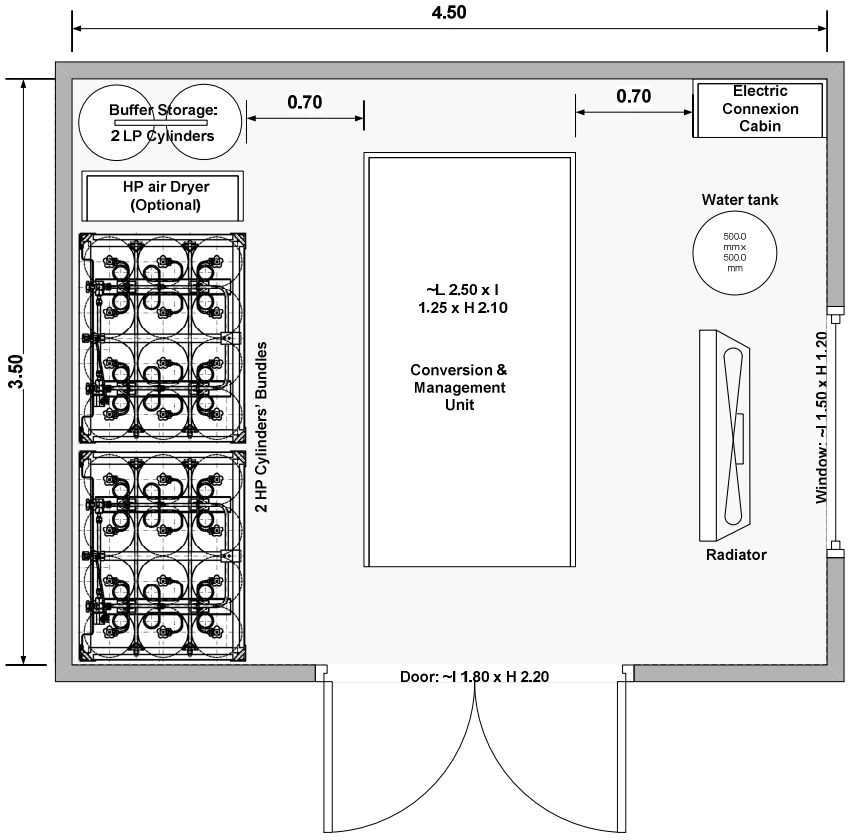


Figure 5: Layout of technical room for a 25kW/50kWh pilot system

6.3.2.1.4 Experimental results

A photo of a 10kW prototype under testing at EPFL is provided in Figure 6. The two parts of the storage unit can be identified on the left hand side (outside the room); the water tank and the conversion and management unit can be identified on the right hand side (inside the room).



Figure 6: Photo of the 10kW prototype under testing at EPFL

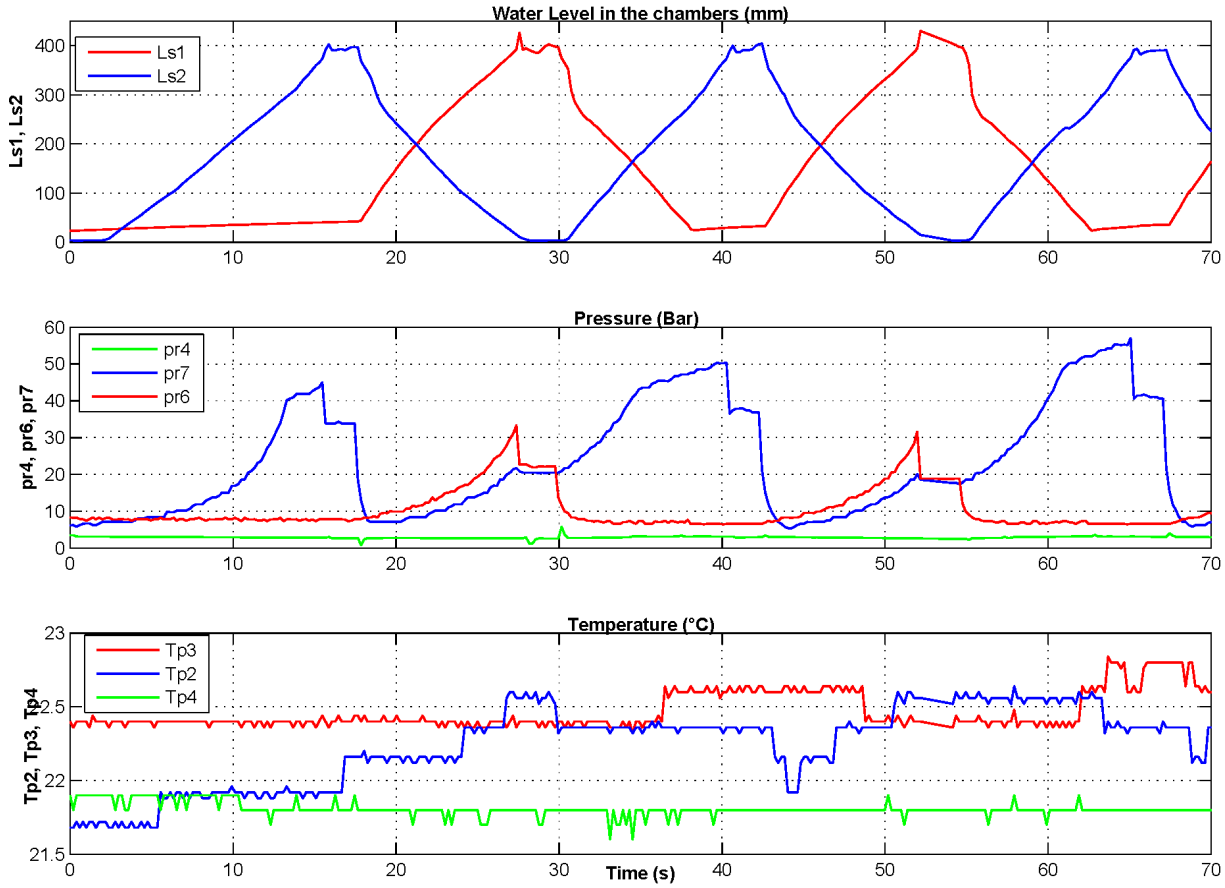


Figure 7: Operating curves of the Industrial Prototype in compression mode

The record of some state variables of the prototype for few operating cycles in compression mode is presented in Figure 7. The first graph of this figure shows the water levels in the chambers and it can be seen that they always operate in opposition.

The second graph shows the evolution of the pressures inside the compression/expansion chambers (pr6 for Ch1, pr7 for Ch2) and the water reservoir (pr4). The 2 steps of each compression cycle can be easily identified: A first step where the air is compressed and transferred simultaneously from the low pressure chamber Ch1 to the high pressure chamber Ch2; both pressures rise simultaneously. A second step where air is compressed in the high pressure chamber Ch2 and then transferred into the high pressure storage unit. During the same period, the low pressure chamber Ch1 is filled up with low pressure air from the buffer storage.

The third graph shows the evolution of the air temperature at the exhaust of the compression/expansion chambers (Tp2 for Ch1, Tp3 for Ch2) and the water temperature (Tp4). It can be seen that during the compression process, the air and the water temperatures remain almost constant even with the radiator shut-off. These results confirm the effectiveness of the “liquid piston” concept for achieving a “quasi-isothermal” compression/expansion of air.

6.3.2.1.5 Application oriented modelling

A simple model of the HyPES systems was developed and presented in a first release of the modelling report. This model aims at helping the project developer or the HyPES systems' users to simulate the operation of the whole application in order to appropriately determine the rated power and energy capacity of the needed storage system.

The, at EPFL developed model of HyPES system in the context of a grid-connected application is illustrated in Figure 8 below. In such an application, the storage system is mainly used as power backup to stabilize the grid and ensure a high power supply quality.

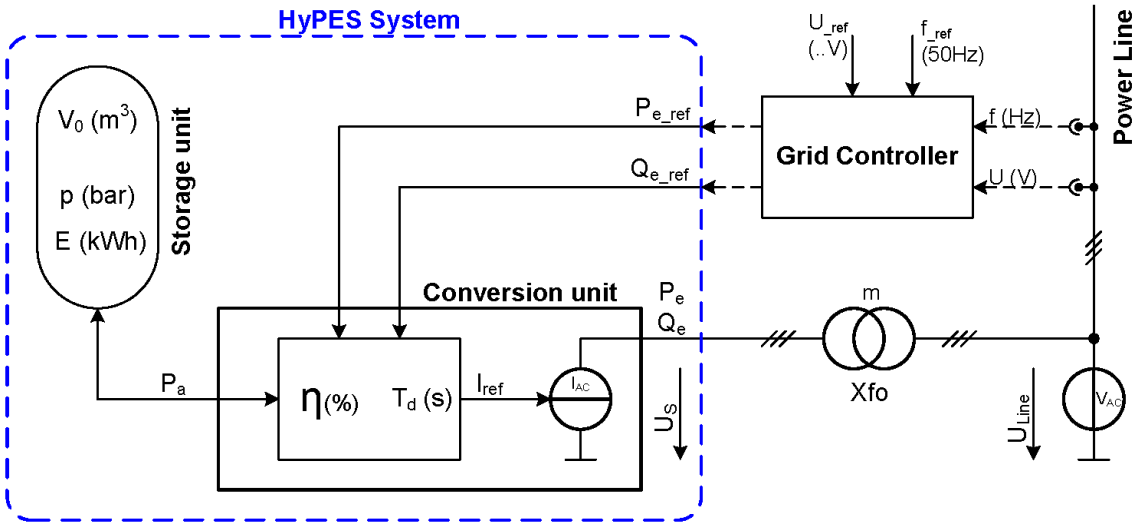


Figure 8: Simplified model of HyPES system in grid-tied applications.

It is considered in this case that the HyPES system receives the control signals in terms of active and reactive power references (Pe_ref; Qe_ref) from the remote or local grid operator. In response, the system applied on the grid the corresponding active and reactive powers (Pe; Qe) within a time delay characterizing its dynamic response.

The conceptual approach for establishing simplified models for grid-connected applications and stand-alone applications were presented, which can be used to build the model in a software tool. The simplified profiles of the main power conversion characteristics as well as the power limitations were also provided. The model will be implemented in a software tool, and will be continuously improved and refined in line with the development, experimentation and field application HyPES technology.

6.3.2.2 Conceptual design of the “Dry Piston” technology

6.3.2.2.1 Brief system description

In the framework of Isothermal Compressed Air Energy Storage, and to solve some problems associated with the so-called “Liquid piston“ like the potential dissolution of high-pressure air in water, EPFL has proposed a new concept called ”Dry Piston”.

In this design, instead of columns of water, a series of concentric metal annuli’s are used to fit into each other to compress the air (Figure 9). As a result, the heat exchange area increases significantly which increases the heat transfer leading to higher isothermal efficiency.

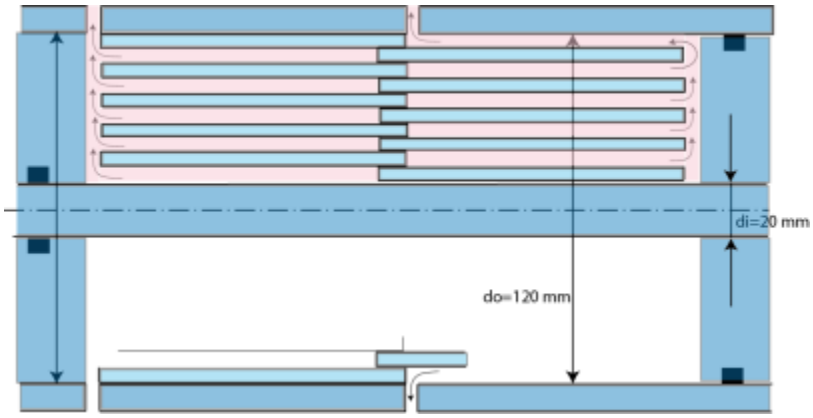


Figure 9- Geometry of proposed finned piston

6.3.2.2.2 Modelling and simulation

The modelling and simulation of a classical and of a finned piston system as represented in Figure 9 has been realized at EPFL. While the first estimation of performance considering heat exchange between fines and the compressed air has been done using finite element method as illustrated in Figure 10, a detailed analytic estimation of isothermal performance using thermoelectric analogy method accounting for all phenomena’s like conduction, convection and heat capacity effect of fins, is still under way; following the method based on graphical representation tools Figure 11.

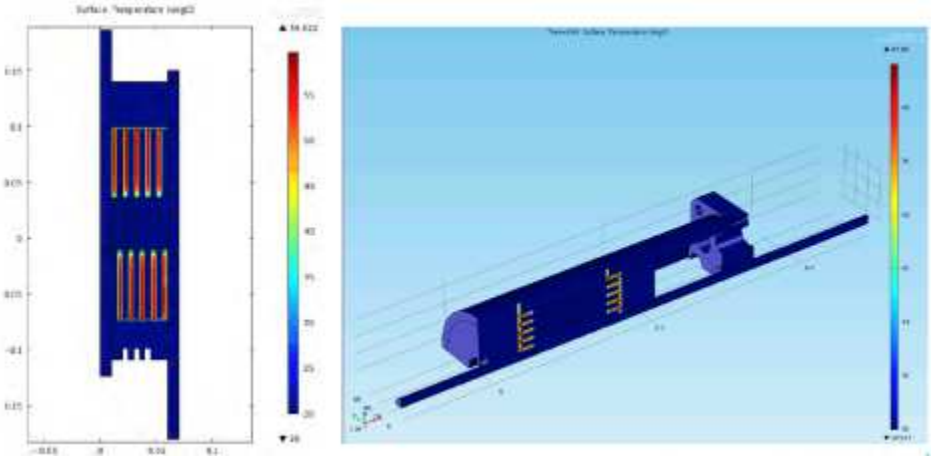


Figure 10: Temperature distribution of air in 2D and 3D model Finned piston

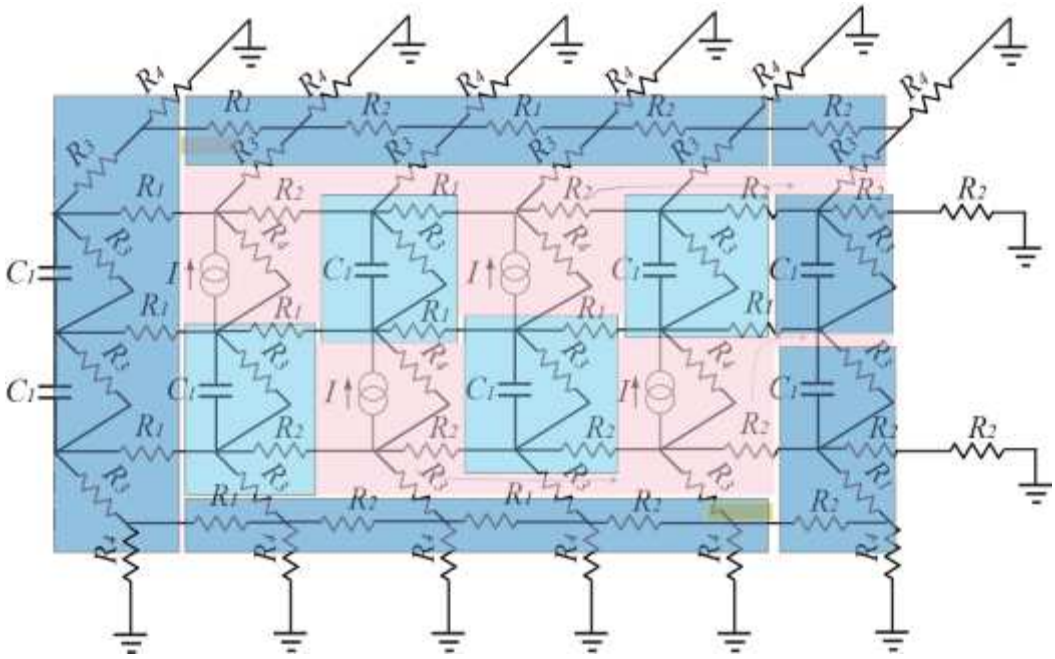


Figure 11: thermoelectric analogy model of finned piston

6.3.2.2.3 Experimental results

To evaluate and characterize the performance of developed finned piston, a test bench has been developed. First the finned piston was fabricated from aluminium with a high tolerance to avoid friction and leaks. The test bench includes an electrical motor to provide needed work, a ball-screw driver for transforming rotational to linear movement, the finned cylinder and apparatus needed for controlling speed and measuring force, temperature and pressure (Figures 12 and 13).

The experimentations on the compressor setup were done under two conditions: No-load and filling mode. In the no-load mode, in order to measure losses due to friction and pressure drop caused by anti-

return valve and sensors the cylinder is operated without being connected to the reservoir. In the filling mode the compressor outlet is connected to reservoir.

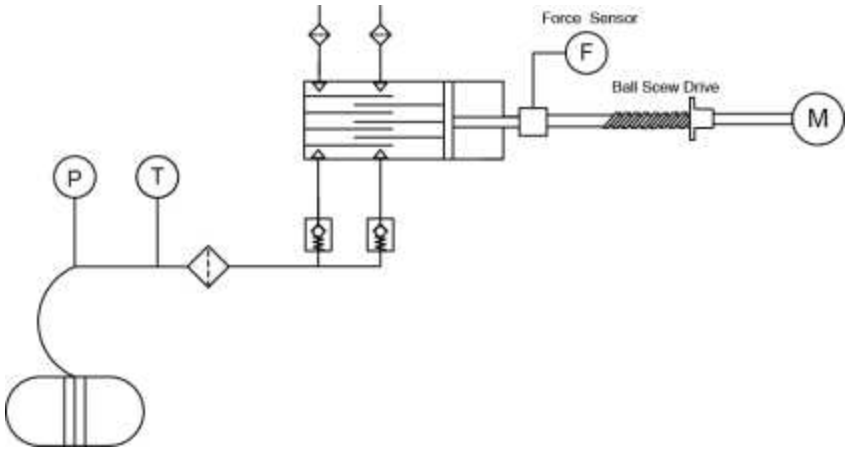


Figure 12: Setup schematic circuit in filling mode

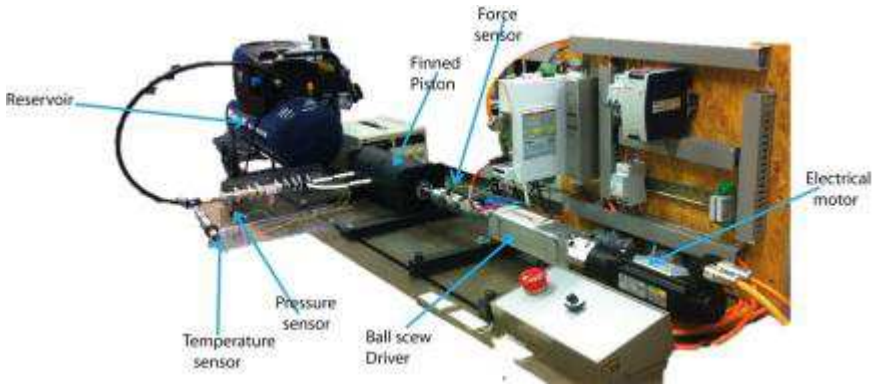


Figure 13: Experimental setup

The power consumptions and exergetic efficiency of each compressor are summarized in table 1.

Table 1: Exergetic efficiency comparison between the pistons based on effective energy spent.

	No Load Energy (kJ)	Load mode Energy (kJ)	Effective Energy (kJ)	Exergetic Efficiency(%)
Classic SMC	23.7	72.5	48.8	39.0
Finned Piston	25.8	63.4	37.5	50.7

The results show that however the finned piston has a higher friction power (since it has two seals instead of one), it consumes less effective energy, showing a higher thermal efficiency since the compression process is closer to isothermal conditions.

6.3.2.2.4 Further RTD needs on "Dry Piston" concept

Applying the existing compressor/expanders for isothermal CAES systems like the one investigated have a few drawbacks, but these can be addressed by employing some innovative concepts like "Directly Integrated heat Exchangers (DIE)". Since the same design will be used in expansion mode, the interest in approaching isothermal condition is double. The same concept can be applied to multistage compression/expansion for reaching high compression ratios. By doing so, inter-stage intercoolers may be avoided, resulting in reduced pressure drop and equipment cost.

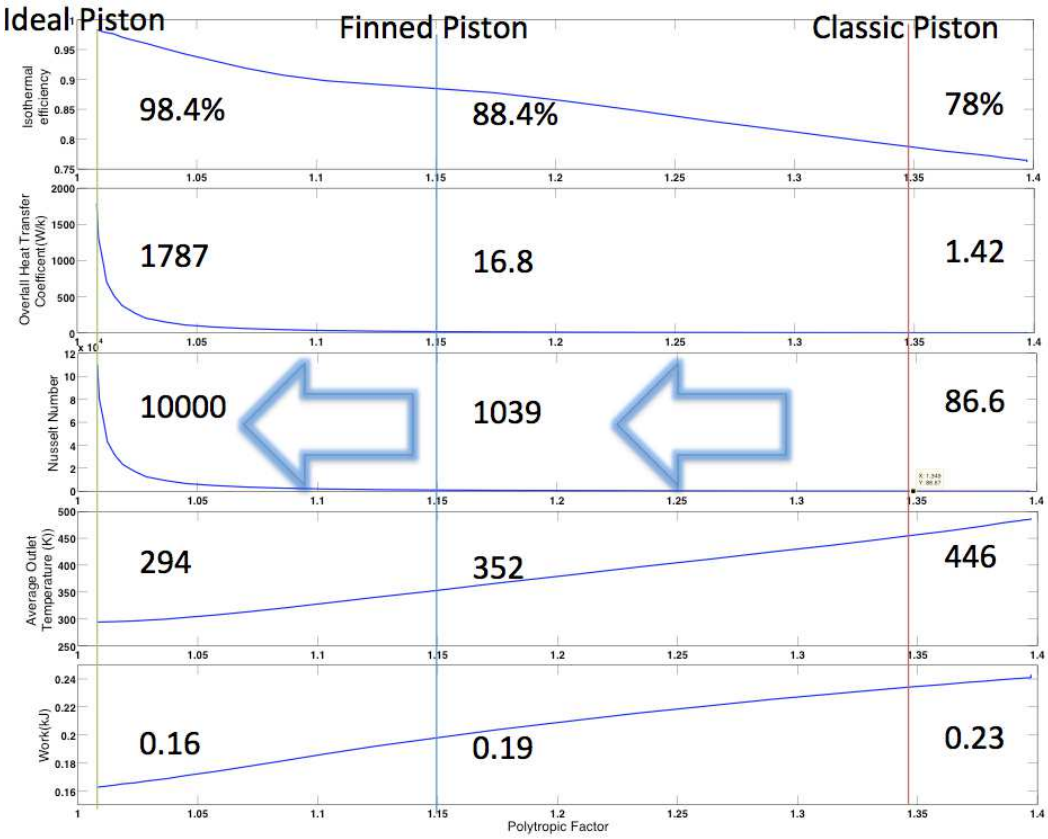


Figure 14: Overview of performance evaluation

In Figure 14, one can see the situation of CAES technology. Performance indicators are plotted as a function of polytropic factor[12]. The polytropic factor was changed from 1.4 to 1 (Adiabatic to Isothermal) the arrow shows the direction of progress towards isothermal behaviour. The red line is the position of classic piston (n=1.35), while the blue one is the finned piston (n=1.15). One can see that the isothermal has increased from 78 % to 88.4% as a result of increase in overall heat transfer coefficient from 1.42 to 16.8 also; average outlet temperature has decreased from 446 k to 352 k and the work done per cycle decreased from 0.23 kJ to 0.19 kJ. However, to reach the isothermal compressor the overall heat transfer coefficient (heat transfer coefficient multiplied by the heat exchange area) should be increased almost by 100 times.

6.3.3 Operational concept

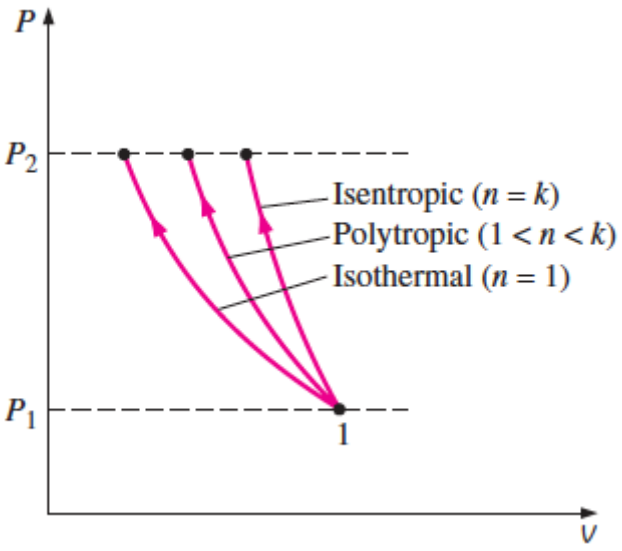
6.3.3.1 Operational concept for a photovoltaic power smoothing application at Ökopark Hartberg

6.3.3.1.1 Concept of site integration of HyPES system

The way a storage system is integrated in a given application depends on the architecture of the system itself, but also on the topology of the application and the goal targeted by this integration. The principle of integrating HyPES system on the existing photovoltaic installation at Ökopark Hartberg for a purpose of power smoothing is illustrated in Figure 15. Only 2 small electrical modifications (in red on the drawing) need to be realised on the existing installation to integrate the HyPES system:

- A dual 2-way DC circuit switch (SW1) to be installed at the output of the PV source, which will allow connecting this source either to the storage system or to the exiting inverter (Inverter 2) in case the storage system is switched of for maintenance or servicing. Thus the PV power can be always collected and fed into the grid.

[12] Polytropic factor is an index ranging from 1 for isothermal process to k(=1.4 for air) for Isentropic process. it is defined by: (**PVˆn=** constant).



- A 3-phase AC circuit breaker (CB1) through which the storage system will safely feed the smooth power into the local Low Voltage AC line.

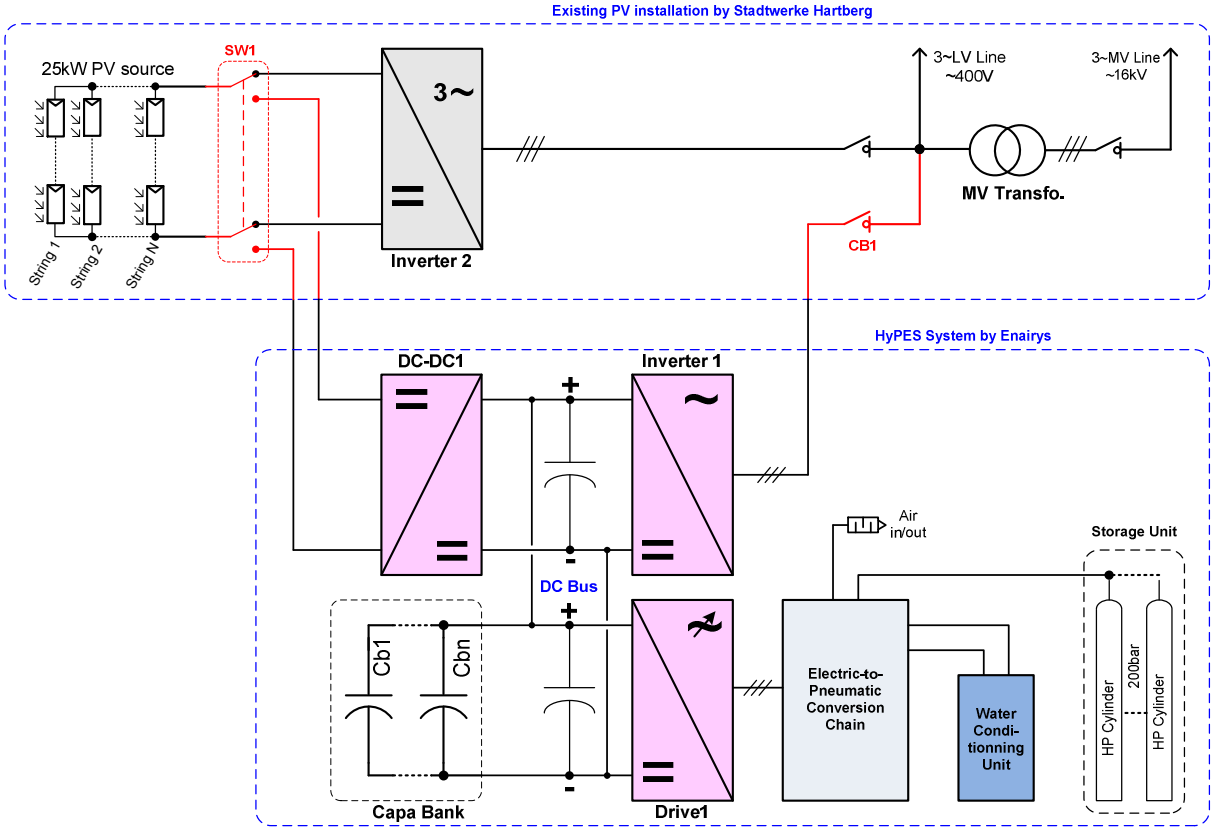


Figure 15: Simplified schematic diagram on the site integration of HyPES system

The storage system can be completely isolated if needed thanks to these 2 switches. Beside this electrical modifications, all the others arrangements necessary to the site integration of the pilot system are related to the physical preparation of the technical room where the system will be installed. This issue was addressed in a precedent section of this report.

6.3.3.1.2 Operational Concept

The operational concept of an energy storage and management application is mainly defined by the control strategy of the storage system. The operational concept of HyPES in a context of photovoltaic power smoothing is illustrated in Figure 16, where the topology of the control unit is represented. To achieve the operational goal, the control unit which is made of 4 main specialized modules performs the following tasks:

- The power generated by the photovoltaic source (P_{PV}) is measured and firstly used as feedback by the DC-DC 1 Control module in the tracking of the maximum power (MPPT) which can be generated by the photovoltaic panels.

- This P_{PV} power is also smoothed by the power filter module so as to reject all the high frequency variations, caused by rapid natural perturbations like clouds flying over the panels, which may create grid instabilities. The generated power reference P_{Smooth}, is used to control the grid inverter (Inverter 1) so as to feed a smooth power P_{AC} into the local grid.

- The storage chain is therefore used to balance the system's power. The storage power reference $P_{ref_storage}$, is the difference between the photovoltaic power P_{PV} and the filtered power reference P_{Smooth}.

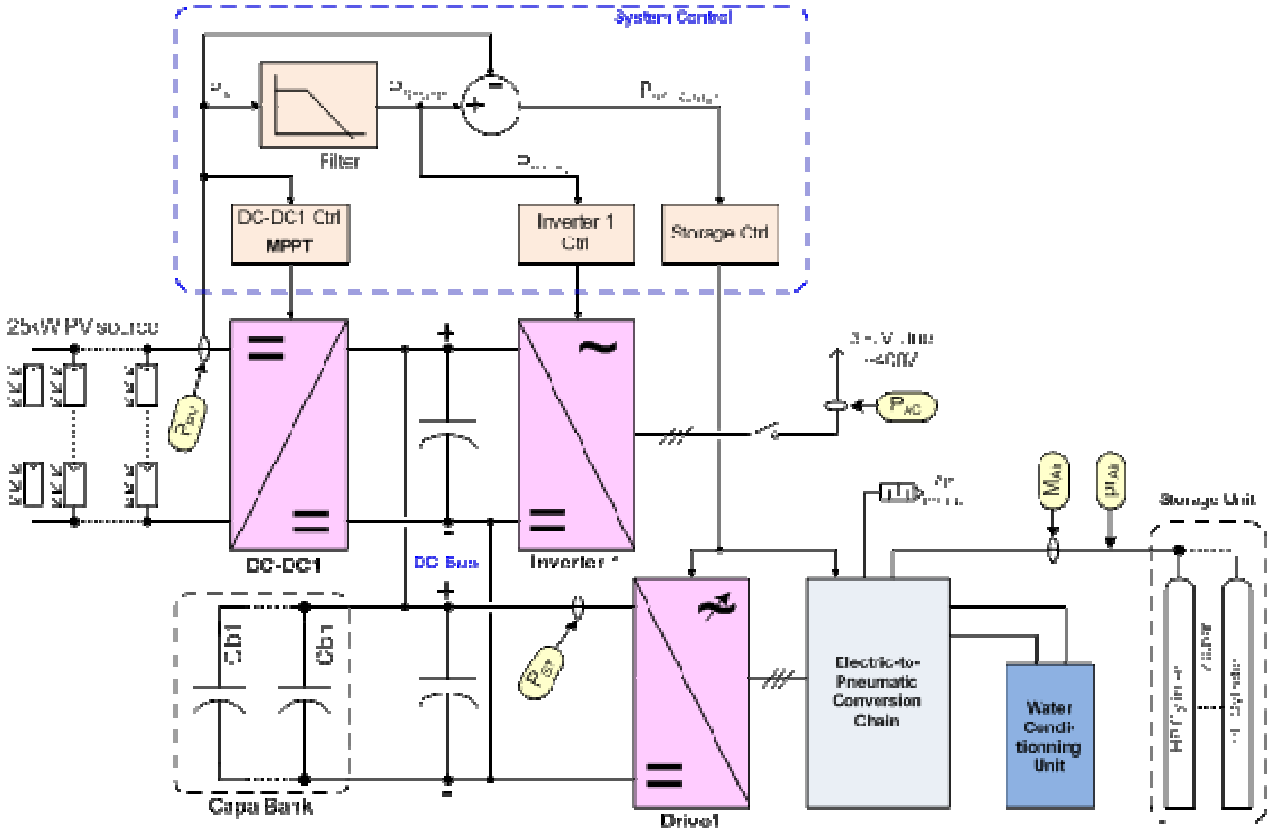


Figure 16: Principle of HyPES system control for power smoothing operation

The simulation results for the above described operational concept are presented in Figure 17a and 17b. This simulation is performed for 10 typical days illustrating all possible scenarios relevant for a photovoltaic application: Sunny and cloudy (Day 1, 3 and 5); sunny with clear sky (Day 4, 6 and 7); sunless (Day 2 and 8); average (Day 9 and 10).

The first graph presents the 3 main electrical powers in the system, whose measurement points are indicated by the yellow flags in Figure 16. It can be see that the important perturbations that appear on the PV power are strongly damped in such a way that the AC power injected into the grid more varies smoothly, what is good for the grid stability. The AC power thus represents the average value of the generated PV power.

The PV power smoothing relies on the ability of HyPES system to quickly switch from the storage mode to the discharge mode as illustrated by the storage power (in green on the graph). A positive power denotes a charging of the storage system and a negative power denotes its discharging.

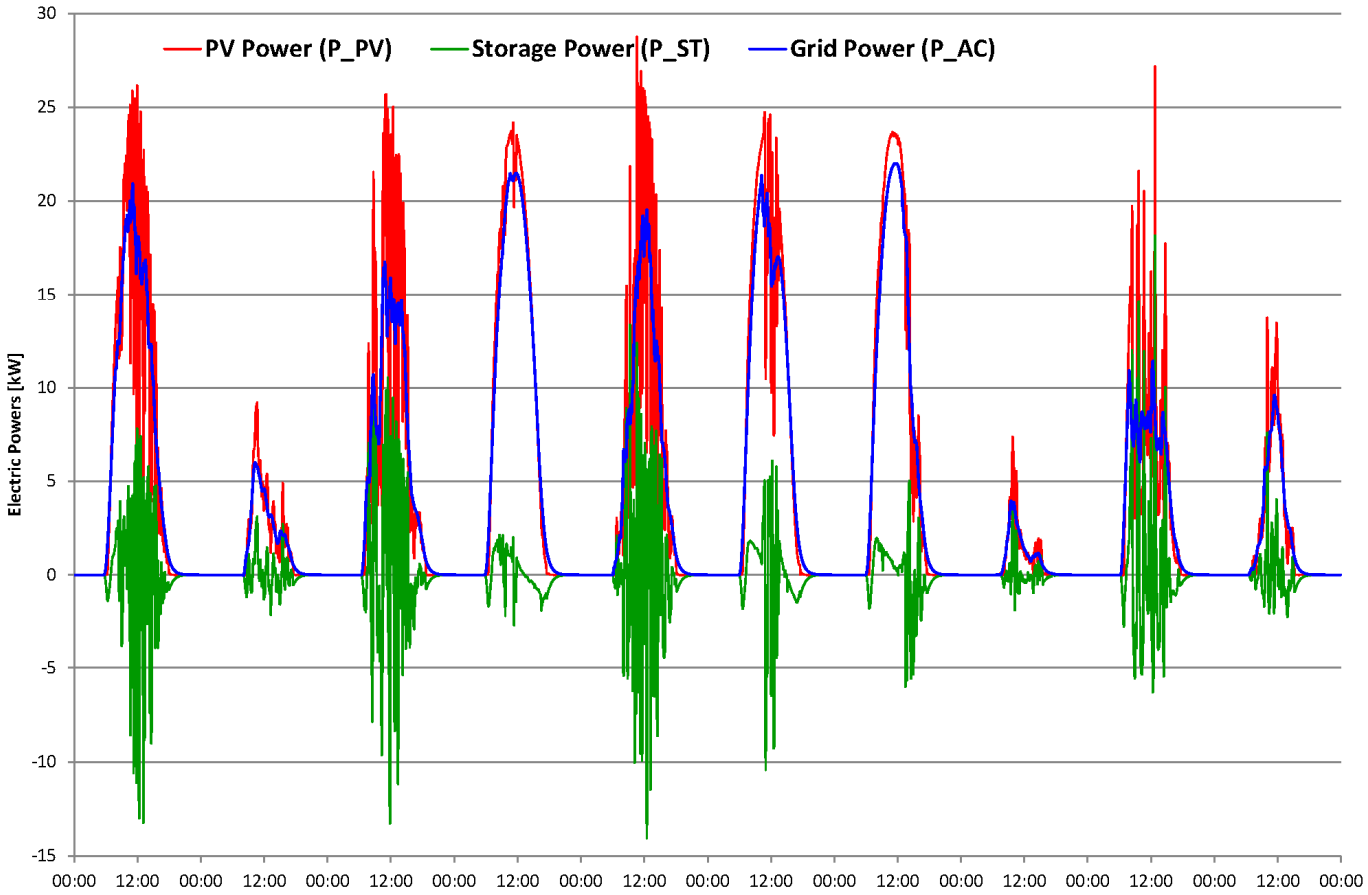


Figure 17a: Simulation results of the operational concept for PV power smoothing at Ökopark Hardberg

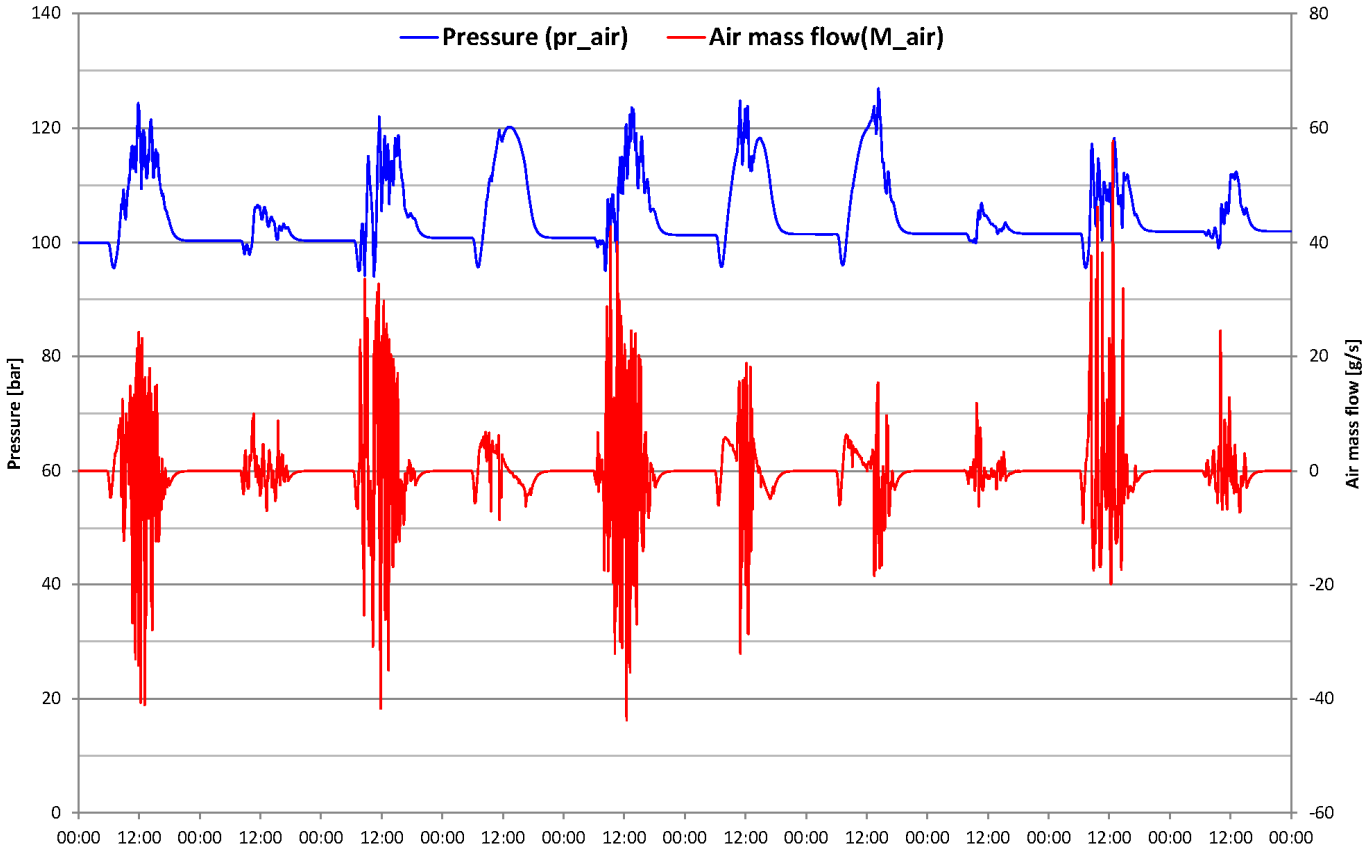


Figure 17b: Simulation results of the operational concept for PV power smoothing at Ökopark Hardberg

The second graph presents the air pressure and mass flow in the high pressure storage unit. The air mass flow is an image of the storage power; a positive mass flow denotes a charging of the storage unit and causes a pressure rise whereas a negative mass flow denotes a discharging and therefore pressure drop in the storage unit. It can be note that in power smoothing application, the daily average value of the pressure (and therefore stored energy) remains almost constant.

6.3.3.2 Safety and regulatory aspects

HyPES pilot systems are commercial products designed and built to comply with all applicable EU regulations, particularly:

- The EU Pressure Equipment Directive 97/23/CE (PED)
- The EU Electrical Equipment Directive 2006/95/EC as well as the Low Voltage Directive (LVD) 2006/95/EC and the Electromagnetic Compatibility Directive 2004/108/EC
- Etc.

HyPES systems are designed and manufactured in collaboration with certification organisations, to make sure that the space parts as well as the system comply with the applicable regulations in other to receive the CE mark for commercialisation.

The realisation of the pilot installation itself must comply with European (and Austrian if more restrictive) safety rules and regulations. To make sure that this condition is respected, the implementation plan of the pilot installation will be submitted to Austrian pressure equipment control institution for approval prior to the realisation.

6.4 Main results

Detailed design and specification of a 25kW/50kWh energy storage and management system based on HyPES technology for a photovoltaic power smoothing application at Ökopark Hartberg, is realised in this work package. The operational concept of this application was described and simulation results showing the capability of this innovative technology to achieve the goal defined are presented. Experimental results recorded on an existing prototype of HyPES system currently under testing in Lausanne are presented; these results show the effectiveness of HyPES technology to implement “quasi-isothermal” compression and expansion of air thanks to the implementation of the “Liquid Piston” concept, which yields high conversion efficiency.

Simulation and experimental results related to a new air compression/expansion concept called “Dry Piston” concept currently under study at EPFL are also presented. The goal of this study is to simplify the architecture of the electric-to-pneumatic conversion chain to increase its power density while maintaining the efficiency. The current results show slightly higher compression efficiency compared to “Classical mechanical Piston” systems, however important developments still have to be done to reach a reasonable comparison point with “Liquid Piston” systems. The “Dry Piston” concept seems to be most suitable for low pressure applications, whereas “Liquid Piston” concept seems to be most suitable to high pressure applications.

6.5 Conclusions

The laboratory prototype of the Compressed Air Energy Storage (HyPES) is partly working at EPFL, and the first pilot system will be operational probably in Lausanne next year. There is a delay of more than 2.5 years with respect to the originally planned deployment of this innovative technology.

The state of development has been discussed with partner Stadtwerke Hartberg as well as communal authorities and interested investors in that region. It has been concluded that the favoured technology is still at the pre-development level and are not in a stage of becoming a reliabledemonstrator on short-term as no prototype has been tested in the field yet. Also, the simulation results performed in chapter 3 and results of WP2 have no influence on that fact. Nevertheless, introduced simulation results will be used for storage applications beyond the project end.

7 Deliverable D4.1 - Comparative analysis of existing project results

NEUE ENERGIEN 2020

Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

STOR-E

Advanced Electrical Storage Facilities to become Economically and Environmentally

Projektnummer: 829929

Deliverable D4.1

Survey on comparative analyses of techno-economic results of pre-projects

Datum: 30/11/2011

Verantwortlicher Projektpartner: iC Ces GesmbH

Content

7 Deliverable D4.1 - Comparative analysis of existing project results....163
Content....164
7.1 International documentation....165
7.1.1 Selected European RTD projects....166
7.1.2 Selected international proceedings....169
7.2 Foreseen applications....175
7.3 Lessons learnt....177
7.4 References....181

7.1 International documentation

As the national projects were in focus of the Science Brunch on 08-06-2011 (see also http://www.klimafonds.gv.at/veranstaltungen) the following survey relies on a screening of international projects and literature.

In order to bring significant improvements in the foreseen extended supply of renewable energy compressed air energy storage (CAES) might be one promising option by tackling capacity ranges from a few kW to some hundreds of kW or in other words from individual end-users and load groups through electrification processes with isolated grids towards interconnection networks. Figure 1 shows clustered sizes of different renewable technologies from stand-alone applications towards large-scaled integrated systems.

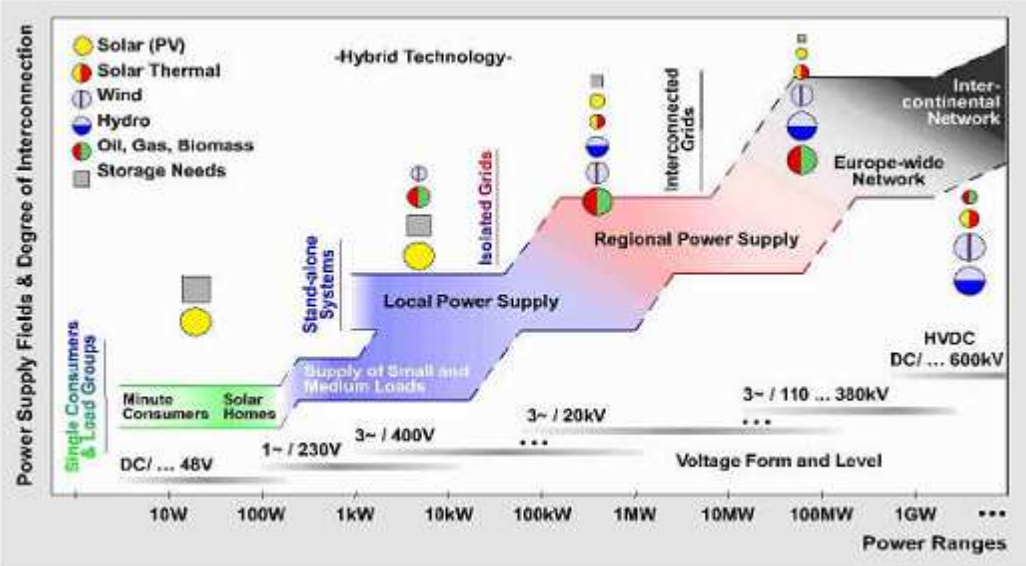


Figure 1: Classification of the power systems technology for electrification with renewable energy sources, Source: IWES

In order to classify how storage units may support the penetration of renewable energy sources smartly integrated into the existing power supply systems the European thematic network INVESTIRE[13] made some investigations summarised in the following: “Three types of systems have been identified where the problems were of different nature.

1. Stand alone systems, for which the presence of a storage unit is compulsory in order to optimally use the renewable energy production. Most of the time, PV is used in such systems.

[13] INVESTIRE-NETWORK was a European project led by CEA-INES (France) and supported by the European Commission, DG Research in the frame of the Fifth Framework Programme.

2. Isolated grids, where wind is most of time concerned and where the system can operate without storage units. A cost benefit analysis is required to convince the utility to integrate storage units.
3. Main grid, which is not facing the same technical problems than an isolated grid at least not until 40 years from now. Nevertheless, storage can play an important role in the penetration of renewable energy sources in the electricity market deregulation context via the future dynamic tariff procedures."[14]

The trend towards extended decentralised power generation yields in the increasing demand regarding new approaches, technologies for guaranteeing the grid stability and reliable electricity supply. Load balancing and peak shaving are of importance for the extended utilisation of local potential renewable energy sources. Innovative and cost-effective electricity storage units are therefore concrete responses to the mentioned challenges. The used approach relies on the PhD thesis[15] completed at the Swiss research institute EPFL in 2006 and related publications[16] as well as patents[17] on hydro-pneumatic and power electronics technologies. Compressed air with a liquid, respectively dry piston and with a performance of the same efficiency order like hydro storages is selected as the most promising solution for the cost-effective small/medium electricity storage applications envisaged in **STOR-E**.

7.1.1 Selected European RTD projects

Energy storage has a pivotal role in the European framework programs (FP5 and FP6) to play in the effort to combine a sustainable energy supply with the standard of technical services and products (see also table 1 below). For both stationary and transport applications, energy storage is of growing importance as it enables the smoothing of transient and/or intermittent loads, and down-sizing of base-load capacity with substantial potential for energy and cost savings.

Table 1: Portfolio of funded EU research projects in 2005, Source: DG Research

Research area	Number of projects	Total cost (M €)	EC funding (M €)
FP5 – STORAGE	15	45,31	20,73
FP6 – STORAGE	1	5,87	5

Scope of the European framework programs, which includes also FP7 applications:

1. Integration of renewable energy sources (RES)
2. Stationary and transport applications

[14] The excerpt is partly adapted according to the view of 2011.
[15] S. Lemofouet-Gatsi. Investigation and optimisation of hybrid electricity storage systems based on compressed air and supercapacitors. PhD thesis, Lausanne, 2006.
[16] S. Lemofouet and A. Rufer. Hybrid Energy Storage System Based on Compressed Air and Super-Capacitors with Maximum Efficiency Point Tracking (MEPT). IEEJ Transactions on Industry Applications, 126(7):911-920, 2006.
[17] PCT patent application No PCT/IB2007/051736 / PCT patent application No PCT/IB2008/053691.

3. Stability of grid, power transmission and peak-load shaving
4. Electrochemical storage, mechanical energy storage, and heat and cold storage

With respect to the objectives of **STOR-E** the following projects are of relevance:

INVESTIRE project (2001-03)[18] – "In order to increase the integration of renewable energy sources (RES) in electrical energy supply systems, energy storage devices are required that provide a permanent power supply. At present time, the main used technology is the lead acid battery, due to its low cost and its extended availability. However, the storage function may be done through various other ways: rechargeable or "secondary" batteries, but also supercapacitors, flywheels, "electrolysers, hydrogen storage and fuel cell" systems, or "compressed air with electromechanical systems". The main objectives of the INVESTIRE Network were to review and to assess existing storage technologies in the context of renewable applications, to facilitate exchange of information between the main actors of the two sectors of storage and of renewable energies and to finally propose appropriate RTD actions for the future.
Although energy storage technologies have seen substantial improvements in recent years some of them still need efforts to reach development and industrial stages. Nevertheless the most urging R&D needs concern the system level as well as the integration level. Among the most relevant R&D needs for advanced storage systems, optimal performance parameters have to be set up. Simulation models of technologies should be built to better understand their behaviour which would lead to work out efficient energy management systems. Adapted and optimised peripheries, such as power converters and supervisors, need to be developed, in particular to reduce intrinsic energy consumption. Therefore, new electrical storage systems have to be standardised in terms of system voltage as function of power in order to have the highest flexibility in system integration. At last, system demonstrations are required to familiarize future system operators with new advanced energy storage systems and to prove their proper operation in term of safety and reliability."

AA-CAES (2003-06)[19] – "This project addresses the development of a technology enabling cost-effective and efficient medium- to long- term storage of electrical energy through the medium of compressed air. When adiabatic compressed air energy storage was widely discussed in the late 1970s and early 1980s, several barriers were identified which led to the conclusion that such concepts were not feasible in the short run. Suitable compressors, heat storage devices and expansion turbines were not available and there were uncertainties concerning thermo-physical properties of humid air, geological constraints and the market within which such technology would operate. Anticipated features of this product were:

- To enable medium to long-term storage at investment costs of 800 – 1200 €/kW, 8 – 12 €/kWh (for 100 h capacity) and at 70% efficiency.

[18] http://www.itpower.co.uk/investire/
[19] http://www.bine.info/hauptnavigation/publikationen/publikation/druckluftspeicher-kraftwerke/aa-caes-forschungsziele/

- To deliver ancillary services like production of reactive power, frequency and voltage control, hot spinning reserve.

The UCTE countries within continental Europe, have energy markets that differ markedly for many reasons, including: the generating mix (type, age, percentage of renewables); load patterns (industrial and domestic use, requirement/availability of different heating systems such as must-run combined heat and power); geographical factors (extent, capacity and maturity of grid, availability of pumped hydro storage); interconnectivity (links to other national grids, contracts etc.); and political initiatives e.g. to encourage renewables use. Such matters have been studied in detail with respect to market opportunities for Adiabatic CAES and are summarised for several countries in Figure 2. The factors that improve the opportunities for Adiabatic CAES are:

- Cheap base load technology tend to result in higher price spreads
- Expensive peak load technology similarly boosts the price difference
- Must-run technologies, in particular combined heat and power (CHP), lead to lower off peak electricity prices
- Non-dispatchable power (wind, solar) production increases market volatility due to uncertainties in supply.

Table 2: Factors affecting the opportunities for adiabatic CAES in several European countries. [Ranging from +++ (highly favourable), through 0 (neutral influence), to --- (highly unfavourable)], Source: AA-CAES

Ratings from +++ to ---	Baseload Techn.	Peakload Techn.	CHP Must-run	RES Non-dispatchable	Storage	Interconnector	Load Structure/ Volatility
Germany	+++	+	++	+++	-	--	0
France	+++	-	---	--	-	-	0
Italy	---	-	+	0	---	-	0
Spain	++	++	+	++	--	--	0
Netherlands	--	++	+++	+	+++	++	+++
Belgium	++	++	0	--	-	0	++
Sweden	+++	++	+	--	-	---	--
Norway	--	--	--	--	---	+	--
Denmark	--	-	+++	+++	++	---	--
UK	++	++	-	0	-	+	0
Alpine	++	--	++	-	---	--	0

SOLUTION (2009-14)[20] - The SOLUTION project aims at bringing together already started community actions on energy in a coherent and comprehensive way, leading to effective energy self-sufficient model areas with a large and immediate potential for replication throughout Europe. It will demonstrate that sustainable energy solution practice makes political, economic and social sense. The SOLUTION consortium includes communities in Austria, Croatia, Finland, Slovenia and Switzerland which all share the ambitious vision for comprehensive energy solutions, but have achieved different degrees of progress due to other socio-economic, political or economic constraints so far. The development of cost-effective small/medium facilities based on compressed air (CAES) for storage of electrical energy. Activities aim at:

- Research activities regarding the increase of energy capacity and storage pressure.
- Defining the necessary requirements to fulfill the interconnection framework in all participating countries and to act as enabling technology for intermittent wind and solar power plants.
- Developing an economic model showing the expected revenues and payback periods from CAES demonstrations.
- Evaluating of particular features in accordance with the needs of the communal end-users."[21]

7.1.2 Selected international proceedings

Compressed air energy storage (CAES) is an excellent solution with high efficiency, high storage-capacity and very good load-follow characteristics. Based on experiences of the projects mentioned in section 2.1 research activities will be concentrated on the development and market introduction of hydro, solar and wind CAES applications as well as of emergency power systems respectively auxiliary generators for industrial/commercial customers by following the hereafter listed proceedings:

- *Tselepis, S., Sorokin, A., Olivier, G.:"Gradual introduction of photovoltaic systems in Greek, Italian and French island utility grids", Center for Renewable Energy Sources, Athens, Greece, 2002*

  Executive summary: "The break-even point for an island community size, where PV systems are cost-effective, is about 500 inhabitants. This may vary due to different economics between countries and it depends also on the utilization factor of the systems, according to the activities on the islands during the year. Any isolated community (small village or other), presently electrified by diesel, located either on an island or simply at a distance from the nearest electric network, too far to allow for a cost-effective cable-connection, represents potentially a market for the PV technology developed under this project. Isolated grids are mainly found on islands, which are not always connected to the public grid from the main land. Those particular grids are usually characterized by a broad variability of used electricity due to size differences, different numbers of customers as well

[20] http://www.solution-concerto.org

[21] All excerpts of section 2.1 are partly adapted according to the view of 2011.

as customer groups, meteorological conditions, and the actual portfolio. Within this scenario CAES systems are in competition with conventional diesel generators.

In figure 2 typical costs of diesel supply are presented, which is the benchmark for future CAES systems. According to a paper presented on the PVSEC in Rome in 2002, real costs of electricity generation on islands range typically between 0,30 Euro/kWh on larger islands (of about 10.000 inhabitants) and 0,60 Euro/kWh on smaller islands with less than 200 inhabitants. In combination with cost-effective storage units up to 1 MW, small and medium-sized renewable electricity systems can be significantly extended as the of power factors in order of 30% for wind turbines and PV applications are not valid any longer.

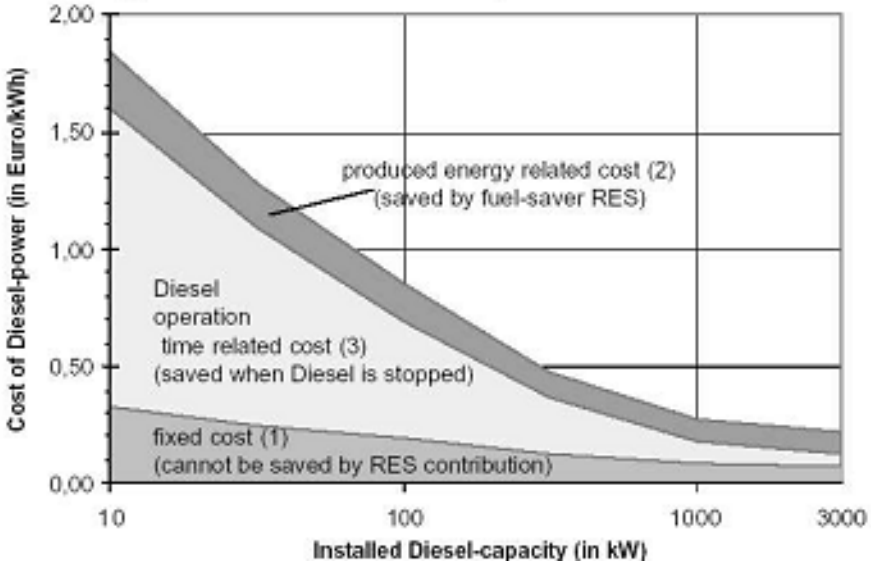


Figure 2: Typical costs of diesel power on islands, Source: A. Sorokin

By bearing actual high electricity costs of isolated grids in mind; roughly 10thousands of km² of Mediterranean islands are a considerable market volume in the coming decades. This market segment will be envisaged for replacing mainly existing or foreseen diesel applications with the big advantage of not polluting once installed."

- *Lemofouet-Gatsi, S. (2006): Investigation and optimisation of hybrid electricity storage systems based on compressed air and supercapacitors, PhD thesis, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Lausanne.*

Executive summary: "An increasing recourse to renewable energies is one of the key solutions to address the current resource and environmental concerns related to the world energy supply. Because of the distributed and intermittent nature of several of them (Solar, Wind), an efficient and economically viable exploitation of renewable energies relies on the use of energy storage means. Fuel-free compressed air energy storage technologies are highly compatible with renewable energies because of their inherent environmental advantages. However their low energy performances have been the main barrier to their widespread utilization. Pneumatic storage is

considered in this thesis with the goal of improving its energetic and power performances so as to make it more efficient and suited for renewable sources support. Storing/generating electrical energy into/from compressed air requires a multiple-step conversion process through an intermediary mechanical energy. Pneumatic-to-mechanical energy conversion is studied first. The suppression of the pressure regulation is proposed to avoid the important energy losses related to this operation. Consequently the volumetric machine must operate at higher and variable pressure. The analysis of the efficiency characteristics of these machines shows the existence of a pressure dependent optimal speed that corresponds to the maximum efficiency. A Maximum Efficiency Point Tracking (MEPT) strategy, based on efficiency-controlled variable speed operation, is proposed for the real time optimization of the conversion efficiency. Experimental results confirm the effectiveness of the proposed strategy both with air machines and oil-hydraulic machines. Oil-hydraulic machines offer higher conversion efficiencies compared to air machines, but require an air-to-oil interface. Two possible ways of realizing such an interface have led to the two hydro-pneumatic storage systems presented. The proposed efficiency-controlled variable speed operation has allowed improving the cycle efficiency of the experimental hydro-pneumatic conversion system by about 4% compared to that of a constant speed operation. In order to provide good power quality and flexibility to these storage systems, a hybrid topology that associates the main, hydro-pneumatic storage subsystem with an auxiliary, supercapacitive storage subsystem is proposed. The power variation is achieved by an intermittent operation of the main storage subsystem and the use of the auxiliary storage subsystem to smooth the resulting power, through the regulation of the common DC bus voltage. The hybrid storage system is thus compatible with a wide range of load and source powers, thanks to the obtained power flexibility. An efficiency analysis shows that the performances of the auxiliary storage greatly affect that of the global storage system. The auxiliary storage should therefore exhibit very high conversion efficiencies so that an acceptable overall efficiency can be expected. A formal method for optimally sizing the supercapacitive auxiliary storage system is proposed, that allows meeting both the voltage and energy requirements while minimizing the cost. A control strategy to optimize the standby efficiency of the interfacing multi-phase DC-DC converter is also proposed, which is based on "power-controlled variation of the number of active phases". Many other application-dependent topologies for the hybrid storage systems are proposed, that help meeting each application's particular requirements while optimizing its performances and cost. A comparative cost evaluation, realized in the context of a stand-alone photovoltaic home application, shows that in addition to its inherent environmental advantages, hydro-pneumatic storage shall be competitive in comparison with lead acid battery storage."

- *S. Lemofouet, A. Rufer: "Hybrid Energy Storage System based on Compressed Air and Super Capacitors with MEPT (Maximum Efficiency Point Tracking)", 2006*

Executive summary: "This paper presents a hybrid energy storage system based on Compressed Air Energy Storage (CAES), where the charging and discharging is done within maximum efficiency conditions. As the maximum efficiency conditions impose the level of converted power, an

intermittent time-modulated operation mode is applied to the thermodynamic converter to obtain a variable converted power. A smoothly variable output power is achieved with the help of a supercapacitive auxiliary storage device used as a filter. The paper describes the concept of the system, the power-electronic interface circuits and especially the Maximum Efficiency Point Tracking (MEPT) algorithm and the strategy used to vary the output power. In addition, the paper will present the characteristics of a high efficiency storage device where the pure pneumatic machine is replaced by an oil-hydraulics and pneumatics converter, used under isothermal conditions. Practical results are presented, recorded from a low-power pneumatic motor coupled to a small DC generator, as well as from a first laboratory prototype of the final hydraulic/pneumatic system."

- *Muller, Jan: "Do hybrid compressed air energy storage (HCAES) systems offer a viable alternative solution to energy storage requirements for small to medium size renewable energy systems?" Masters by Coursework thesis, Murdoch University DOI: 2087, 2009*

Executive summary: "With the increased international pressure to make use of more renewable energy technologies, the intermittent nature of renewable resources requires some kind of energy storage in order to ensure energy is available when needed. Most conventional storage solutions for small to medium size applications are based on chemical batteries which are hazardous, not easily recycled and can have a negative environmental effect. Thus renewed interest is being given to clean and environmentally friendly storage technologies such as compressed air, a technology more than a century old, and still being used in flammable and explosive industrial environments. New, improved compressors, air motors and advanced technologies and materials that can withstand large fluctuations in temperature have become available, and have been used by some innovative manufacturers to produce Hybrid Compressed Air Energy Storage (HCAES) Systems, which claim to have high turn around efficiencies. In this research, the available literature on compressed air systems, and new HCAES systems are evaluated in order to compare them to conventional storage technologies. Furthermore, an evaluation was conducted to determine if it would be possible to design a HCAES system with off the shelf air equipment and if this HCAES system could possibly be a viable alternative to conventional or new chemical battery storage technologies. During the research it was found that there is very little literature on the subject of HCEAS systems, and that the manufacturers do not give much information or proof on actual efficiencies of their systems. What was found is that there are several academic institutions working on combining compressed air with technologies such as diesel engines, oil pneumatics, wind, water, super capacitors and flywheels in order to improve current hybrid systems' effectiveness and efficiency in energy storage and supply applications and to reduce the environmental footprint of such systems.
From literature, research and manufacturer specifications it was found that although theoretical efficiencies of close to 100% can be realised, available HCAES systems do not offer such an effective or efficient solution as chemical battery systems. In addition off the shelf compressors and motors that can be used to design a HCAES system have been manufactured to give high

performance and torque with low efficiencies. The efficiency is further drastically reduced as the storage pressure is increased, which is necessary to decrease storage vessel requirements."

- *P. Vadasz: "Compressed Air Energy Storage: Optimal Performance and Techno-Economical Indices", International Journal of Thermodynamics DOI: http://www.doaj.org/doajfunc=openurl&genre=article&issn=13019724&date=1999&volume=2&issue=2&spage=69, 1999*

Executive summary: "A thermodynamic and techno-economical analysis of a Compressed Air Energy Storage system subjected to an exogenous periodic electricity price function of the interconnection is presented. The fundamental parameters affecting the thermodynamic performance and the techno-economical cost-benefit indices are identified and corresponding optimisation problems are formulated. The results of the analysis permit to obtain the optimal values of the fundamental plant parameters to be used in the design process.
The specific cost function is composed of two main cost components; namely variable and fixed charges referring to the running and capital cost respectively. These components are represented in the expression of the total annual cost ($/kW-yr) of a CAES plant, C , as follows:

$$C_{tot} = C_1 K + Sh_d + C_{FOM} \ [\$/kW\text{-}yr] \qquad [1]$$

where C_1 is the specific capital cost ($/kW installed), K is the capital recovery factor (1/yr), S is the specific variable cost ($/kWh), h_d is the plant service factor expressed in units of (operating hours/year) and C_{FOM} is the fixed operating and maintenance cost ($/kW-yr).

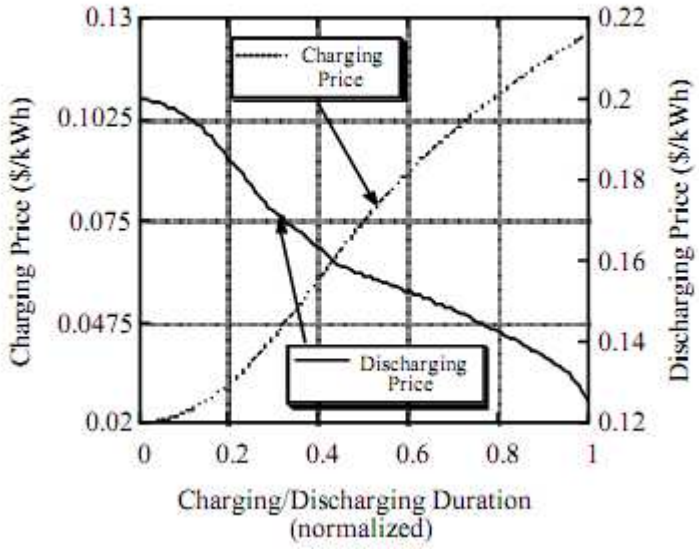


Figure 3: Charging and discharging price functions, Source: P. Vadasz

The variable component of the cost function, S, combines together the energy cost of charging (network electricity) and discharging (fuel) and variable operating and maintenance expenses in the form:

$$S = C_{ch} + C_d + C_{vom} \quad [\$/kWh] \qquad [2]$$

where C_{ch}, C_d are the charging and discharging costs respectively, both expressed in terms of \$/kWh generated and C_{vom} is the variable operating and maintenance cost (\$/kWh generated) which is considered constant. Since the charging price function Pc as presented in Figure 3 is given in terms of \$ per kWh of compression, the charging cost per kWh generated."

- *Derk J. Swider: " Compressed Air Energy Storage in an Electricity System With Significant Wind Power Generation", 2007*

Executive summary: "In this paper, a stochastic electricity market model is applied to estimate the effects of significant wind power generation on system operation and on economic value of investments in compressed air energy storage (CAES). The model's principle is cost minimization by determining the system costs mainly as a function of available generation and transmission capacities, primary energy prices, plant characteristics, and electricity demand. To obtain appropriate estimates, notably reduced efficiencies at part load, start-up costs, and reserve power requirements are taken into account. The latter are endogenously modeled by applying a probabilistic method. The intermittency of wind is covered by a stochastic recombining tree and the system is considered to adapt on increasing wind integration over time by endogenous modeling of investments in selected thermal power plants and CAES. Results for a German case study indicate that CAES can be economic in the case of large-scale wind power deployment."

- *Barin, A.; Canha, L.N.; da Rosa Abaide, A.; Magnago, K.F.; Machado, R.Q.: "Storage energy management with power quality concerns the analytic hierarchy process and the fuzzy logic", http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=5347765, 2009*

Executive summary: "In view of current and foreseeable energy shortage and environmental scenario, the exploitation of renewable energy sources offer great potential to satisfy the energy lack and to decrease the dependence on fossil fuel, also reducing global warming caused by CO_2 emissions. However, widespread implementation of these sources will be more attractive only if they operate together with energy storage technologies. Besides, an effective storage energy management is essential to deal with some mismatches among power quality, efficiency, costs and environmental constrains. This paper presents a methodology taking as basis the analytic hierarchy process and fuzzy multi-rules and multi-sets. By exploiting a multi-criteria decision making, this methodology evaluates the operation of energy storage systems such as: pumped hydro storage (PHS), compressed air energy storage (CAES), H_2 storage, flywheel, super-capacitors, lithium-ion and NaS advanced batteries and VRB flow battery. The main objective of the study is to develop a multicriteria analysis to find the most appropriate energy storage system concerning a power quality priority. For this, the criteria in analysis are: efficiency, load management, technical maturity, costs, environment impacts and power quality. Considerations and results described in this paper are part of the Research & Development Program undertaken by the Federal University of Santa Maria, Brazil."

7.2 Foreseen applications

Depending on the three different categories introduced in section 2 the following services can be provided:

Stand alone systems (SAS) - Generating storage units have to meet the specific requirements for the market they are foreseen to participate in (primary reserve, secondary reserve, minute reserve); but they additionally have to fulfill the associated requirements regarding start up time, ramp rate, control band, etc.

Isolated grid – Isolated grids are mainly found on islands, which are not always connected to the public grid from the main land. Those particular grids are usually characterized by a broad variability of used electricity due to size differences, different numbers of customers as well as customer groups, meteorological conditions, and the actual portfolio. Within this scenario **STOR-E** systems are in competition with conventional diesel generators.

Main grid – Energy service provider are obliged to supply power in close balance to demand; however the intermittency in RES-E generation may limit the amount of its capacity. In case of unplanned deviations to the generation schedule or the loads, further capacities are required to feed their electricity into the grid. These interventions or the scheduling of operation are part of the portfolio management, which includes forecasts and scheduling of local generation, forecasts of market prices for electricity, management of supply contracts and day-ahead interventions. Especially small, decentralized generation capacities based on renewables might be grouped to a Virtual Power Plant (VPP). VPP describes an aggregation of a certain number of small, decentralized generation capacities that are spread over a wide area, aggregated and interrelated to each other.
The requirement of any technology aimed at storing electrical energy and returning it to the grid, is that it should meet the current and future requirements of the power utilities and grid operators. Depending on the services to be provided and the market they are foreseen to participate, the fulfillment of the associated requirements regarding start-up time, power gradient, control band, etc. as it is defined in the transmission code 2007[22] will be required and validated by the pilot plants. Key parameters of each generating unit were found or derived to be:

- Electrical storage facilities with a flexible energy storage capacity of several hours up to few days, 10 to 300 kW and efficiency degrees of 60 - 70%.
- Back-up start-up times of less than 1 min and power gradients in operation of more than +/- 50%/s based on electrical demand of foreseen applications in the SOLUTION project.

[22] Transmission Code 2007, Network and System Rules of the German Transmission System Operators, August 2007

- The provision of ancillary services as a small-scaled de-centralised application that serves as emergency power system respectively auxiliary generator.
- Engineering and manufacturing ease-to use applications with clearly defined interfaces allowing the on-site implementations and up-scaling via unitized assembling.
- No CO_2 emissions and low acoustic emissions may facilitate implementing **STOR-E** facilities in urban areas at a later stage.

7.3 Lessons learnt

The profitability of **STOR-E** systems depends on costs of the particular applications as well as on the market opportunities via the income that the systems can generate. Storage facilities can provide a number of services, from which they should be rewarded when provided efficiently. The regulation and market design of the electricity system, as a result, has a strong impact on the economics of storage equipment divided into three different categories:

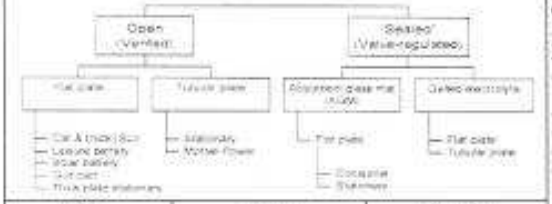
Stand alone systems (SAS) - Almost all small and medium size renewable stand alone systems are equipped with back-up systems. Their main task is to serve as storage units for the surplus electricity from the renewable generator and to discharge it to the load at times of not electricity is not available. The integration of a storage unit in the supply structure provides the flexibility of energy supply during variable times of the day. **STOR-E** systems might be interesting for particular cases, in which maintenance costs are dominant for the life cycle costs like e.g. for Alpine huts or islands without or limited access to the main grid. These particular applications are considered as specific niche markets.

Table 3: Survey on the benchmarking lead acid batteries, Source: INVESTIRE-NETWORK

Lead acid batteries

Applications

Lead-acid Batteries



Role	Power	Capacity
Production carry over Spinning reserve	40 to 1700 MW	Few hours to few weeks
IRE Production	100 W to 10 kW (small consumption isolated systems) 100 kW to 10 MW (grid connected)	Few kWh to few 10 kWh Few minutes to few hours
Grid stability	10 to 100 MW	<30 seconds
Load levelling	100 kW to 10 MW	2 to 4 hours
Security	100 kW to 10 MW	10 minutes to 10 hours

R&D Perspectives

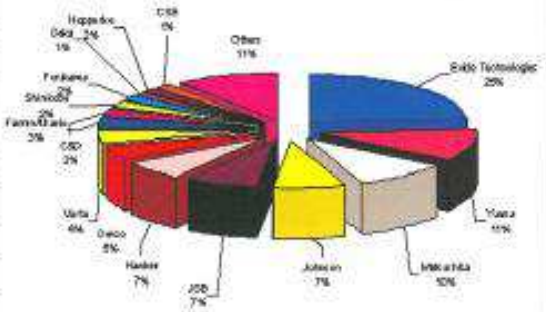
- to increase the life time and energy efficiency and to reduce the production cost by improving :
  - active material composition,
  - battery design and technology,

energy management system

Economic data

Cost of the device : 50 to 150 €/kWh
Additive investment costs : 80 to 240 €/kW ; 100 to 180 €/kWh
Cost evolution with installed power is strongly application type dependant

Manufacturers :
- EnerSys Inc : Hawker / VB Batterien / Oldham ...
- Exide Technologies : Tudor / Fulmen / Sonnenschein / Chloride Motive Power / CEAC
- C&D Technologies
- Johnson Control : Hoppecke / Varta
- Fiamm
- Yuasa



Worldwide production: around 180 millions of SLI batteries / year

Research Institutes (not exhaustive) :
GENEC – CEA (Cadarache, France) CLEPS (Bulgaria
CENERG (Sophia-Antipolis, France) ZSW (Germany)
University of Nancy

Table 3 may provide a survey about a benchmark on batteries (lead-acid) as it was provided by the European project: INVESTIRE-NETWORK[3].
Implemented as SAS, **STOR-E** systems mainly compete with stationary battery applications, comparable to case studies made on French over-sea islands: TENESOL has led an experiment campaign in Guadeloupe with Lithium-Ion storage coupled to a myriad of small PV installation for peak demand management (storage at low feed-in tariff and injection at peak feed-in tariff). This has opened discussion with EDF-SEI about the future tariffs depending on the day hours. Furthermore EDF is experimenting massive electrochemical storage (NiMH) in La Réunion island. The storage solution which is tested by EDF on La Reunion island is a NaS system from NGK (1 MW and ~ 7 MWh).

Isolated grid –isolated grids offer the same characteristics like stand alone systems:

- "Wind turbine is the most frequently installed renewable energy based power system as the wind resource is very high in such areas. PV systems are also present but to a lower extent.
- Most of time the converted wind energy cannot be fully absorbed as the wind penetration is most often limited between 15 to 30% to avoid disturbances and thus stability problems.
- The electricity supply cost is very high and the operation of conventional engines is not always efficient but most of time uneconomical.
- Consequently it is essential to search for alternatives in the exploitation of cost-effective RE power in such areas and for systems with optimum cooperation between RE converters and other energy sources aiming at maximizing the economical RE penetration."[23]

Table 4: Survey on economic data of CAES of 2002, Source: INVESTIRE-NETWORK

CAES (Compressed Air Energy Systems)

Applications

Sites	Starting year	Nominal power	Autonomy / recharge duration	Cavern type	Storage pressure	Volume
Huntorf Germany	1978	290 MW	2 hours / 8 hours	salted	70 bar	$300*10^3$ m³
McIntosh USA	1991	110 MW	26 hours / 41,6 hours	salted	45 to 74 bar	$5,3*10^6$ m³

Industrial Projects

Sites	Starting year	Nominal power	Autonomy / recharge duration	Cavern type	Storage pressure	Volume
Norton USA	Project (2007?)	2700 MW	16 hours	limestone	110 bar	$10*10^6$ m³
Japan		35 MW				
Israel		100 MW		aquifer		

Economic data

Costs :
In France, investment costs estimated to 380 €/kW (power station) & from 5 to 30 €/kWh (for the storage).

Generally :
From 450 to 1000 €/kW and from 40 to 80 €/kWh

Manufacturers :

CAES Development Company, (http://www.caes.net)
PB Energy Storage Services (former name : PB-KBB)
Ridge Energy Storage & Grid Services

[23] Source: INVESTIRE-NETWORK

Main grid – Energy service provider are obliged to supply power in close balance to demand; however the intermittency in RES-E generation may limit the amount of its capacity. In case of unplanned deviations to the generation schedule or the loads, further capacities are required to feed their electricity into the grid. These interventions or the scheduling of operation are part of the portfolio management, which includes forecasts and scheduling of local generation, forecasts of market prices for electricity, management of supply contracts and day-ahead interventions. Especially small, decentralized generation capacities based on renewables might be grouped to a Virtual Power Plant (VPP). VPP describes an aggregation of a certain number of small, decentralised generation capacities that are spread over a wide area, aggregated and interrelated to each other.

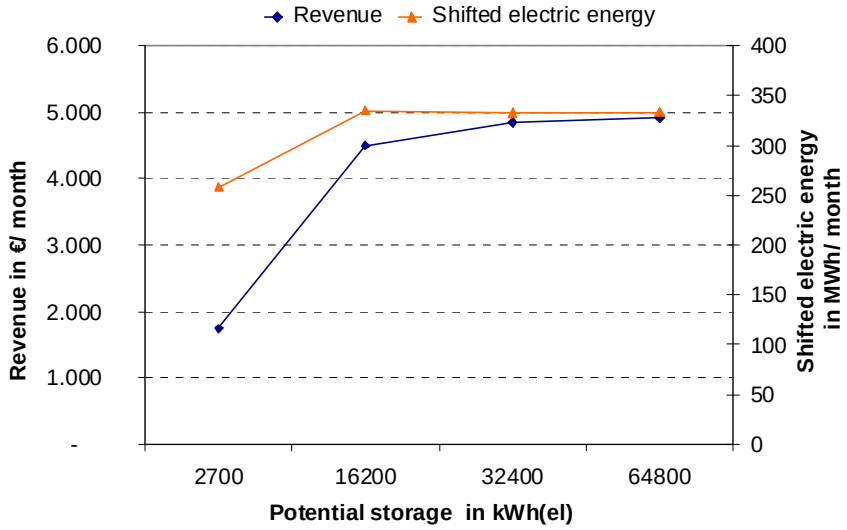


Figure 4: Potential revenues of shifted stored electric energy, Source: EEG (TU Vienna)

In figure 4 revenues of such a potential VPP are given based on results from simulations in the frame of an Austrian RTD project[24]. Although the investigations were done for a potential Austrian hydro storage plants in 2007 (see figure 4) it shows the range of monthly revenues between 1800 to 5.000 € depending on its stored electric capacities and prices to be negotiated. Under the given cost constraints the following investigations has been conducted. These sources of income will be analysed in detail for each prototype scenario to determine the costs (see table 5).

[24] H.Auer et al.: „Vorbereitung der Implementierung eines österreichischen virtuellen Ökostrom Kraftwerks–Technisch-wirtschaftliche Konzeption eines modernen Energieversorgungsunternehmens", http://www.energiesystemederzukunft.at , 2008

Table 5: Survey on costs versus incomes investigated in the STOR-E project

Costs	Potential incomes
Turn-key investments	Electricity prices for peak loads in addition to bulk revenues
Operation and maintenance	Reserve services
Degree of efficiency	Ancillary services
Extended asset utilisation	

Figure 5 shows the characteristics of the marginal costs of **STOR-E** units depending on the volume for enabling technologies within the different market segments. According to the used approach the economical benefits are:

1. Larger markets result in lower costs and encouraging more innovation.
2. By repeating a common approach across Europe there would be a significant benefit arising from shared experience resulting in lower risk associated with each implementation and good practice in securing the supply of renewable electricity.
3. The chosen market access would also support de-centralised energy supplies.

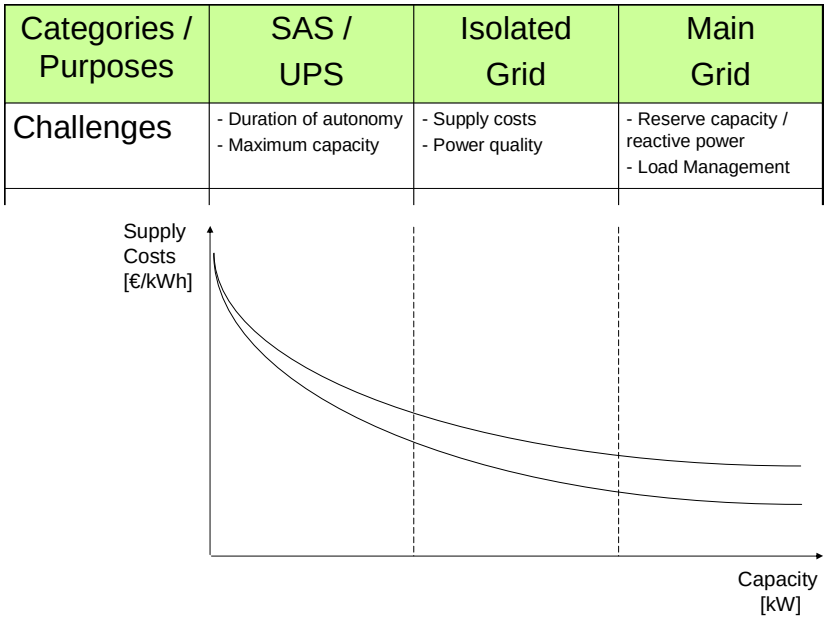


Figure 5: Qualitative characteristics of marginal costs per market segment

7.4 References

H. Auer et al.: „Vorbereitung der Implementierung eines österreichischen virtuellen Ökostrom Kraftwerks–Technisch-wirtschaftliche Konzeption eines modernen Energieversorgungsunternehmens“, http://www.energiesystemederzukunft.at , 2008

Barin, A.; Canha, L.N.; da Rosa Abaide, A.; Magnago, K.F.; Machado, R.Q.: "Storage energy management with power quality concerns the analytic hierarchy process and the fuzzy logic", http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=5347765, 2009

ESA (Electricity Storage Association) (2009): Technology comparisons, http://www.electricitystorage.org/ESA/technologies/, abgerufen am 21.04.2011 um 19:35 Uhr.

Europäische Kommission (2009): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. EG L 140/16 vom 5. Juni 2009, Europäische Kommission.

Lemofouet, S. & Rufer, A. (2005): Hybrid Energy Storage System based on Compressed Air and Super Capacitors with MEPT (Maximum Efficiency Point Tracking): IPEC 2005: International Power Electronics Conference, Niigata, Japan, 4.-8. April 2005.

Lemofouet-Gatsi, S. (2006): Investigation and optimisation of hybrid electricity storage systems based on compressed air and supercapacitors, PhD thesis, Ècole Polytechnique Fédérale de Lausanne, Lausanne.

Lemofouet-Gatsi, S. (2010): Réalisation d’un Prototype de Système de Stockage Hydropneumatique d’Energie. Départment fédéral de l’environnement, des transports, de l’énergie et de la communication, Bern.

Muller, Jan: “Do hybrid compressed air energy storage (HCAES) systems offer a viable alternative solution to energy storage requirements for small to medium size renewable energy systems?” Masters by Coursework thesis, Murdoch University DOI: 2087, 2009

Radgen, P. (2007): Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung. Umweltbundesamt, Berlin. http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3448.pdf, abgerufen am 22.05.2011 um 14:42 Uhr,

Sauer, D. (2010): Energiespeicher für ein stabiles Stromnetz. Proceeding: 14. Fachkongress Zukunftsenergien, Essen, 09.02.2010. http://www.energieregion.nrw.de/_database/_data/datainfopool/FK2010-E-Sauer.pdf, abgerufen am 03.05.2011 um 18:04 Uhr.

Sterner, M., Gerhardt, N., Saint-Drenan, Y.-M., von Oehsen, A., Hochloff, P., Kocmajewski, M., Jentsch, M., Lichtner, P., Pape, C. & Bofinger, S. (2010): Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem, Abschlussbericht, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel. http://www.fvee.de/fileadmin/ politik/IWES_Gutachten-Pumpspeicher.pdf, abgerufen am 06.05.2011 um 19:03 Uhr.

Derk J. Swider: " Compressed Air Energy Storage in an Electricity System with Significant Wind Power Generation", 2007

Transmission Code 2007, Network and System Rules of the German Transmission System Operators, August 2007

Tselepis, S., Sorokin, A., Olivier, G.: Gradual introduction of photovoltaic systems in Greek, Italian and French island utility grids', Center for Renewable Energy Sources, Athens, Greece, 2004

P. Vadasz: "Compressed Air Energy Storage: Optimal Performance and Techno-Economical Indices", International Journal of Thermodynamics DOI: http://www.doaj.org/doajfunc=openurl&genre=article&issn=13019724&date=1999&volume=2&issue=2&spage=69, 1999

Wolf, D. & Dötsch, C. (2009): Druckluftspeicherkraftwerke – Bewertung und Charakterisierung von netzintegrieren druckluftbasierten Energiespeicherkonzepten. Proceeding: Elektrische Energiespeicher – Schlüsseltechnologie für energieeffiziente Anwendung, Fulde, 25.03.2009, VDI. http://publica.fraunhofer.de/eprints/ urn:nbn:de:0011-n-1039139.pdf, abgerufen am 28.04.2011 um 17:56 Uhr.

8 Deliverable D4.2 - Economic analysis of WP2&WP3 contributions

NEUE ENERGIEN 2020

Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

STOR-E

Advanced Electrical Storage Facilities to become Economically and Environmentally

Projektnummer: 829929

Deliverable D4.2

Survey about results of the economic analysis

Datum: 31/07/2013

Verantwortlicher Projektpartner: iC Ces GesmbH

Content

8 Deliverable D4.2 - Economic analysis of WP2&WP3 contributions 183
Content 184
8.1 Overview / summary 185
8.2 Objectives 185
8.3 Main outcomes 185
8.3.1 Cost sensitivity 185
8.3.2 Capital cost per unit power and unit energy 186
8.3.3 Energy cost per cycle 188
8.4 Conclusions 188

8.1 Overview / summary

This report presents the proposal of the STOR-E partners regarding the economic analysis. The report is divided into the following sections:

- Chapter 2 – describes the objectives of WP4.
- Chapter 3 – shows results of cost figures according to calculated storage device scales by which the storage technology would be ideally utilised from a technical point of view.
- Chapters 4 – draw recommendations derived from several discussions made mainly in meetings at Lausanne.

8.2 Objectives

This work package aims at providing good economic information specific for the local/regional conditions and to investigate prices for equipment and local supplies by analysing nvestment and operational costs of different STOR-E plant concepts.

8.3 Main outcomes

8.3.1 Cost sensitivity

Cost is a key factor in the commercial success of investment goods like energy storage systems because cost is the first criteria in the acquisition decision making process. Achieving competitive cost for its new HyPES technology is therefore one of the main challenges and goals which are currently addressed by Enairys management and development team.

Two cost components are considered when evaluating the cost effectiveness of a given storage solution:

- Capital cost: This cost includes the investments needed to purchase, install and commission the storage system (Balance of Plant). In case of high power system, the cost of disposal and recycling at the end of the service life should be considered also.

  For solution providers, this cost mainly reflects the production cost of the system which should be therefore reduced to the minimum. This the reason why Enairys is working on defining the cost-effective production process for HyPES systems.

- Operating and Maintenance (O&M) cost: This cost is mainly affected by the performance and long term characteristics of the storage system, such as the round-trip efficiency and life cycles. Efficiency and cycle life are two important parameters to consider along with other parameters before selecting a storage technology. Both of these parameters affect the overall storage cost.

Figure 1 provides the positioning of HyPES with regards to these characteristics using a benchmark provided by the Electricity Storage Association (ESA). It can be easily noted that the map is clearly divided in two main parts: electrochemical solutions on the left side with life cycle below 10'000 cycles, and the storage solutions based on reversible physics on the right side, with life cycle above 10'000 cycles. HyPES systems belong to this second category and its higher life expectancy provides real cost advantage as presented in section 3.3.

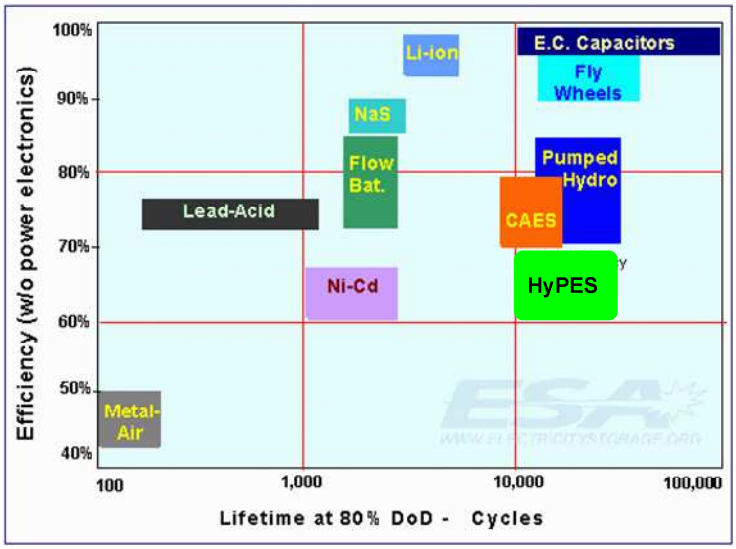


Figure 1: HyPES positioning with regard to life cycle and efficiency. (Source: ESA & Enairys).

8.3.2 Capital cost per unit power and unit energy

It is difficult at the current product development stage where some manufacturing processes are still under evaluation to provide relevant cost information on HyPES systems. Nevertheless, a first estimation of the capital cost for HyPES systems, as well as the expected evolution of this cost between the pilot state and the commercial state, is presented in Figure 2 using a benchmark provided by the Electricity Storage Association (ESA).

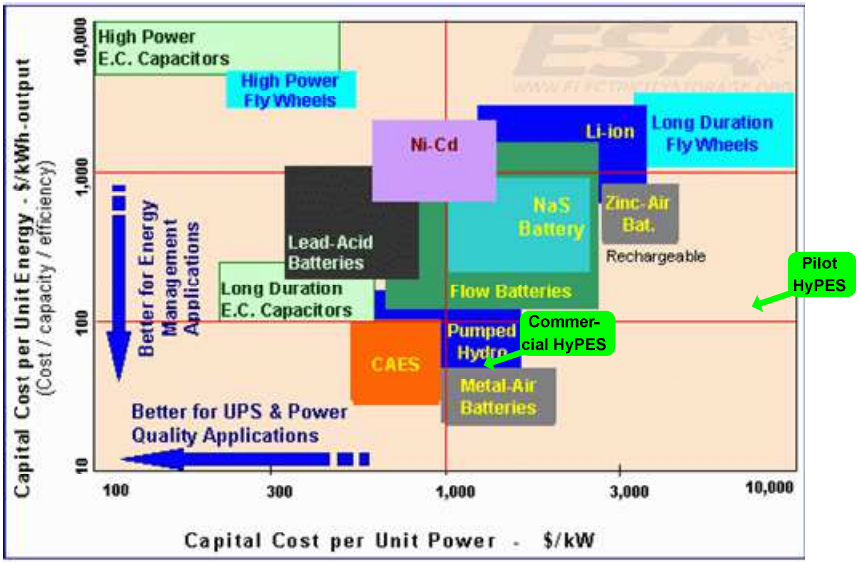


Figure 2: HyPES positioning with regard to capital cost. (Source: ESA & Enairys).

The figure presents the capital cost per unit energy and the capital cost per unit power separately, what is quite suitable for the structure of HyPES where these two parts are physically separated.

- The capital cost per unit energy is mainly determined by the cost of the storage unit which is made of bundles of high pressure cylinders. This cost lies in the range 200 – 300 $/kWh for the pilot system currently under construction for a working pressure of 200bar. It is estimated that this cost can be divided by a factor of 2 to 3 for the commercial products mainly because of the economy of scale related to the mass production of about 1000 units/year. In addition Enairys intends to increase the working pressure of its systems, which will reduce the size of the storage unit and consequently the capital cost per unit energy far below $100/kWh.
- The capital cost per unit power is mainly determined by the cost of the conversion unit. This is the main innovative and most expensive part of the system. It contents some custom components that are challenging to manufacture. The cost per unit power for the low power pilot systems currently under construction lies in the range 10k – 15k $/kW. This is mainly due to the high cost for tooling and machine settings in unit production.

  There is a big potential to reduce this cost by a factor of ~10 simply through economy of scale related to mass production of commercial units. The capital cost per kW of low power HyPES system in steady commercial phase is estimated to range between 1500 – 3000 $/kW for an annual production of about 1000 units per year. This cost could be further reduced below the threshold of 1000 $/kW like for classical CAES in two ways:

  - Firstly by increasing the volume of annual production to several thousand units, which is possible given the size of the market. In that range the main limiting factor would be the steel price.
  - Secondly by increasing the power rating of the systems to address high power market segments, as already provided in Enairys' development plan.

8.3.3 Energy cost per cycle

Per-cycle cost can be the best way to evaluate the cost of storing energy in a frequent charge/discharge application, such as load levelling. Figure 3 shows HyPES positioning with regard to the capital component of this cost, taking into account the impact of cycle life and efficiency. For a more complete per-cycle cost, one needs to also consider O&M, disposal, replacement and other ownership expenses, which may not be known for emerging technologies like HyPES.

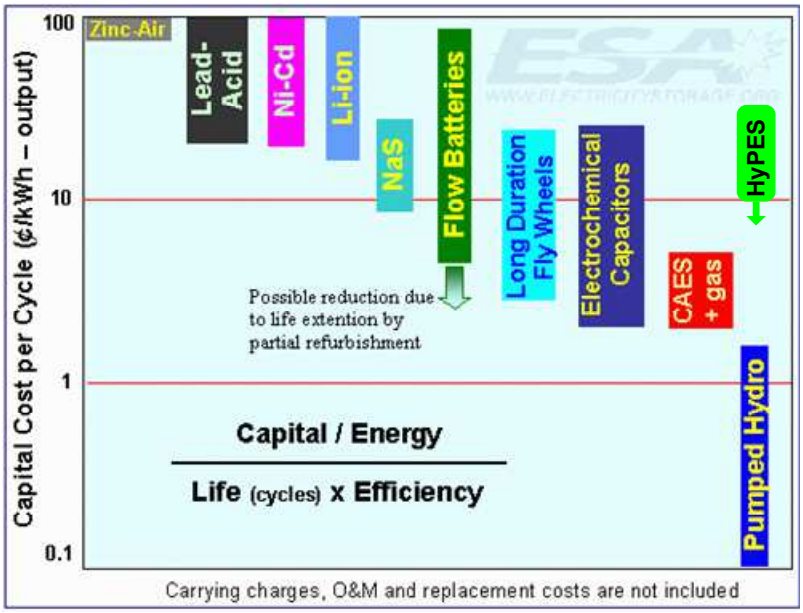


Figure 3: HyPES positioning with regard to the energy cost per cycle. (Source: ESA & Enairys).

Assuming a capital cost per unit energy ranging from 1500 to 3000 $/kWh, a round trip efficiency of 70% and a life of 15'000 cycles, the energy cost per cycle for HyPES system would be estimated today to range from 0.14$/kWh to 0.28 $/kWh. There exists a real potential to reduce the cost below the threshold of 0.10 $/kWh through the reduction of the capital per unit energy by means of the aforementioned increase in annual production volume and power ratings of the system.

8.4 Conclusions

The presented cost estimations are based on incomplete information available on today particularities regarding the manufacturing and mass production of HyPES system by giving the current development stage of the technology. Therefore some error margins of costs should be considered when using the given figures and diagram windows.

9 Deliverable D4.3 - Connecting costs, electricity pricing and detailed financing

NEUE ENERGIEN 2020

Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

STOR-E

Advanced Electrical Storage Facilities to become Economically and Environmentally

Projektnummer: 829929

Deliverable D4.3
Report on Economics of Energy Storage

Datum: 31/07/2013

Verantwortlicher Projektpartner: iC Ces GesmbH

Content

9 Deliverable D4.3 - Connecting costs, electricity pricing and detailed financing.....189
Content 190
9.1 Introduction.....191
9.2 Relevant Parameters.....192
9.3 Simulation of Photovoltaic Installation (PV).....193
9.3.1 Parameters in the Simulation.....194
9.3.2 Simulation.....196
9.3.3 Results 196

9.1 Introduction

Electric energy has to be stored whenever production and demand are not congruent. The production cannot always be controlled to meet the needs because of external circumstances, e.g.:

renewable energies (photo voltaic, wind, …)
energy recuperation
uninterruptable power supply (UPS): power interruptions or shortages
peak loads
restrictions in control of power stations: start up time, response time to load changes, …
Energy can be stored in the following forms:

electrical
- electric field: (super) capacitors
- electromagnetic field: superconducting coil

mechanical
- kinetic energy (energy of motion): flywheel
- potential energy: spring, pumped storage, reservoir, compressed air energy storage, potential energy storage
- fuel storage (tank)

chemical
- inorganic: galvanic cell (battery, battery), redox flow cell, hydrogen
- organic: chemical hydrogen storage, energy storage in the body, such as: adenosine diphosphate (ADP), adenosine triphosphate (ATP), adenosine monophosphate (AMP), glycogen, carbohydrates, fats

thermochemical: sorption
thermal
- capacitive (sensitive) or latency heat and cold storage

relativistic

$$E = \frac{m \cdot c^2}{\sqrt{1 - \frac{v^2}{c^2}}} \approx m \cdot c^2 + \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 = E_0 + \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$$

E ... energy, E_0 ... rest energy, m ... mass, c ... the speed of light, v ... speed, the approximation is valid for $v \ll c$.

quantum mechanical

$$E_{Photon} = h \cdot \nu$$

h ... Planck's constant, ν ... frequency

For storing electrical energy – where the charging and discharging should be done with electrical energy – not any storage is suitable, as there are not effective procedures for energy conversion at any power rating available. Also energy and even chemical substances cannot be stored without losses.

So for a given storage problem the best solution has to be found. The approach of this study is to compare different versions:

different storage systems
different sizes of storage or alternative energy production
Goal is to develop a simulation model, which can be used to compare different solutions.

9.2 Relevant Parameters

Some important parameters for selecting the right energy storage system are:

energy content of the storage [Wh]
power rating at loading and unloading [W]
stress resistance against load changes
charge and discharge characteristics
form of power at interface (electric, mechanic, …)
energy and power density (volumetric [Wh/m^3] respectively [W/m^3] or gravimetric [Wh/kg] respectively [W/kg])
efficiency [%], losses (self-discharge rate), energy demand in stand by
service life [years] or [cycles] or [Wh]
response time (reaction time to load changes) [s]
operation temperature [°C]
safety and health for people and environment
emissions
black start capability
necessary maintenance effort
detection of state of operation and charge
recycling
sustainability
investment and operational cost
size and weight of storage system
availability on the market
compliance with local regulations and laws
storage type (electrical, mechanical: potential or kinetic, chemical, thermal, …)
There is no perfect storage, which can be applied for all storage problems. Therefore the optimal solution has to be found for each single case. The best storage solution can be further optimised by variation of the variable parameters.

Many of the listed parameters cannot at all or easily be included in a system model, for example environmental impact or the selection of a storage system. They can be evaluated e.g. in a SWOT (**S**trengths, **W**eaknesses, **O**pportunities and **T**hreats) analyses.

In an economic analysis the investment and operational cost as well as the losses of the storage system have to be compensated by savings. These might be generated by:

price difference of own power production cost against buying from the marked
reduction of “use of system and transmission loss charges”
shaving of peak loads, leveling of load
reduction of losses or higher efficiency by changing the storage system
reduction of re-investment cost because of longer service life of the new storage system
reduction of investment cost, because a new supply line from the grid is substituted by the storage system

In the calculation of the benefit of the integration of a storage system the following parameters are dependent on time or other variables:

energy price: day time, peak load
charge for net usage: day time, season (summer / winter), peak load
load (power demand): day time, weekday, season, state of charge
energy production (alternative energy or energy recuperation): day time, season, system status (energy recuperation), environment and climate (alternative energy: sunshine, radiation, temperature, wind, …), state of charge
storage efficiency: state of charge

In order to calculate the influence of all these variables the simulation must cover at least one complete cycle. How long one cycle is depends on the system under consideration. For a photovoltaic installation the cycle would be one year, for an energy recuperation system the cycle might be significantly shorter.

9.3 Simulation of Photovoltaic Installation (PV)

A simulation tool based on Microsoft Excel was developed to simulate the energy flow in a photovoltaic installation. The simulation compares the operation of the PV with and without an energy storage system. By variation of parameters the optimal size of the PV system and the storage can be found with a given load curve and PV yield curve for the given location.

In the simulation tool different the load profile can be chosen from a standard load profiles[25] database, or a project specific load profile can be added.

[25] APCS Power Clearing and Settlement AG: Synthetische Lastprofile. Downloaded from http://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile on 14.08.2012. Vienna, 2012.

The yield curves of PV may be selected from the standard profiles database. Alternatively and of course more accurate yield curves may be imported from other simulation software as for example PV Sol, which evaluate the yield curve based on the meteorological data of the given location.

9.3.1 Parameters in the Simulation

The following input parameters can be varied for each simulation run:

load profile
PV yield profile
factor (multiplier) from standard profile to real profile for load profile
factor (multiplier) from standard profile to real profile for PV yield profile
start of operation of storage system [date]
end of operation of storage system [date]
state of charge at start-point [%]
charge efficiency dependant on state of charge [%]
discharge efficiency dependant on state of charge [%]
own consumption (loss) [kW]
number of storage modules [–]
storage capacity [kWh]
charge capacity (motor power) [kW]
discharge capacity (generator power) [kW]
energy price purchase [€/kWh]
energy price sell [€/kWh]
net usage charge:
- power charge [€-ct/kW]
- power charge [€-ct/year]
- energy charge [€-ct/kWh]: summer / winter, day / night time
- net loss charge [€-ct/kWh]
- grid provision and access charge [€/kW]
- measuring charge [€/month]

electricity tax [€-ct/kWh]
green electricity charge [€/year]
green electricity funding [%]
community levy (utilization tax) [%]
value added tax [%]

Different sets of parameters can be stored and activated for the simulation run. This way different setups can be compared easily. The simulation tool can generate a result table of yearly totals of different parameter sets. By generating parameter sets with only one parameter varying the influence of this one parameter can be shown clearly and the optimal value can be evaluated.

9.3.1.1 Load Profiles

The load and yield curves are selected from a database. As the standard load curves are normalized to a yearly energy sum of 1000 kWh they must be converted to the real load curve by multiplication with a factor. For the yield curves this factor can also be used for finding the optimal size of the PV system.

9.3.1.2 Storage System

During winter the yield of the PV system might be significantly lower than the power demand, because of the low irradiation the PV system does not generate much power while more electricity is needed for lighting and heating. So during winter period the storage system might not be needed at all or it produces higher costs through losses than it savings. Therefore it can be more efficient to start the storage system e.g. on March 1st and shut it off on August 31st.

Also the start-up storage state can be defined with a parameter.

9.3.1.3 Storage System

The storage system is defined by the storage capacity (energy content of the storage), the motor power (max. charge power), the generator power (max. discharge power), the efficiency and the losses.

The losses sum up from the self-discharge and the power demand of the storage system, e.g. for the control system etc.

The efficiency $\eta[\%]$ can be defined separately for charging and discharging as a polynomial curve of 2nd depending on the state of charge.

$$\eta_i[\%] = a_i \cdot e^2 + b_i \cdot e + c_i$$

where

e … state of charge

a_i, b_i, c_i… constants

i…charge = in / discharge = out

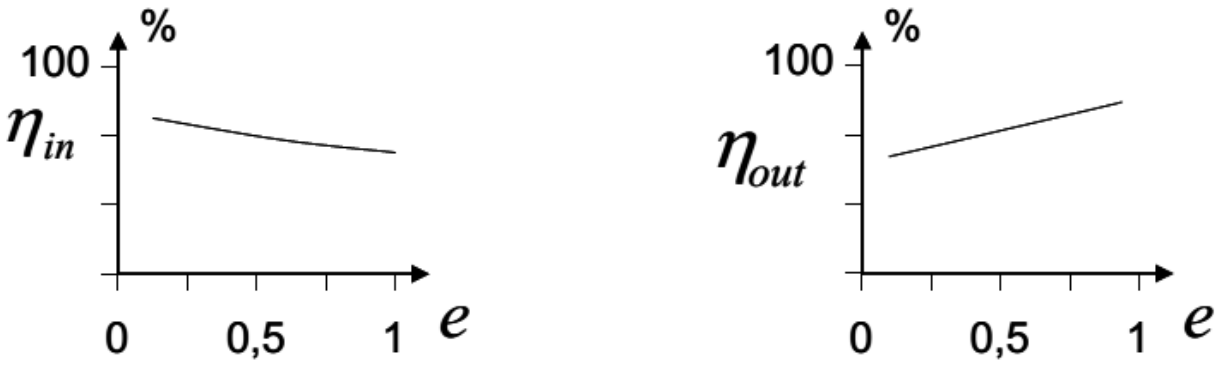


Figure 1: efficiency curve for charge and discharge

These curves can be approximated by the following polynom, giving the constants a_i, b_i, c_i

$$\eta_{in}[\%] = 8\% \cdot e^2 - 28\% \cdot e + 78\%$$

$$\eta_{out}[\%] = 0{,}57\% \cdot e^2 + 30{,}43\% \cdot e + 52{,}97\%$$

The overall efficiency (neglecting the losses during storage) is given by

$$\eta_{total}[\%] = \eta_{in} \cdot \eta_{out} = -0{,}34\% \cdot e^2 + 7{,}64\% \cdot e + 41{,}36\%$$

which results for the given example to 41,4% for the empty storage and 48,7% if the storage is full.

If for another storage system the efficiency is independent from the state of charge, $a_i = b_i = 0$.

9.3.1.4 Energy Price

Electric energy is usually invoiced by the energy delivered. Energy price is negotiated for electricity obtained (from the net) and delivered (from PV to the net) separately.

9.3.1.5 Grid Usage

The grid usage charges are in Austria defined by law[26] and consist of several parts. The charges depend on voltage level of the connection point, area, season (winter / summer), time of day (day / night), energy obtained, energy delivered, peak power, connection rating etc.

These charges cover the costs of the grid operator and the net losses.

Additionally a fee for the measurement services is charged.

For funding the green electricity system a percentage is added to the grid usage charges.

An electricity tax, value added tax and in some towns (e.g. Vienna) a community levy are added to the price.

9.3.2 Simulation

The simulation calculates the energy flow on an hourly basis. The by the PV produced energy is used to cover in-house needs, first of all the losses of the storage system. Surplus energy is loaded into the storage system. If the storage is fully charged, any further surplus is feed into the grid.

Whenever the PV does not deliver excess power, the stored energy is used to cover for the storage system losses and the power demand.

If the energy storage is empty additional power must be purchased from the grid to keep the storage system operational and online.

9.3.3 Results

The results of the simulation are:

[26] Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2013 (SNE-VO 2012-Novelle 2013), BGBl. II Nr. 440/2011

overall (yearly) energy demand and production with and without storage
energy purchased from and feed into the grid
minimum and maximum power
(overall) storage usage
energy consumption of storage system (losses)
energy fee
net usage charges
The simulation shows comparative the energy flow of the system with and without a storage system. The energy cost and revenues as well as the net usage charges are compared and earnings respectively losses are shown.

Other costs than energy and energy related costs like operational costs or investment costs are not are not covered by this simulation. These costs are object of the business plan, as they do not directly depend on the energy flow in the system.

The presented model can be used to optimize the size of the alternative energy production, the size of the storage system and to compare different storage systems. By varying the different parameters of the model the most economical combination of parameter values can be evaluated.

10 Deliverable D4.4 - Proof of particular feasibilities

NEUE ENERGIEN 2020

Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

STOR-E

Advanced Electrical Storage Facilities to become Economically and Environmentally

Projektnummer: 829929

Deliverable D4.4
Report on Suitable STOR-E Solutions

Datum: 31/07/2013

Verantwortlicher Projektpartner: iC Ces GesmbH

Content

10 Deliverable D4.4 - Proof of particular feasibilities 198
Content 199
10.1 Summary 200
10.2 DEMO SITE FRUTURA OBST & GEMÜSE KOMPETENZZENTRUM GMBH 200
10.3 DEMO SITE GAUGL METALLHANDEL GMBH 206
10.3.1 PV Plant Size 208
10.3.2 Storage Size 208
10.3.3 Peak Load Limitation 210
10.4 DEMO SITE ÖKOPARK HARTBERG OFFICE BUILDING 213
10.5 DEMO SITE DOMESTIC HOME 214
10.6 Conclusions 216

10.1 Summary

With the simulation tool presented in D4.3 different constellations of power demand, photovoltaic electricity production and storage sizes are modelled. Economic interesting systems are evaluated more detailed.

10.2 DEMO SITE FRUTURA OBST & GEMÜSE KOMPETENZZENTRUM GMBH

Frutura is a service-provider of fresh fruit and vegetables. Headquarter and logistic centre of the company are located in Hartl bei Kaindorf, Styria, Austria.

The installed PV system delivers approximately 6,5 % of the power needed. All produced electricity is directly used in the system, a storage is not needed at all. The simulation shows, that the storage system is used once a year for some hours, when there is no power demand at all. This might be a black out of the whole facility or of the measurement system.

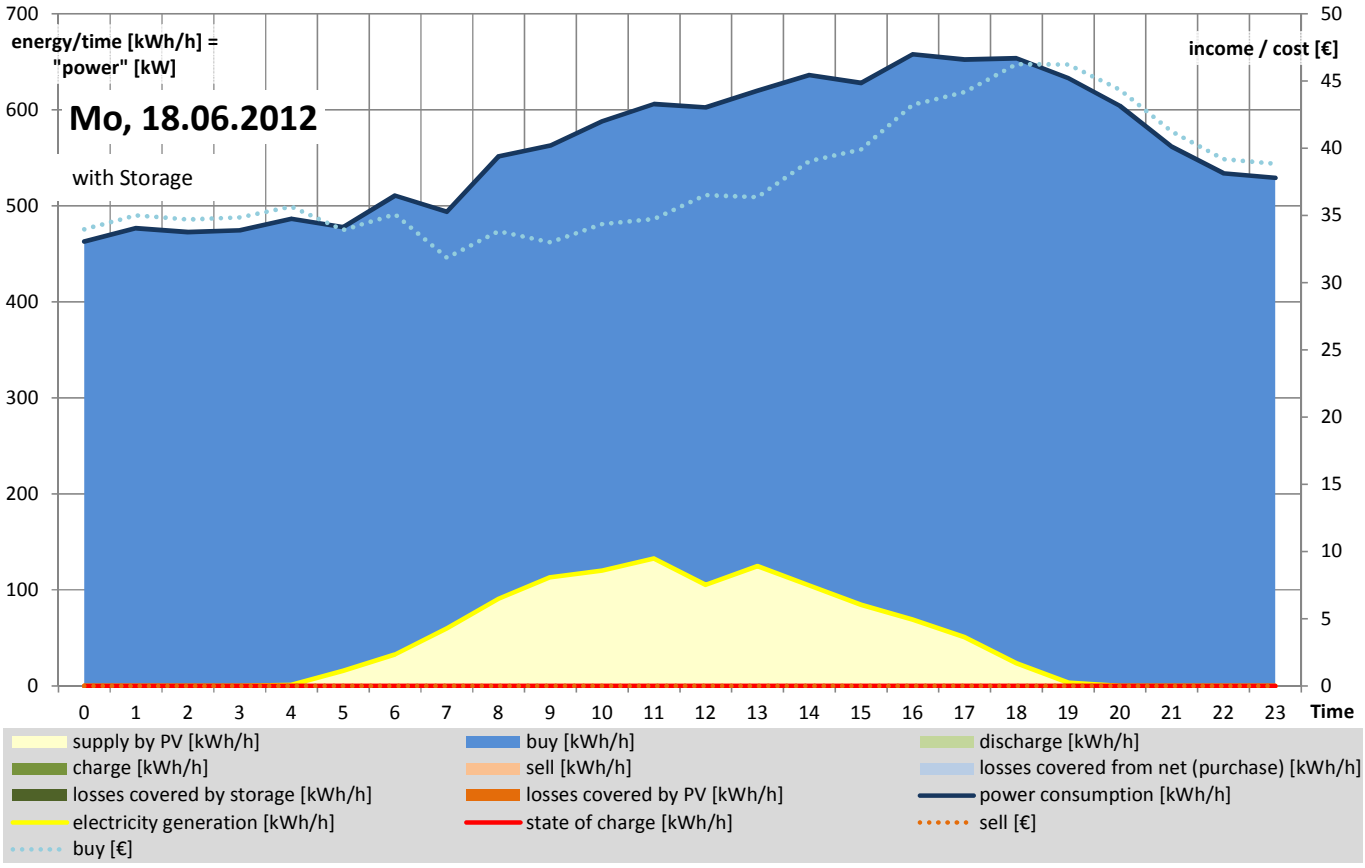


Figure 2: Frutura – Power consumption, production, usage with storage

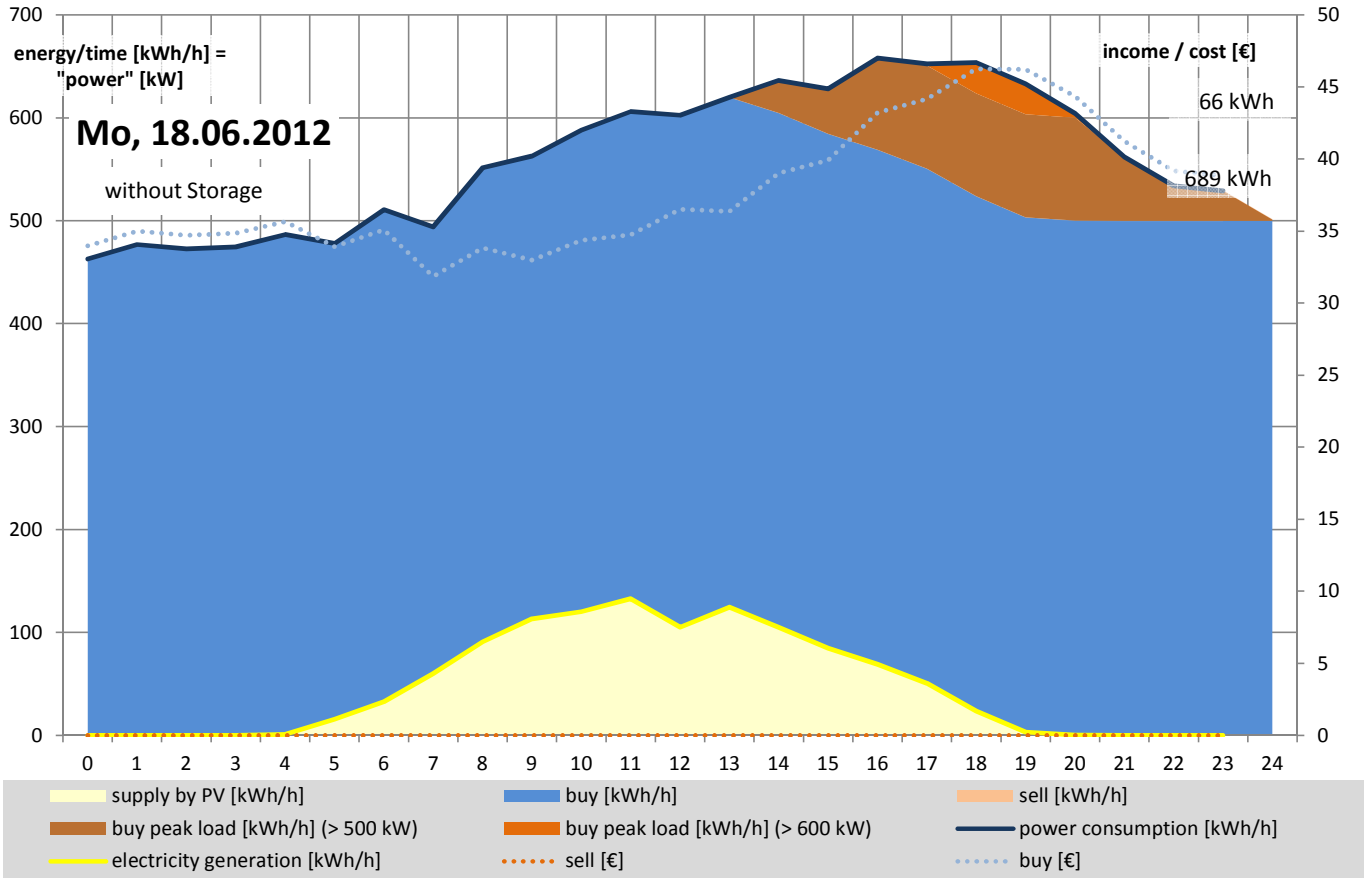


Figure 3: Frutura – Power consumption, production, usage without storage

On a normal, sunny summer day like on June 18th there is no difference between the curves of the systems with (figure 2) and without (figure 3) storage system. The brown and orange areas in figure 3 are part of the blue area, as it is also energy to be purchased from the grid.

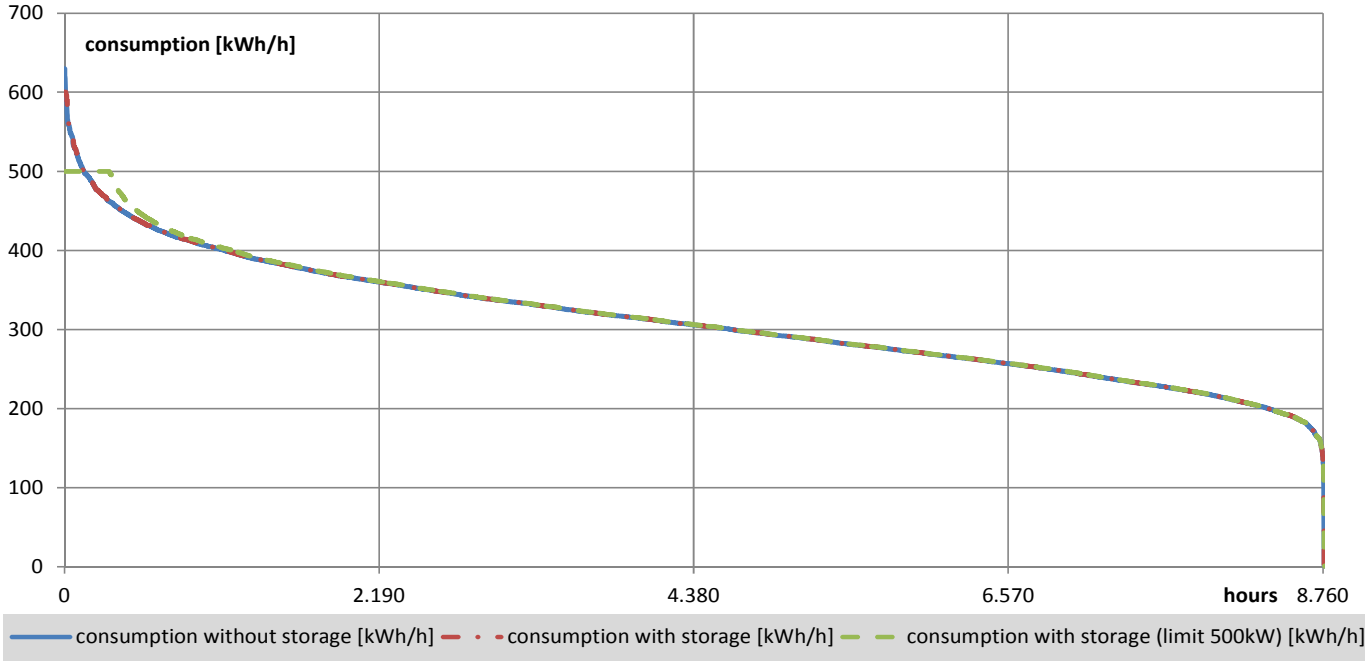


Figure 4: Frutura – Power load curve

Figure 4 shows the demand curve ordered by power demand for the system without storage, with a small storage system and a limitation to 600 kW and the big storage system, which is necessary to limit the peak load to 500 kW.

The only point which gives economic benefit is to reduce the peak load by taking energy from the storage whenever the power demand exceeds a specific limit. Thereby grid usage charges can be reduced. Figure 3 shows the amount of energy which would be needed in the storage to limit the supply from the grid to 600 kW (66 kWh) or even 500 kW (689 kWh necessary in storage for this day).

If the storage size is 100 kWh the limitation may be drawn at 600 kW (exceeded for 7 hours/year, see figure 4). The peak load is reduced from 630 kW to 600 kW which results in a reduction of the grid usage fee of 1.760 €/year. The energy cost for operating the storage system (losses and charging) sums up to approximately 65 €/year. So the overall savings account approximately 1.695 €/year. Figure 5 shows the operation and effect of the storage for one specific day.

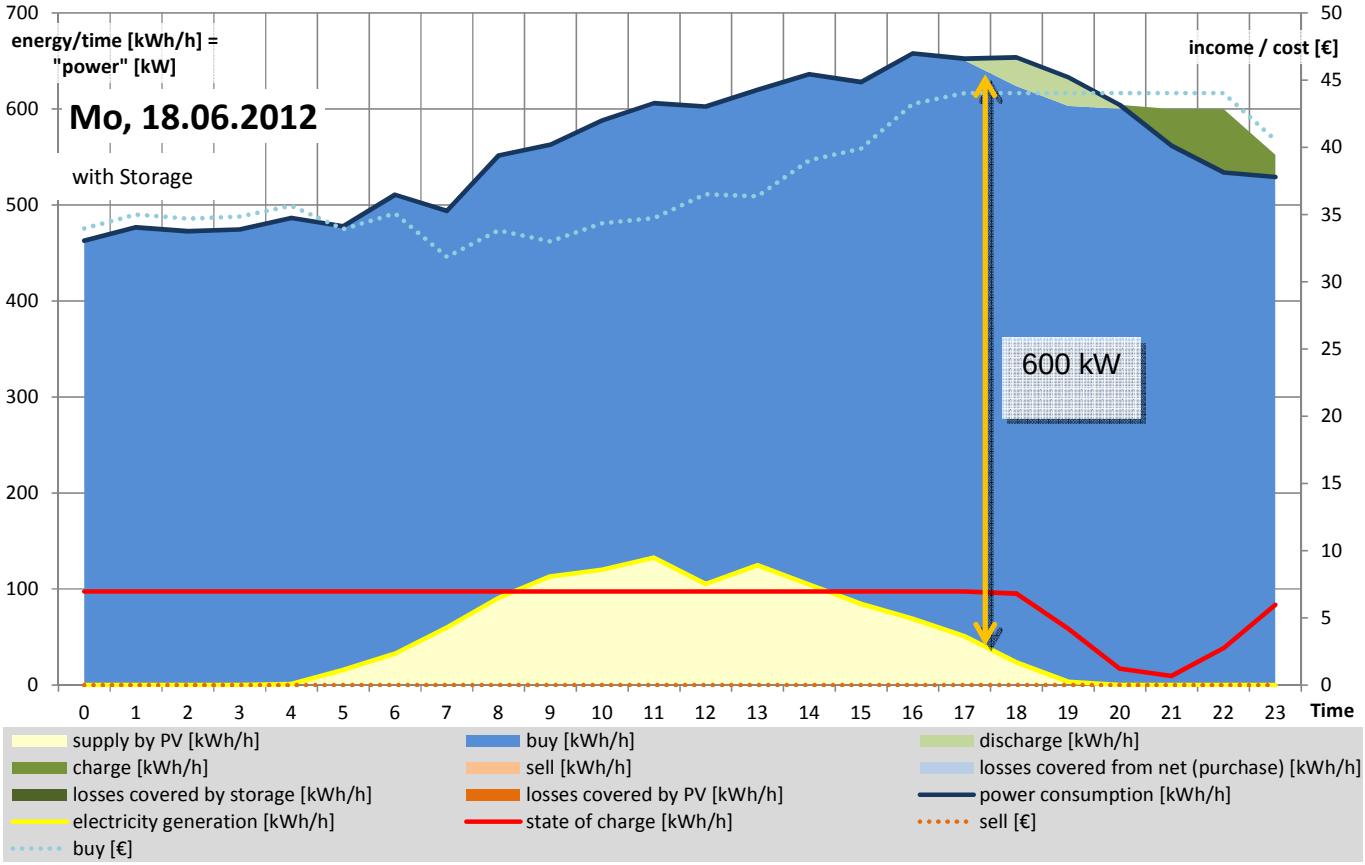


Figure 5: Frutura – Power consumption, production, usage with storage for peak load reduction to 600 kW

To limit the peak load to 500 kW (exceeded for 135 hours/year) an energy storage for 3.500 kWh would be needed, because of the longest period of consumption beyond 500 kW. The energy cost for operating the storage sums up to 685 €/year, the grid usage fee is reduced by 7.570 €/year. The yearly savings are 6.885 €. Figure 6 shows the operation and effect of the storage for one specific day.

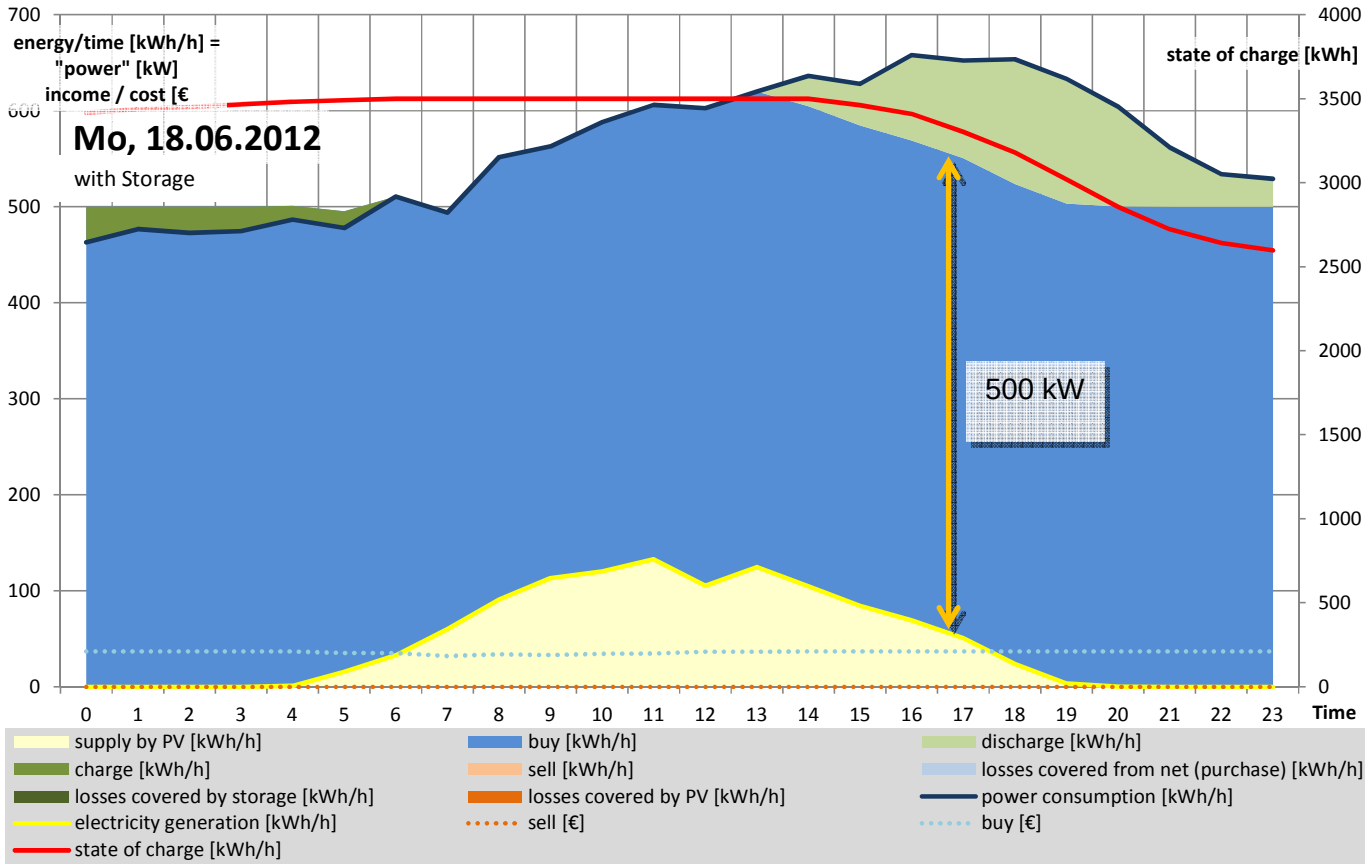


Figure 6: Frutura – Power consumption, production, usage with storage for peak load reduction to 500 kW

For the demo site Frutura three different scenarios have been simulated.

1. Usage of storage
2. Limitation of peak load from grid (“peak buy”) to 600 kW
3. Limitation of peak load from grid (“peak buy”) to 500 kW

Table 1: Frutura – simulation parameters

Simulation	storage only	peak limit 600 kW	peak limit 500 kW	unit
Peak load max. (0 = function deactivated)	0	600	500	kW
Min. charge for peak load	0%	98%	100%	%
charge only from PV	FALSE	FALSE	FALSE	–
start-up charge	5,00%	5,00%	50,00%	%
storage capacity	100	100	3.500	kWh
motor power	200	200	200	kW
generator power	200	200	200	kW
energy price (buy)	0,0734	0,0734	0,0734	€/kWh
energy price (sell)	0,0920655	0,0920655	0,0920655	€/kWh
grid usage fees	“Steiermark, Netzebene 5” (Styria, grid layer 5)			–
energy cost increase	3%	3%	3%	%/year
interest rate outside capital	5%	5%	5%	%/year
imputed interest rate	9%	9%	9%	%/year

The key parameters of the different simulation runs are given in table 1. Table 2 lists the results.

Table 2: Frutura – simulation results

Simulation	storage only		peak limit 600 kW		peak limit 500 kW		unit
Investment		1.000		12.222		49.598	€
Revenue		–65		1.696		6.884	€
interest rate	5	9	5	9	5	9	%
payback period	∞	∞	8,1	10	8,1	10	years
net present value (NPV)	–739	–1.739	6.939	19.161	77.755	28.156	€
internal rate of return (IRR)	–	–	15	9	15	9	%
earnings (after 10 years)	–2.561	–3.483	4.164	0	16.898	0	€

A “storage only” system does not give any benefit to the constellation at Frutura; it only brings additional losses, which have to be paid for. Therefore the integration of a storage system is not economically feasible, even if the system would cost as little as € 1.000. The payback period is infinite (green lines in figure 7).

If the storage system is used to limit the peak load from the grid to 600 kW, the system with a storage capacity of 100 kWh may cost up to 12.222 € in order to pay off after 10 years with an internal rate of return of 9 % (blue lines in figure 7).

A storage system with a capacity of 3.500 kWh may cost approx. 50.000 € for a payback period of 10 years with 9 % interest rate. With an interest rate of 5 % the payback period is 8,1 years and the earnings after 10 years 16.898 € (red lines in figure 7).

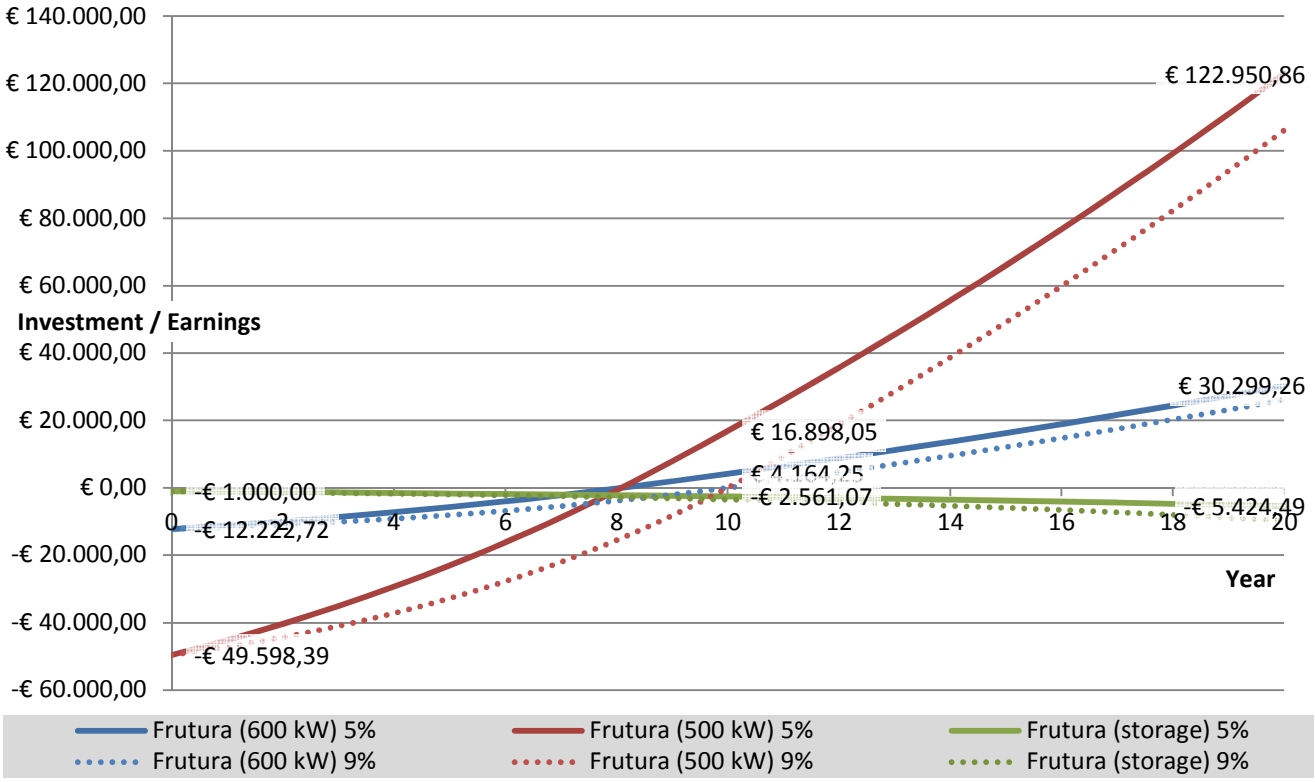


Figure 7: Frutura – economic feasibility

10.3 DEMO SITE GAUGL METALLHANDEL GMBH

"Gaugl" is a dismantling facility, scrap handling and metal trader. The installed PV system covers approx. 70 % of the energy demand. The consumption has two peaks every working day and a slump at lunch time when the sun shines stronges.

In this simulation only the summer half of the year with relevant electricity production in the PV plant is analysed, that is the time period from March 1st to August 31st. If not stated otherwise for a specific simulation run the simulation parameters are set as given in table 3.

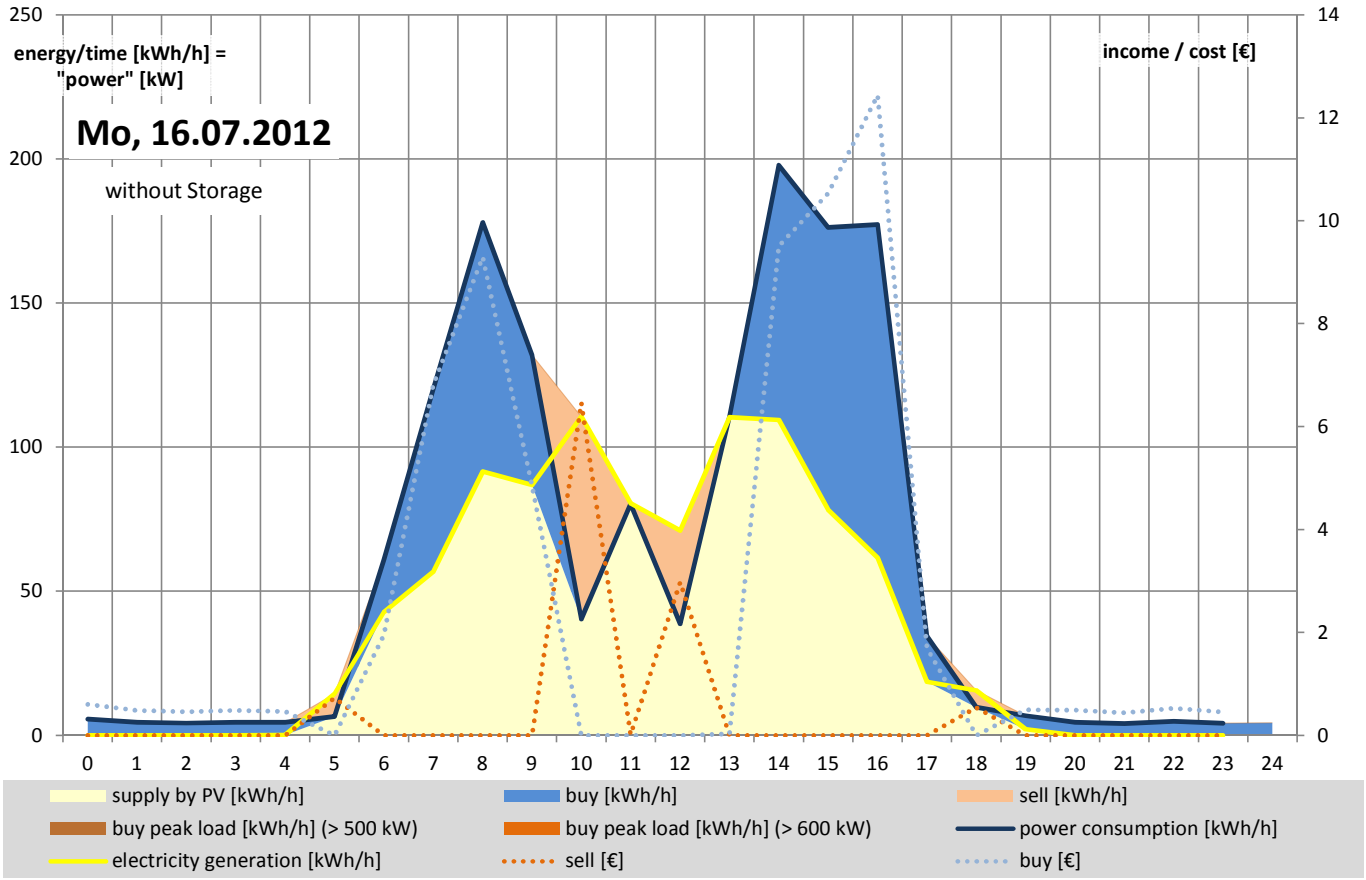


Figure 8: Gaugl – Power consumption, production, usage without storage

Table 3: Gaugl – simulation parameters

Simulation	Gaugl	unit
Peak load max. (0 = function deactivated)	0	kW
Min. charge for peak load	0%	%
charge only from PV	TRUE	–
start-up charge	0,00%	%
storage capacity	500	kWh
motor power	200	kW
generator power	200	kW
energy price (buy)	0,1075655	€/kWh
energy price (sell)	0,0920655	€/kWh
grid usage fees	“Steiermark, Netzebene 7” (Styria, grid layer 7)	–
energy cost increase	3%	%/year
interest rate outside capital	5%	%/year
imputed interest rate	9%	%/year

10.3.1 PV Plant Size

In a first step the optimal capacity of the PV plant was evaluated. The optimal plant has the highest outcome in relation to the investment cost. Assuming linear investment cost over the plant size the result is the blue curve in figure 9: the benefit of the PV plant over (yearly PV plant production / energy demand). The optimum is at about 85 %. The actual PV plant size is 69 %, which comes close to the optimal configuration. The following simulations therefore are based on the existing PV plant.

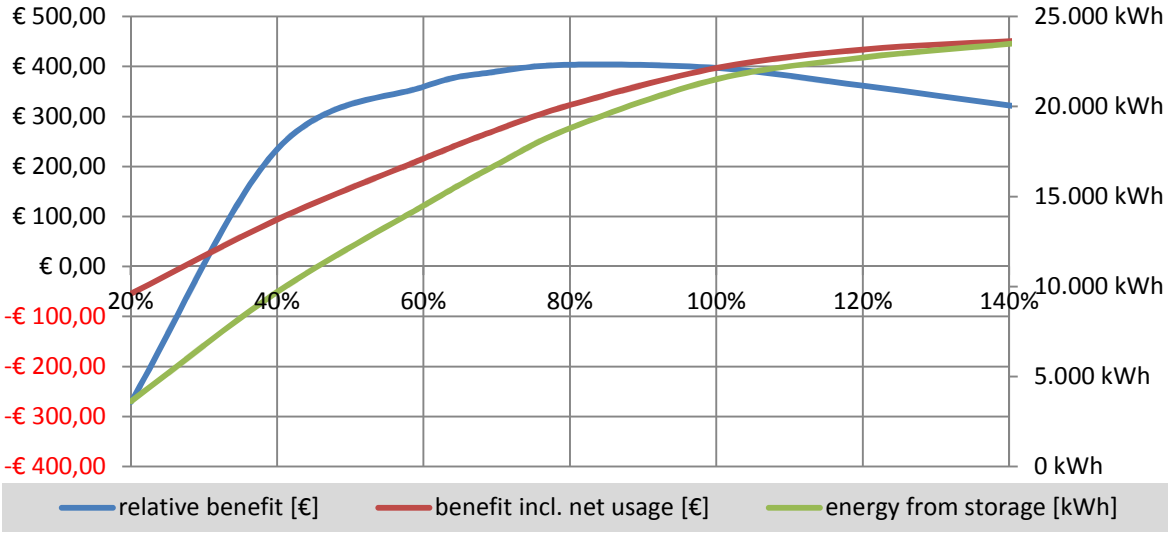


Figure 9: Gaugl – PV plant size

10.3.2 Storage Size

Instead of selling the energy produced by the PV during lunch break it can be stored in an energy storage system and used in-house in the afternoon. Also the energy from the PV system produced on weekend can be utilised within the facility.

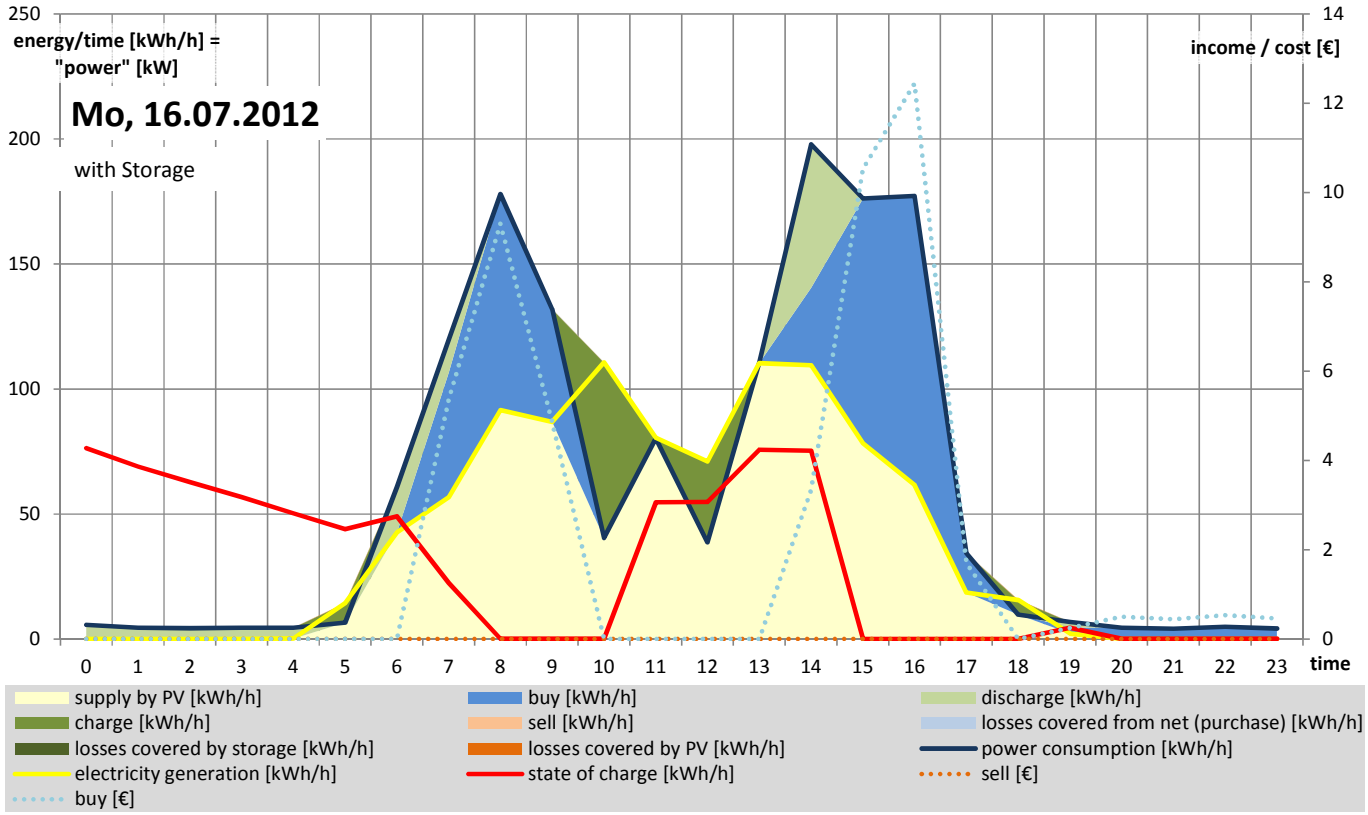


Figure 10: Gaugl – Power consumption, production, usage with storage

Different storage sizes from 5 to 1000 kWh were tested for the given constellation to find the perfect size.

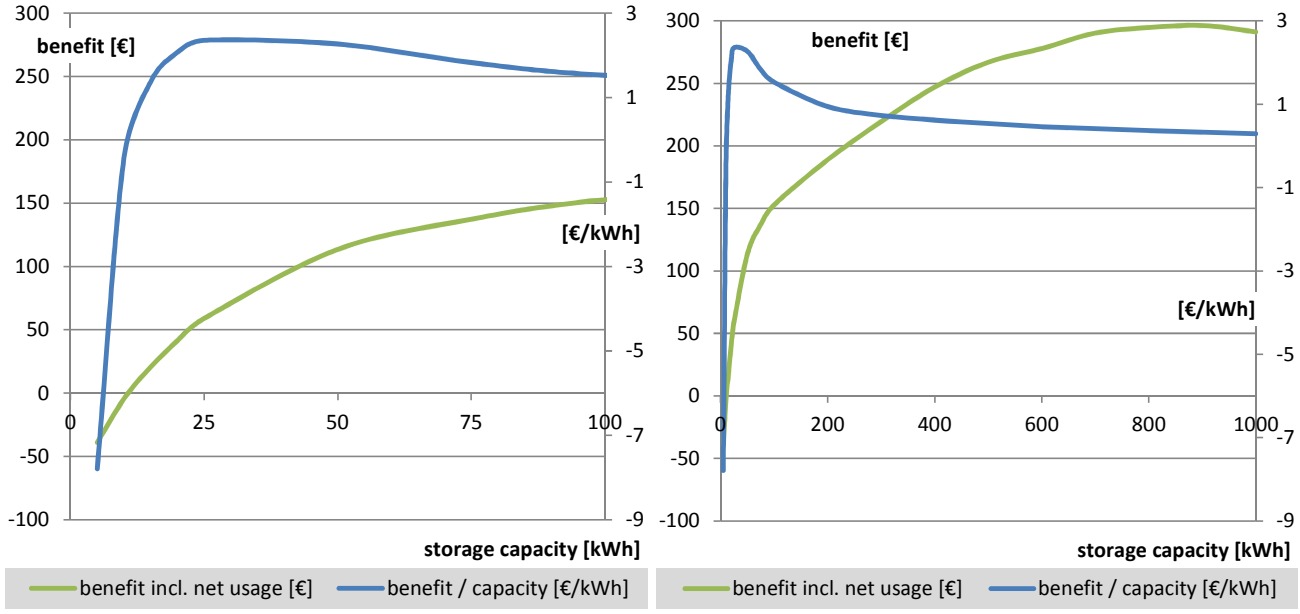


Figure 11: Gaugl – Benefits of storage

The savings which result from the storage with 100 kWh are approx. 150 €/year including the benefits from reduced grid usage. Even if the storage could keep 500 kWh the earnings are only 260 €/year. The highest benefit in absolute figures can be generated with a 900 kWh storage system: 296 €/year.

In relation to the storage capacity a storage system with 25–50 kWh would be the best solution. The benefit is as little as 60–110 €.

10.3.3 Peak Load Limitation

In order to gain more profit from the storage system, the peak supply from the grid must be reduced with the storage system.

The max. demand is approx. 300 kW. Figure 12 shows the load demand over hours. More than 202 kW are only needed for 9 hours.

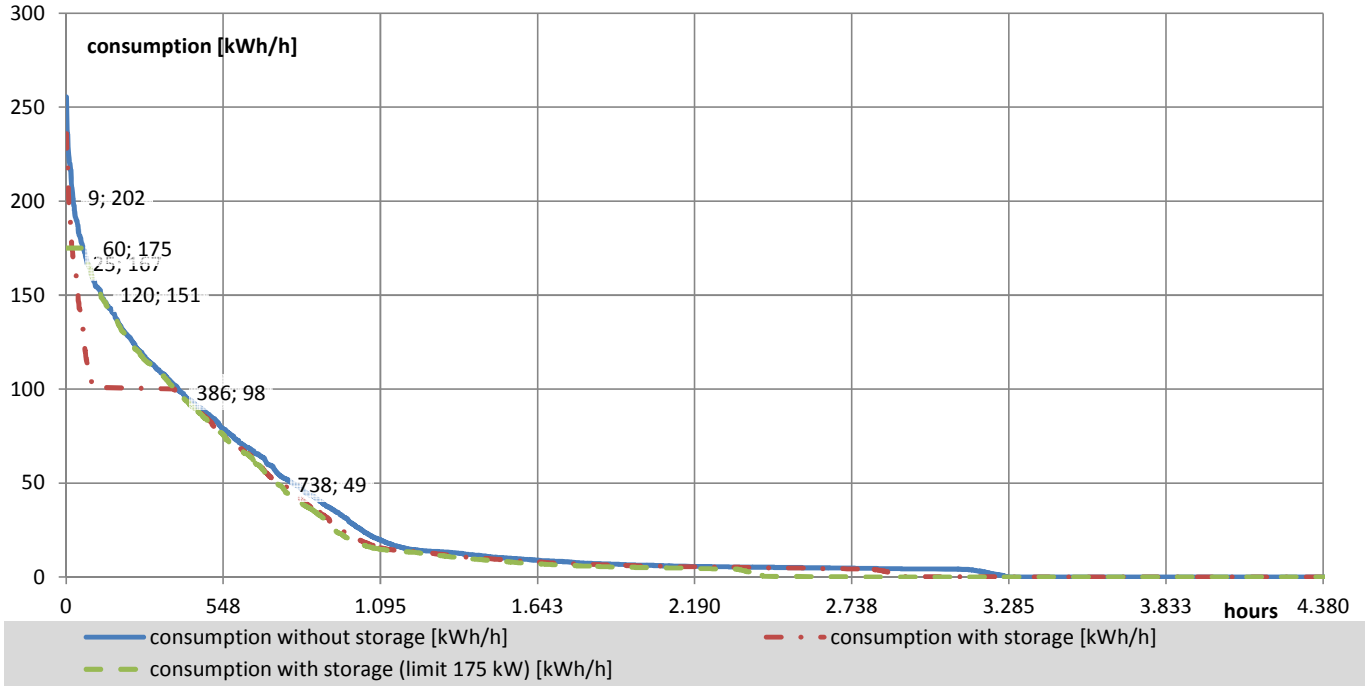


Figure 12: Gaugl – Power load curve

The green curve in figure 12 shows a working limitation to 175 kW, which is exceeded for 60 hours. The limitation to 100 kW is not working, because the selected capacity of the storage system is too small to satisfy the whole demand above 100 kW. Therefore the peak load from the grid is 250 kW again.

The capacity of the storage system has to be designed to fulfil the power and the energy (power × time) demand beyond the chosen limit. If the storage system is only charged with energy from the PV system the storage must have a greater capacity (figure 13) compared to a storage system, which may also be charged with electricity from the grid (figure 14).

In both cases the simulation shows no specific optimal storage size. The lower the peak load from the grid, the higher the necessary storage capacity (green line) and the higher the benefit from the storage

(blue line). The benefit in relation to the storage size is higher for smaller storage systems (red and orange lines).

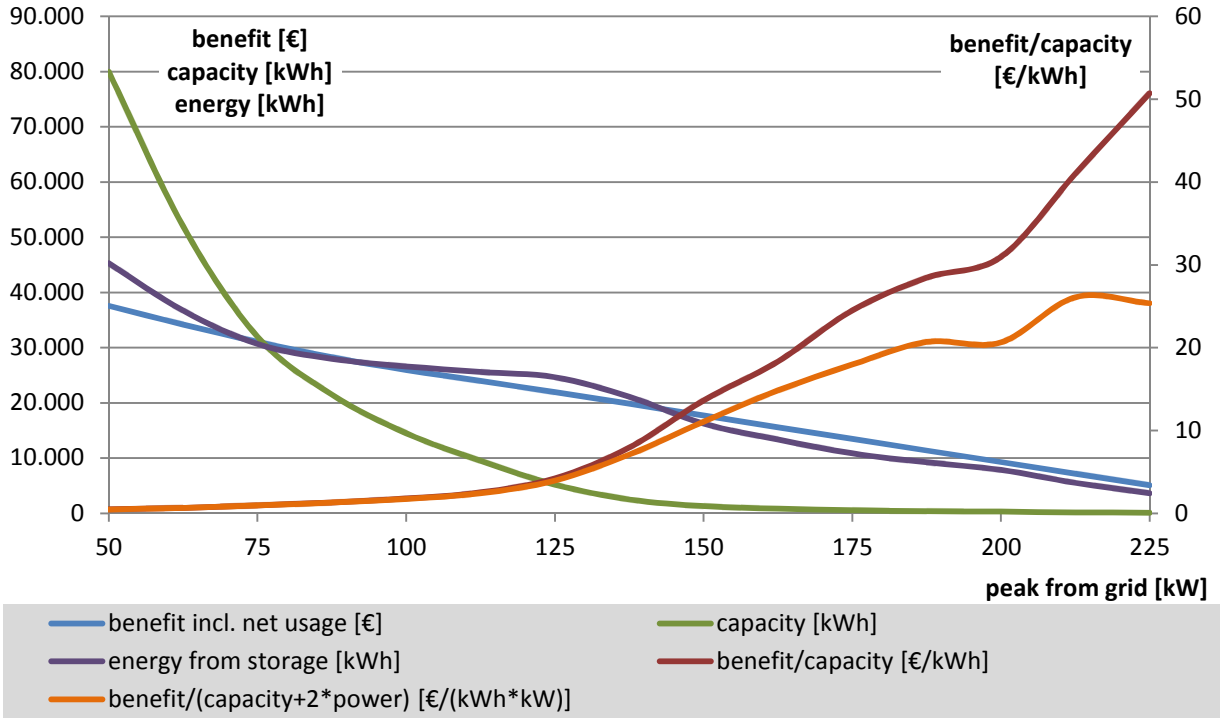


Figure 13: Gaugl – Benefits of peak load limitation (charging only with PV)

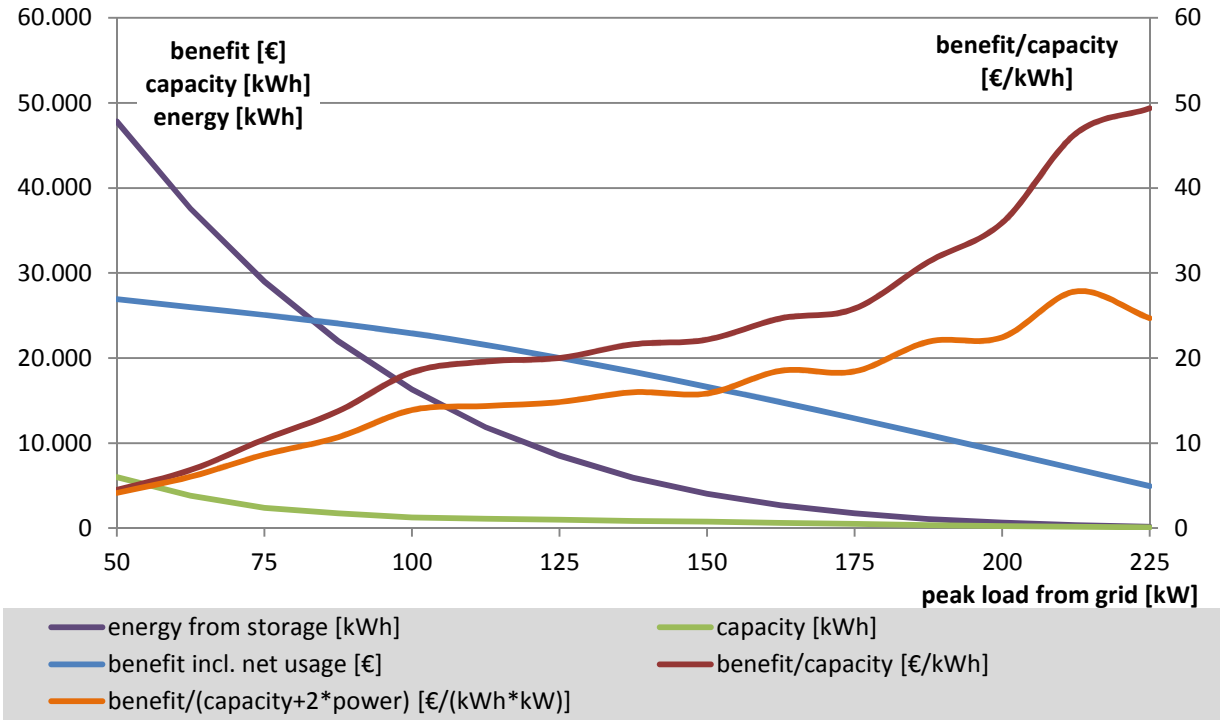


Figure 14: Gaugl – Benefits of peak load limitation (charging with PV and grid)

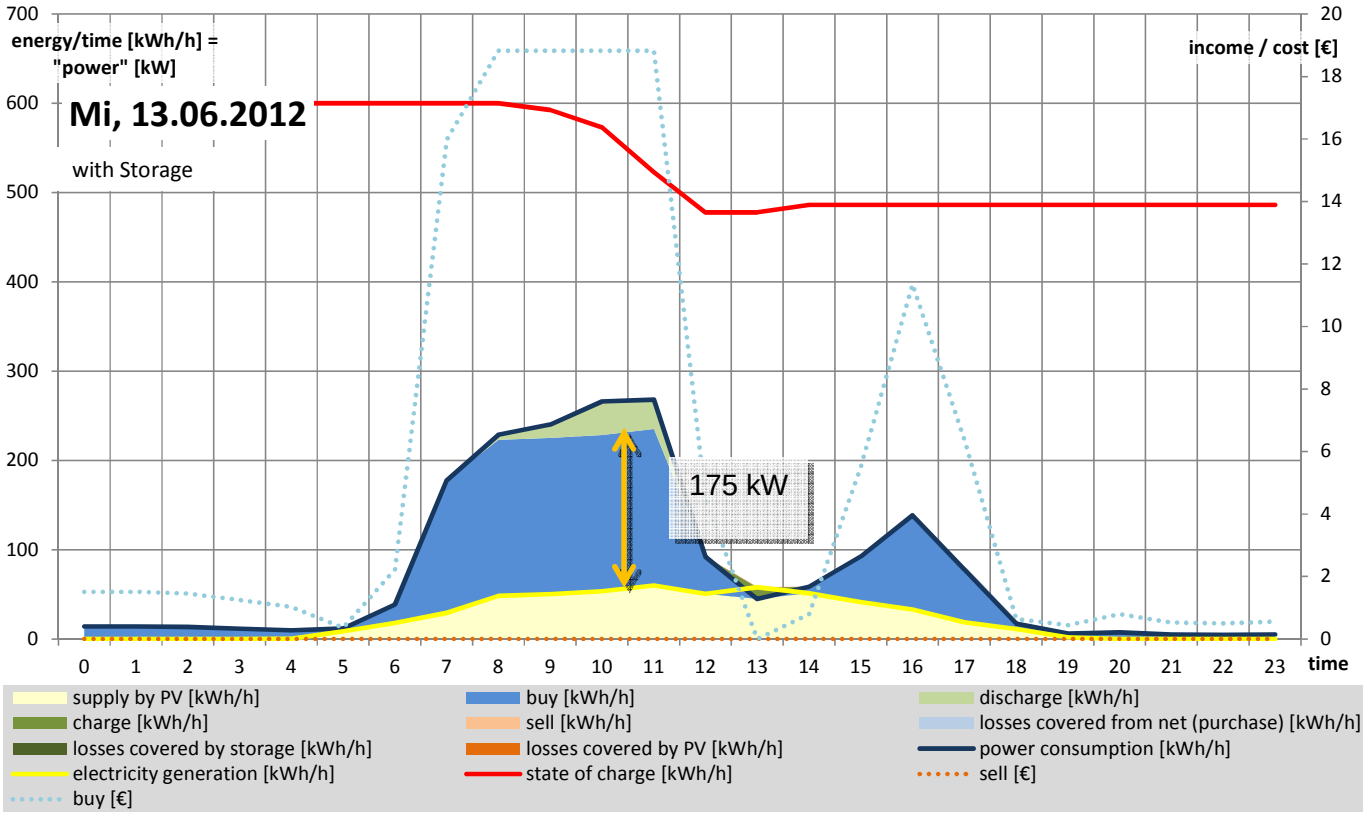


Figure 15: Gaugl – Power consumption, production, usage with storage for peak load reduction to 175 kW

In order to limit the peak load to 175 kW, which are exceeded for 59 hours/year (figure 12), a storage system with 500 kWh (or 550 kWh if only charged from the PV system) is necessary. The benefit of this system is approx. 13.000 €/year (13.500 €/year if only charged from PV) mainly due to the saving of grid usage cost. Figure 15 illustrates the mode of operation of this system configuration. The storage is charged with energy from the PV. The state of charge is kept above 75 % unless the power demand exceeds the power production from the PV system by more than 175 kW. Whenever this happens the energy from the storage is used to keep the demand from the grid below 175 kW.

Table 4: Gaugl – Economic simulation results

Simulation	storage only		peak limit 200 kW		peak limit 175 kW		unit
investment		1.933		66.884		49.598	€
revenue		268		9.283		6.884	€
interest rate	5	9	5	9	5	9	%
payback period	8,1	10	8,1	10	8,1	10	years
net present value (NPV)	3.030	1.097	104.853	37.969	77.755	28.156	€
internal rate of return (IRR)	15	9	15	9	15	9	%
earnings (after 10 years)	659	0	22.787	0	16.898	0	€

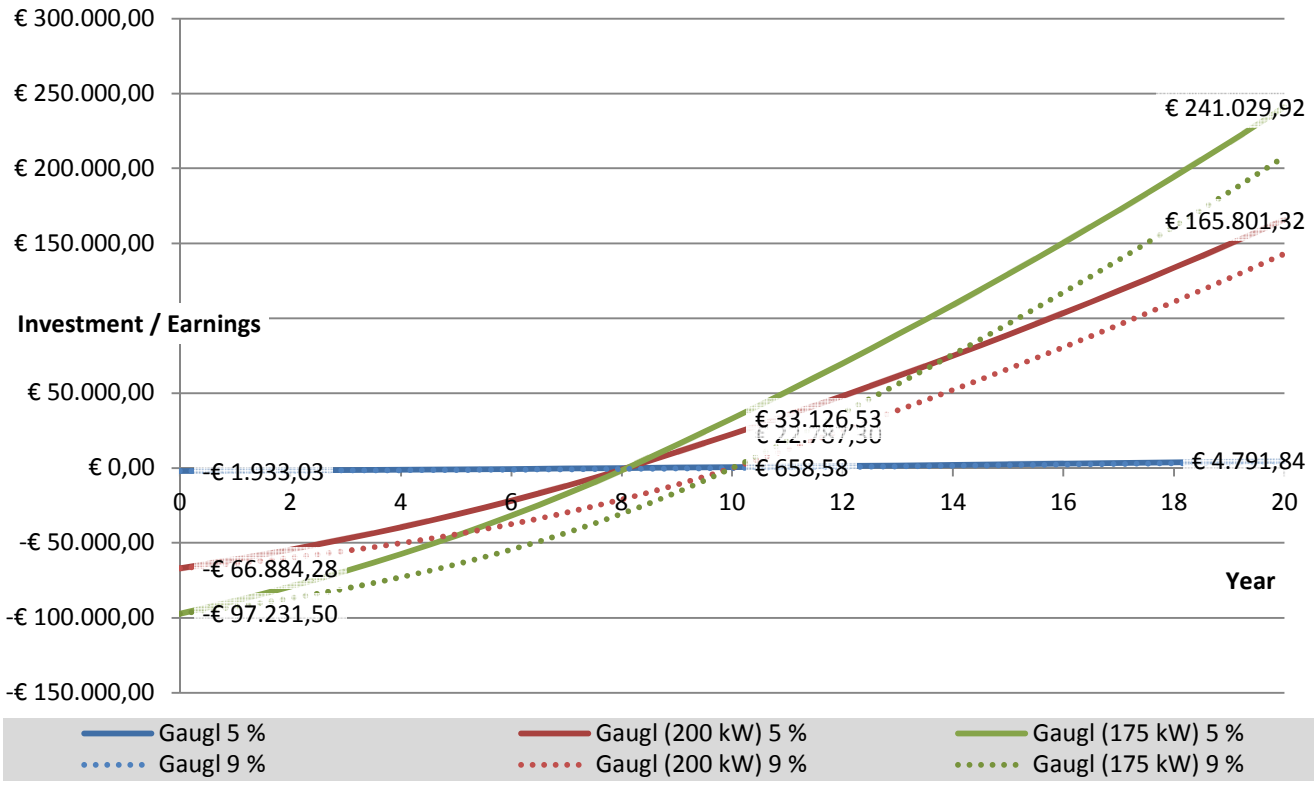


Figure 16: Gaugl – economic feasibility

10.4 DEMO SITE ÖKOPARK HARTBERG OFFICE BUILDING

The storage system at the demo site at the Ökopark Office Building in Hartberg has been installed for demonstration purposes. The simulation over a year of operation shows, that a storage system does not make sense from an economical point of view. The installed PV plant with a peak production of 4 kW_{peak} is rather small compared to the average power demand of 5,3 kW of the office building; the peak load is 15,6 kW, which is normally at lunch time during week days. The yearly energy consumption is 46,3 MWh.

So normally all produced energy from the PV plant runs straight to the consumers. There are only few hours per year, when the produced energy from the PV plant exceeds the power demand. This excess energy sums up to 6 kWh per year (worth 0,6 €), whereby the maximum feed to the grid is 1,5 kW.

A suitable storage system would have an energy loss (round-trip loss, standby energy consumption) of 470 kWh per year, which leads to operating costs of 78 € per year.

Because of the fact, that the PV plant is too small compared to the power demand, the economics are shown for a domestic home in the following chapter, where the PV plant with 4 kW_{peak} fits better.

10.5 DEMO SITE DOMESTIC HOME

The simulation shows an average household with a yearly energy consumption of 5 MWh and a PV plant with a peak power of 4 kW_{peak}.

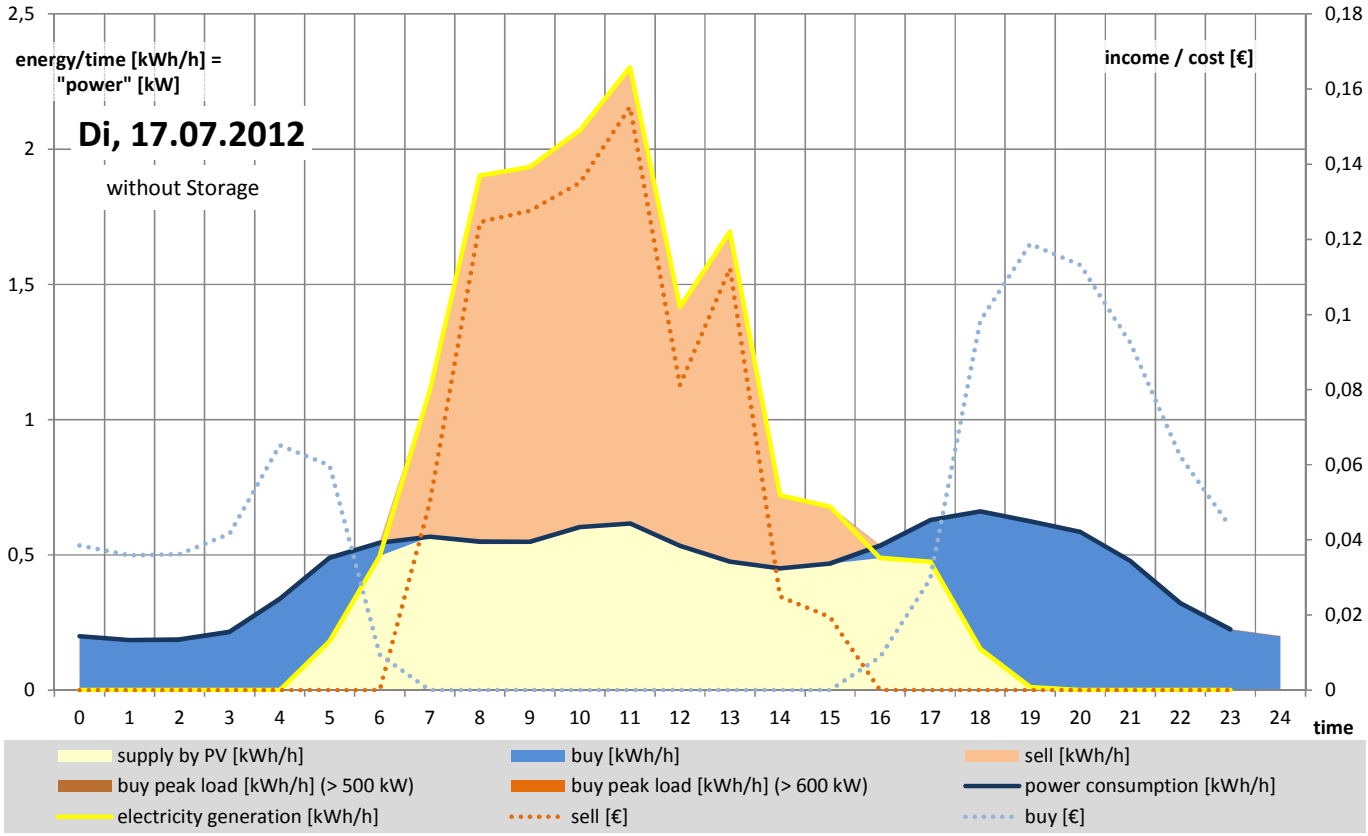


Figure 17: Domestic – Power consumption, production, usage without storage

Approx. 60 % of the produced energy is directly supplied to the grid. On the other hand 61 % of the power demand is taken from the grid, because the power demand and power production are not synchronous. In order to even the balance a small storage with a capacity of 10 kWh and a power of motor and generator of 10 kW is added to the system. Now only 5 % of the produced energy is sent to the grid and 12 % of the demand is purchased from the grid. The advantage sums up to 22,66 € per year. A function to reduce the peak load results in higher cost than benefit.

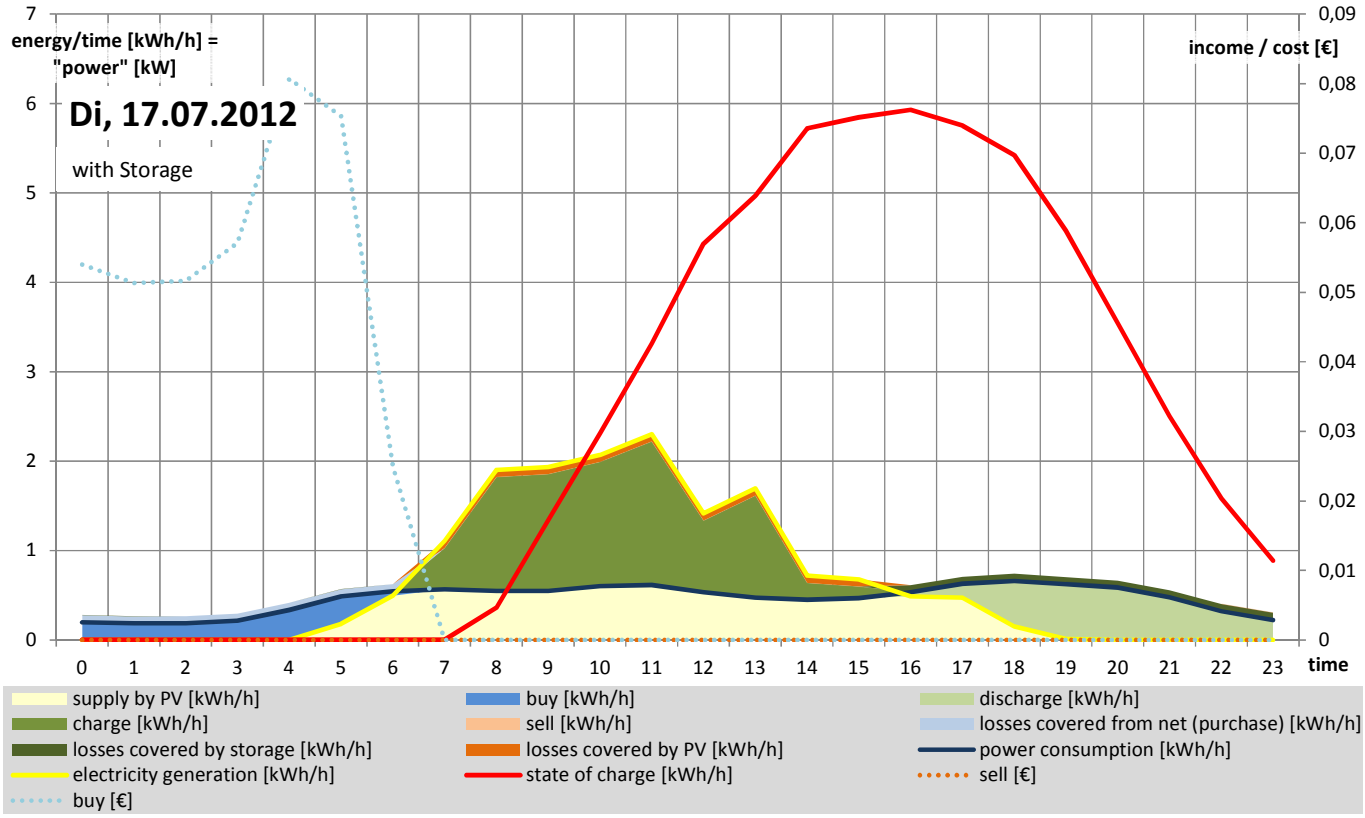


Figure 18: Domestic – Power consumption, production, usage with storage

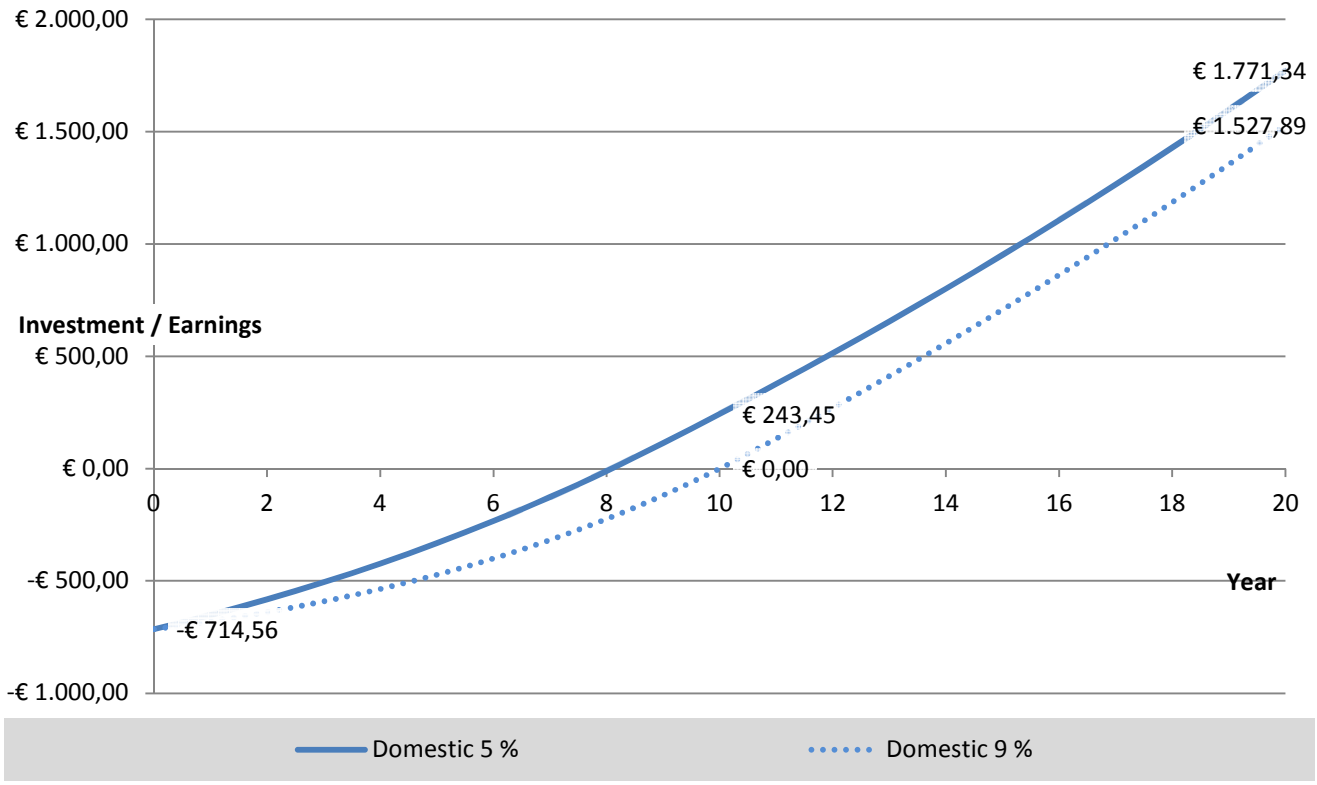


Figure 19: Domestic – Power consumption, production, usage with storage

If the interest rate is 9 % the storage may cost € 700 to get a payback period of 10 years. The payback period with an interest rate of 5 % is 8,1 years.

10.6 Conclusions

For the domestic area the analysis shows that a storage system with a power of 10 kW and a capacity of 10 kWh may cost up to 700 €. The cost estimation for HyPES system lies at 1500–3000 $ for one unit. So the installation of storage systems only can be forced by legislation. E.g. in Germany the feed in can be limited to 80 % of the peak production of each PV plant by the distribution system operator, whenever the grid is already at its capacity limit. Therefore in Germany most domestic PV plants are equipped with a storage system which allows feed in the produced energy at the time of demand.

In commercial area the storage system can be operated for two main reasons:

store PV energy for the own usage
use PV energy (or energy from the grid) to reduce the peak load from the grid.
The second point results in even higher savings, because the peak load demand is rated with high costs by the distribution system operator.

In two commercial companies (Frutura and Gaugl) the effects of a storage system were simulated by way of example. The following table sets out the results of the simulation.

Table 5: Frutura – Economic simulation results

Simulation	storage only		peak limit 600 kW		peak limit 500 kW		unit
investment		1.000		12.222		49.598	€
revenue		–65		1.696		6.884	€
interest rate	5	9	5	9	5	9	%
payback period	∞	∞	8,1	10	8,1	10	years
net present value (NPV)	–739	–1.739	6.939	19.161	77.755	28.156	€
internal rate of return (IRR)	–	–	15	9	15	9	%
earnings (after 10 years)	–2.561	–3.483	4.164	0	16.898	0	€

Table 6: Gaugl – Economic simulation results

Simulation	storage only		peak limit 200 kW		peak limit 175 kW		unit
investment		1.933		66.884		49.598	€
revenue		268		9.283		6.884	€
interest rate	5	9	5	9	5	9	%
payback period	8,1	10	8,1	10	8,1	10	years
net present value (NPV)	3.030	1.097	104.853	37.969	77.755	28.156	€
internal rate of return (IRR)	15	9	15	9	15	9	%
earnings (after 10 years)	659	0	22.787	0	16.898	0	€

A storage system which is used to store the produced energy from the PV system for later use in the own facility, is in most cases economically not feasible. An exception is the Gaugl demo site, where the highest power demand is in the morning and in the afternoon with a distinct lunch break, when the sun shines strongest.

But even at Gaugl a storage system used (additionally) to cut the load peaks is economically more feasible, because peak power is charged with high cost by the grid operator.

11 Deliverable D4.5 - Exploitation plan towards commercial/industrial infrastructures

NEUE ENERGIEN 2020

Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

STOR-E

Advanced Electrical Storage Facilities to become Economically and Environmentally

Projektnummer: 829929

Deliverable D4.5
Exploitation plan towards commercial/industrial infrastructures

Datum: 31/07/2013

Verantwortlicher Projektpartner: iC Ces GesmbH

Content

11 Deliverable D4.5 - Exploitation plan towards commercial/industrial infrastructures 218
Content 219
11.1 Summary 220
11.2 Parameters for the Scenarios 221
11.2.1 HyPES 221
11.2.2 Lead Acid Batteries 221
11.2.3 Diesel Emergency Power Generator 222
11.3 Scenario “Austria” 222
11.4 Scenario “Jamaica” 224
11.5 Scenario “Senegal” 225
11.6 Conclusions 227

11.1 Summary

One big market for storage systems is the implementation into uninterruptible power supplies (UPS). The primary task of an UPS is to supply (critical) loads like computer centres, hospitals, hotels and production plants with electrical power in case of voltage dips or black-outs. The standard EN 62040 sets out requirements for UPS and classifies them according to grid failures in three categories.

Table 7: Classification of UPS acc. EN 62040-3

Class	Definition acc. EN 62040-3	Old Definitions
VFI	Voltage and Frequency Independent: UPS output is independent of grid, voltage and frequency changes within the limits of IEC 61000-2-2	On-line, Double Conversion, continuous operation
VI	Voltage Independent: UPS output depends on grid frequency, voltage is steady	Single Conversion, Delta Conversion, Line-Interactive
VFD	Voltage and Frequency Dependent: UPS output depends on frequency and voltage changes in the grid	Off-line, Stand-by

The design of an UPS must meet the requirements

Area of application
Switchover time
Operating parameters (for example temperature)
Consumer specifics (e.g. rated power, load behaviour, tolerance to network faults)
Availability / reliability
Efficiency
Autonomy time
Maintenance

In this context, the energy storage is of great importance. For this reason, the performance characteristics of the energy storage system is quite significant in determining the performance of the UPS system.

The HyPES storage system is compared to two other commonly used energy storage systems for UPS and emergency power systems:

Diesel generator
UPS with lead acid batteries

It turns out that the results depend strongly on local conditions like energy cost, environmental parameters and operating time. Three different scenarios are analyzed in the following chapters:

“Austria”: UPS functionality in a industrialized country with high grid reliability
“Jamaica”: power black-out once a day for one hour
“Senegal”: power supplied not from a grid but a photovoltaic plant; power supply for night hours from storage

11.2 Parameters for the Scenarios

The rated power of the backup system is set to 150 kW as an usual small scaled UPS in all scenarios. The storage capacity depends on the average full load hours per day.

Table 8: Parameters for different Scenarios

Scenario		Austria	Jamaica	Senegal
Power	kW	150	150	150
Mean Operating Hours per Day	h/d	0	1	8
Operating Hours per Year	h/a	0	365	2.920
Energy Consumption per Year	kWh/a	0	54.750	438.000
Storage Capacity	kWh	600	600	1.800
Interest Rate	%	5%	10%	4%
Pay Back Period	a	10	8	15
Inflation	%	2,10%	4,00%	7,00%
Energy cost – Electricity	€/kWh	0,10	0,40	0,25
Energy cost – Diesel (fuel oil)	€/kWh	0,10	0,28	0,25

The parameters for the three different compared UPS solutions are defined in the following chapters.

11.2.1 HyPES

The price of the HyPES storage system is calculated from rated power and storage capacity:

Price [€] = 1000 · Rated Power [kW] + 100 · Storage Capacity [kWh]

Maintenance cost is approx. 20.000 €/year.

A reinvestment is not necessary within 20 years.

The mean round trip efficiency (charge – usage) is assumed with 55 %.

Standby energy consumption is 700 kWh/year.

11.2.2 Lead Acid Batteries

The investment cost for the lead acid batteries is 419,50 €/kWh + 25 % for the electronics.

The batteries have to be exchanged every 2–5 years depending on the load cycles and the environment temperatures. Maintenance cost is 5.000 €/year.

The mean round trip efficiency (charge – usage) is 65 %.

The standby energy consumption is high (1,2 W/kWh storage capacity) because of the self-discharge effect of lead acid batteries.

11.2.3 Diesel Emergency Power Generator

The investment cost for the diesel emergency generator is approx. 64.000 €. The main cost results from the engine price; the storage capacity can be easily extended comparable cheap by adding fuel tanks.

The efficiency of the diesel generator is 32 %.

Standby energy consumption is 438 kWh/year.

The maintenance cost are strongly influenced by the operating hours due to repair works and lubricating oil consumption.

11.3 Scenario “Austria”

In Austria as in other highly industrialized countries, the power quality of the grid is very good. Figure 20 gives shows the frequency and duration of grid failures per year.

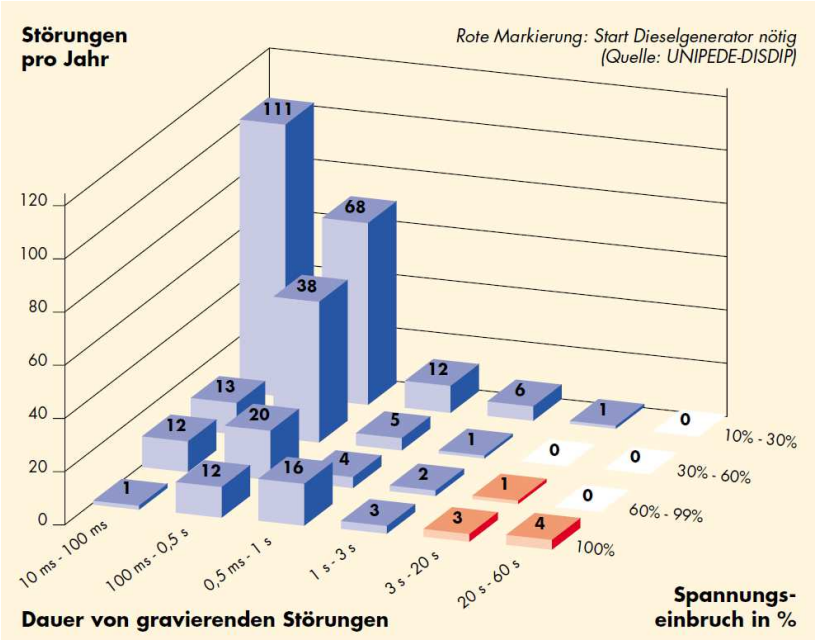


Figure 20: Duration of severe grid failures

An UPS system is more or less in standby the whole time and has normally not one full load hour per year. For sensitive applications a quickly responding UPS system for short interruptions has to be installed. For longer power failures (> 15 s) a system with higher storage capacity has to be added.

In the given scenario a storage capacity for the supply of 150 kW for 4 hours is taken into account.

The energy prices are 0,1 €/kWh for fuel oil and electricity with a yearly increase of 3 %. The inflation is 2,1 %. For a loan with a payback period of ten years the interest rate is 5 %.

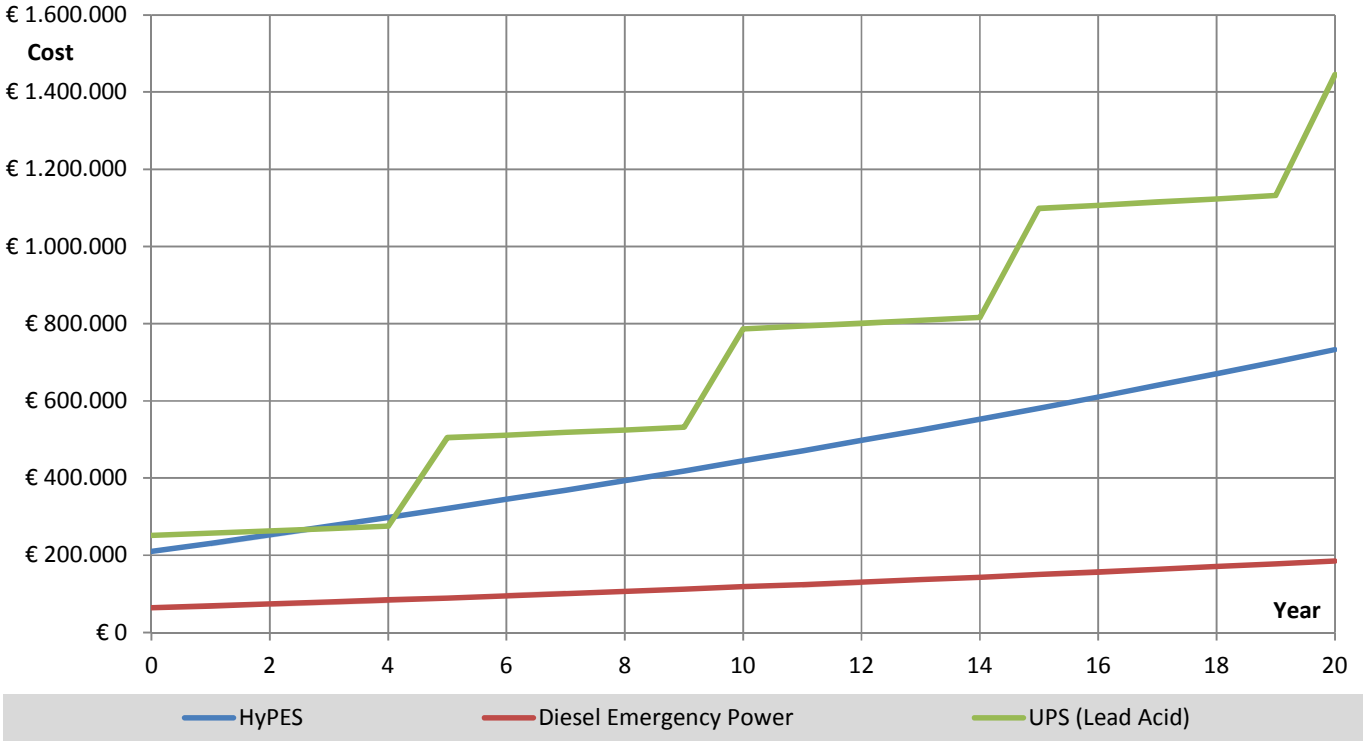


Figure 21: Scenario "Austria" – Cost for UPS system over 20 years with own capital

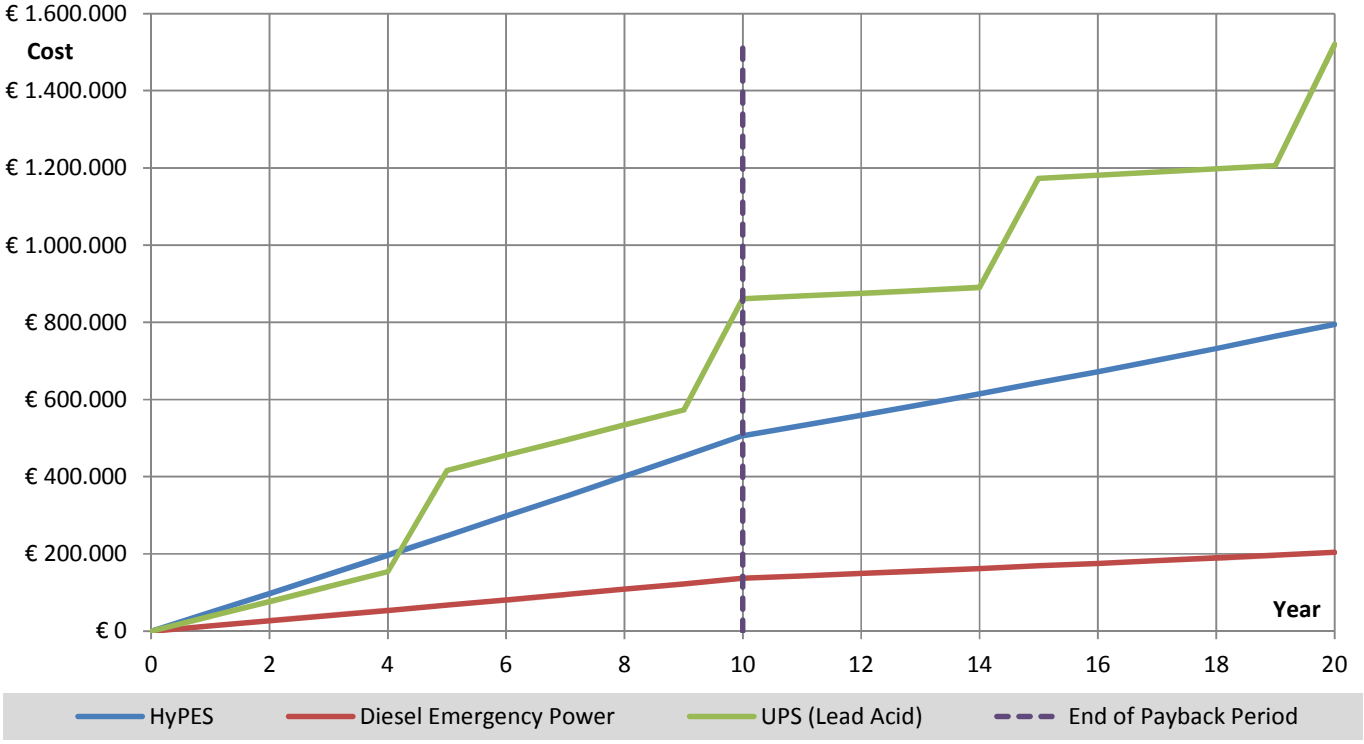


Figure 22: Scenario "Austria" – Cost for UPS system over 20 years with loan capital

Table 9: Results for scenario "Austria" for the different solutions

		HyPES	Diesel	Lead Acid
Investment	€	210.000,00	63.814,08	251.702,03
Annuity	€	27.195,96	8.264,22	32.596,56
Maintenance Cost	€/a	20.800,00	4.800,00	5.000,00
Energy Consumption for Conservation of Charge	kWh/a	700,80	438,00	6.307,20
Reinvestment	€	105.000,00	26.862,69	201.361,62
every … years	a	21	800	5

11.4 Scenario "Jamaica"

On an island like Jamaica the power supply is not so stable as in middle Europe. Therefore the UPS will be operated for one hour per day in average. The storage capacity is also 600 kWh.

The energy prices are 0,28 €/kWh for fuel oil and 0,4 €/kWh for electricity with a yearly increase of 7 %. The inflation is 4 %. For a loan with a payback period of eight years the interest rate is 10 %.

Because of high load cycles and higher environmental temperatures the lead acid batteries have to be exchanged every two years.

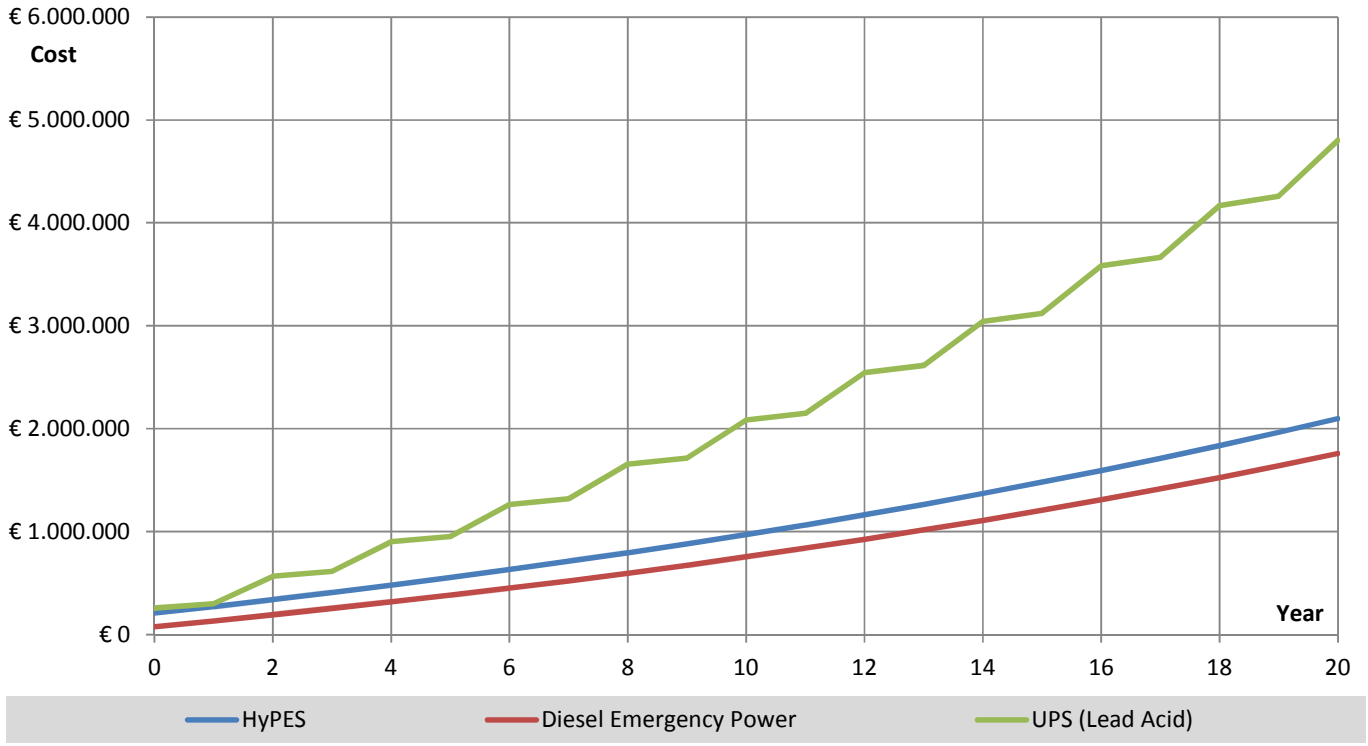


Figure 23: Scenario "Jamaica" – Cost for UPS system over 20 years with own capital

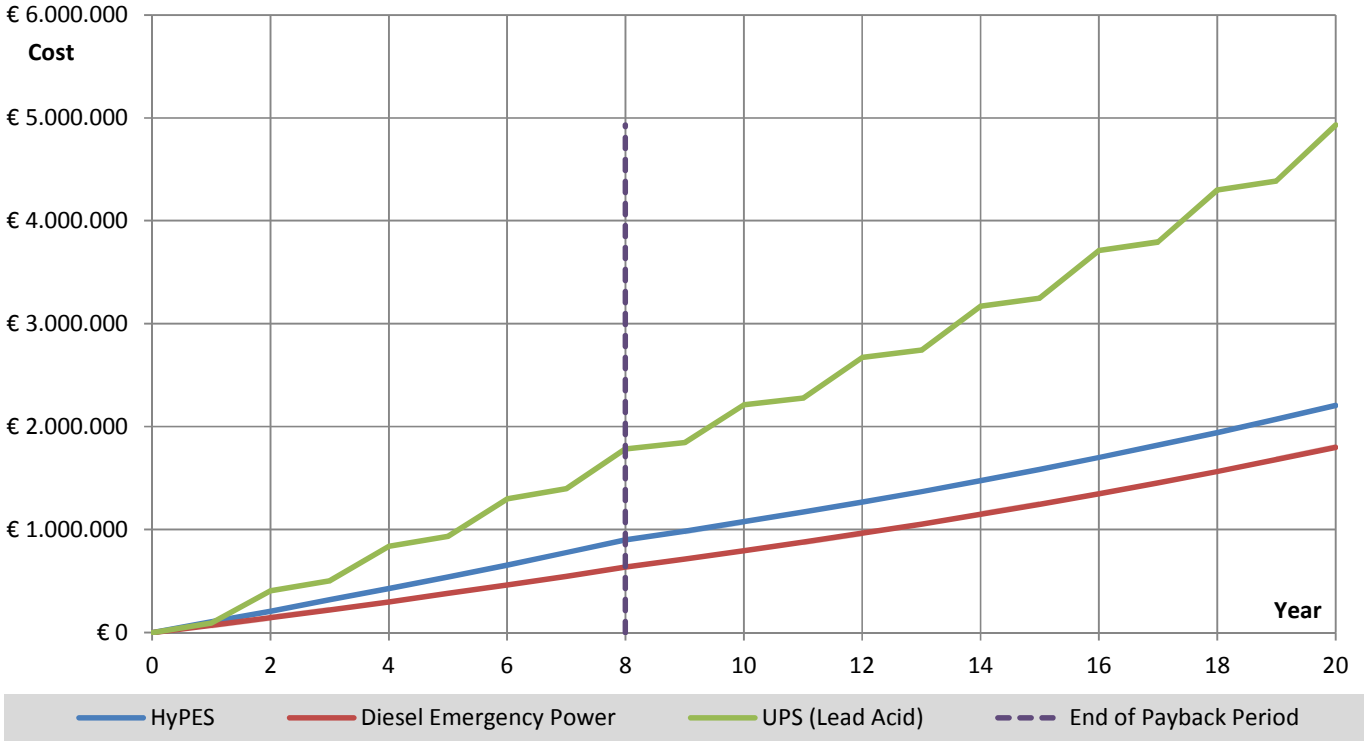


Figure 24: Scenario "Jamaica" – Cost for UPS system over 20 years with loan capital

Table 10: Results for scenario "Jamaica" for the different solutions

		HyPES	Diesel	Lead Acid
Investment	€	210.000,00	76.865,25	256.386,00
Annuity	€	39.363,24	14.407,93	48.058,02
Maintenance Cost	€/a	20.800,00	6.770,32	5.000,00
Energy Consumption for Conservation of Charge	kWh/a	700,80	438,00	6.307,20
Reinvestment	€	105.000,00	32.356,61	205.108,80
every … years	a	21	110	2

11.5 Scenario "Senegal"

The third scenario is a village in Senegal far away from any power grid. The electricity is generated with a photovoltaic plant. For the night a storage system is necessary. The storage must deliver energy for 8 hours per day and therefore the storage capacity is 1800 kWh.

The energy prices are 0,25 €/kWh for fuel oil and electricity with a yearly increase of 15 %. The inflation is 7 %. For a loan with a payback period of 15 years the interest rate is 4 %.

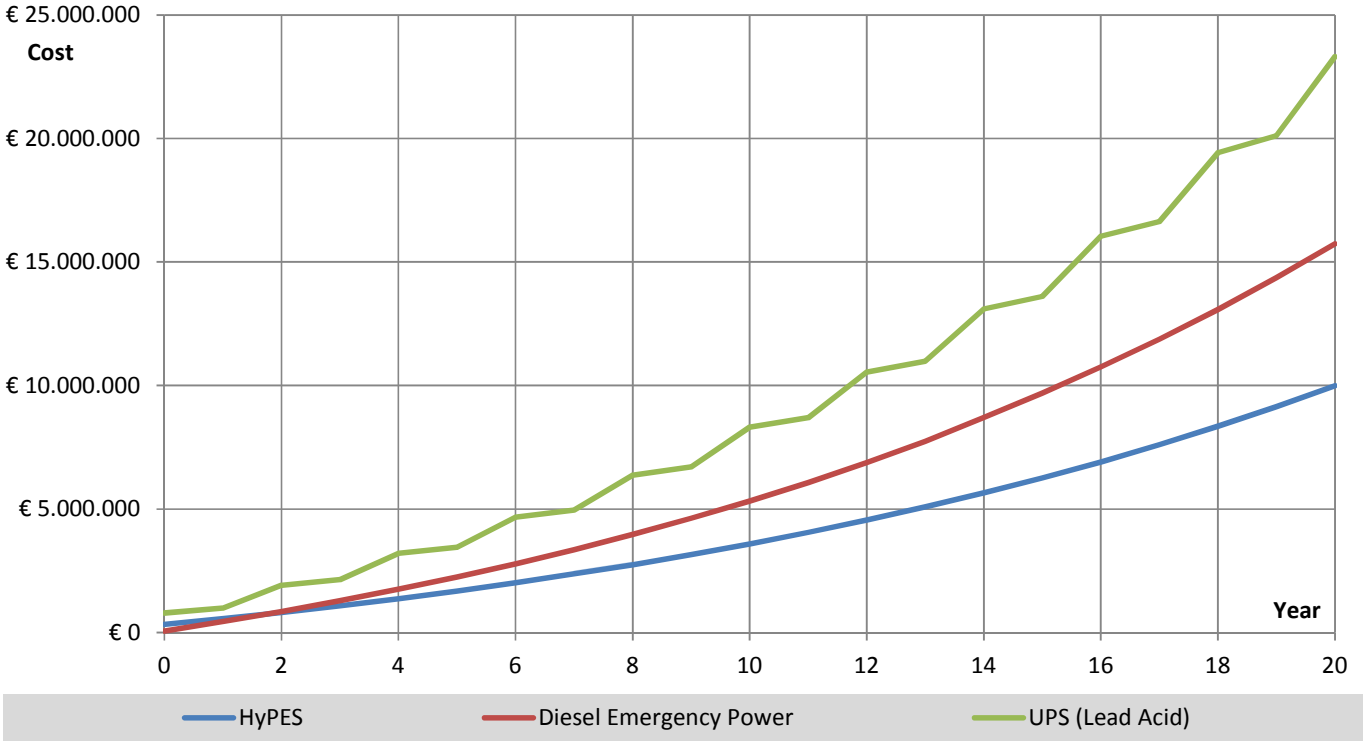


Figure 25: Scenario "Senegal" – Cost for UPS system over 20 years with own capital

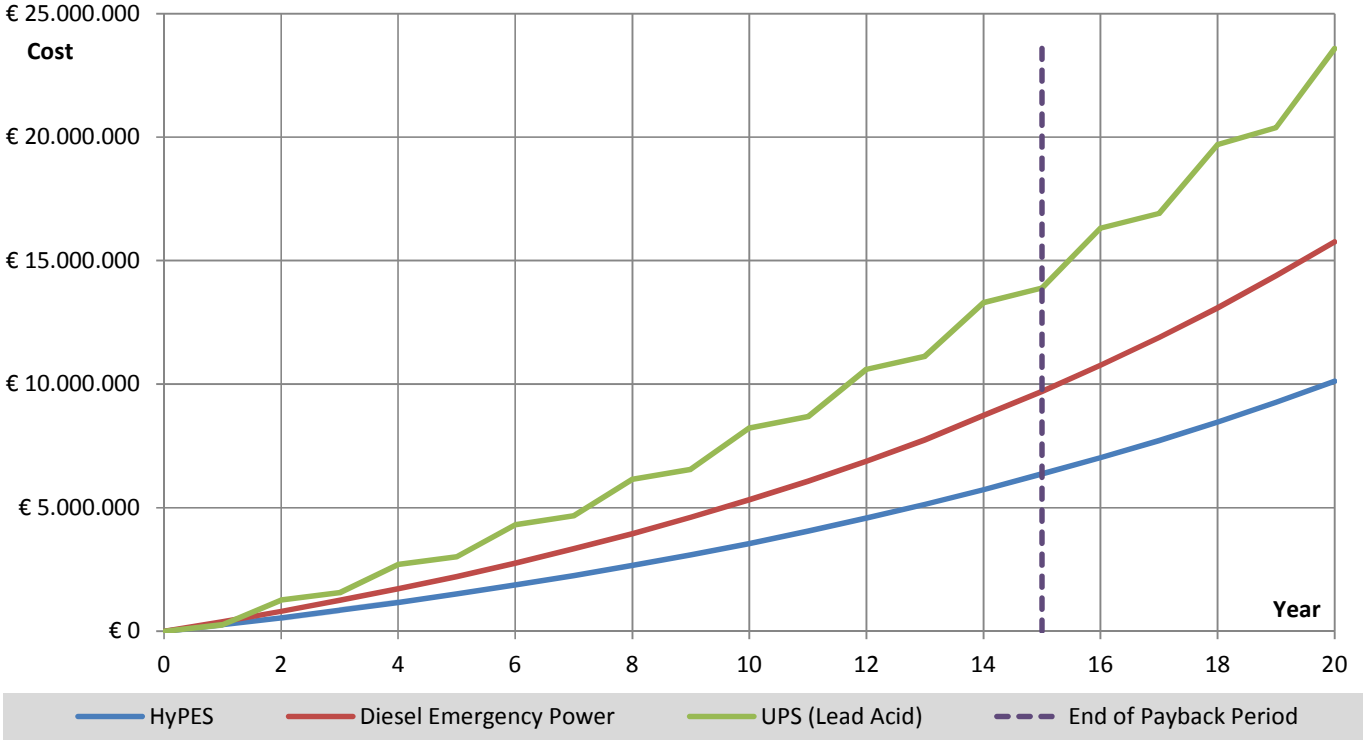


Figure 26: Scenario "Senegal" – Cost for UPS system over 20 years with loan capital

Table 11: Results for scenario "Senegal" for the different solutions

		HyPES	Diesel	Lead Acid
Investment	€	330.000,00	61.417,57	791.345,25
Annuity	€	29.680,56	5.523,96	71.174,46
Maintenance Cost	€/a	20.800,00	17.394,74	5.000,00
Energy Consumption for Conservation of Charge	kWh/a	700,80	438,00	18.921,60
Reinvestment	€	165.000,00	25.853,87	633.076,20
every … years	a	21	14	2

11.6 Conclusions

If the storage system is only used as an emergency backup system with almost no operating hours, the most economical solution is a diesel emergency generator. It generates the lowest investment and operating cost.

If the storage system has high load cycles the lead acid storage gets very expensive because the batteries must be exchanged very often.

The HyPES storage system is economically interesting if the storage system has to provide much energy, because the efficiency of the system is higher than a diesel generator. The lead acid batteries would have an even higher efficiency but the cost for reinvestment into new batteries are very extensive.

There is a big market for the HyPES energy storage in areas where electricity can be efficiently generated with PV systems all over the year and has to be stored for usage in the night. Here the storage with high cycle count, low maintenance cost and high round trip efficiency can make the most of its advantages.